

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

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидравлических машин»
кафедра

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 - Строительство
код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЕРЕНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ВИТИМ.
ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ ВЕРХА ГРЕБНЯ,
ВКЛЮЧАЯ ВЕРХ ПРОТИВОФИЛЬТРАЦИОННОГО УСТРОЙСТВА
ГРУНТОВЫХ ПЛОТИН**

тема

Руководитель _____
подпись, дата

Инженер СМГТС СШ ГЭС
должность, ученая степень

Е.В. Фирищак
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

Е.Е.Сайгашова
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме: «Проектирование Теренской ГЭС на реке Витим. Технология проведения ремонтных работ верха гребня, включая верх противофильтрационного устройства грунтовых плотин».

Консультанты по разделам:

Консультант

подпись, дата

В.Б. Затеев
инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

подпись, дата

Е.Ю. Затеева
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

подпись, дата

А.В. Масленникова
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

подпись, дата

Е.В. Фирищак
инициалы, фамилия

Организация и производство гидротехнических работ

подпись, дата

Т.Ю. Толошинова
инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

В.А. Кадычегов
инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

В.А. Кадычегов
инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

подпись, дата

В.В. Лапасова
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

А.А. Чабанова
инициалы, фамилия

Сокращенный паспорт Теренской ГЭС

Наименование ГЭС

Местонахождение ГЭС

Тип проектируемой установки

Теренская ГЭС на реке Витим;
Иркутская область;
ГЭС;

Характерные расходы воды:

- а) среднемноголетний
- б) всех турбин
- в) максимальный обеспеченностью 0,001%
- г) минимальный

1755 м³/с;
2532 м³/с;
10271 м³/с;
442 м³/с;

Параметры водохранилища:

- а) характер регулирования стока
- б) отметки:
- в) объём водохранилища:

многолетний;
ФПУ 371,50 м; НПУ 370,00 м;
УМО 330,70 м;
27,41 км³;

Напоры ГЭС:

- а) максимальный
- б) расчетный
- в) минимальный

168,50 м;
153,00 м;
124,73 м;

Энергетические характеристики:

- а) установленная мощность
- б) среднемноголетняя выработка

2534 МВт;
15,713 млрд. кВт·ч;

Плотина:

- а) плотина
- б) материал
- в) длина
- г) максимальная высота

контрфорсная;
бетон;
750 м;
180,40 м;

Здание ГЭС:

- а) тип здания
- б) число гидроагрегатов
- в) тип спиральной камеры
- г) тип отсасывающей трубы

приплотинное;
6 шт;
металлическая круглого
сечения;
изогнутая;

Основное оборудование:

- а) тип турбины
- б) тип генератора

РО170а-В;
ВГС-1203/200-44;

в) мощность генератора	469 МВт;
г) частота вращения	136,4 об/мин;

Технико-экономические показатели:

а) себестоимость энергии	1,56 руб/кВт·ч;
б) срок окупаемости	12,8 лет;
в) удельные капиталовложения	59550,1 руб/кВт;
г) Индекс прибыльности	1,70 руб.

СОДЕРЖАНИЕ

1 Анализ исходных данных.....	9
2 Водно – энергетический расчет и выбор установленной мощности	14
2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока.....	14
2.2 Выбор расчетного средневодного года ($P = 50\%$)	16
2.4 Построение ИКН (для летнего и зимнего периодов)	18
2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	19
2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы	21
2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году	24
2.7 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов.....	25
2.8 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС	26
2.9 Баланс мощности.....	27
3 Основное и вспомогательное оборудование	29
3.1 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам.....	29
3.2 Выбор оборудования с использованием универсальных характеристик..	29
3.2.1 Выбор системы и количества гидроагрегатов	32
3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины.....	37
3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора	39
3.5 Гидромеханический расчет и построение плана спиральной камеры	42
3.6 Расчет вала на прочность. Расчет подшипника	45
3.7 Выбор маслонапорной установки и ЭГР	47
3.8 Выбор конструктивной схемы компоновки гидротурбины	47
4 Гидротехнические сооружения.....	48
4.1 Определение класса сооружения.....	48
4.2 Определение отметки гребня плотины	48
4.3 Гидравлические расчеты	51
4.3.1 Определение ширины водосливного фронта	51
4.3.2 Определение отметки гребня водослива	53
4.3.3 Проверка на пропуск поверочного расхода	55
4.4 Построение оголовка профиля водосливной грани.....	56
4.5 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи	57
4.5.1 Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы ..	59
4.6 Конструирование бетонной плотины.....	59
4.6.1 Определение отметки и основных размеров быков	59
4.6.2 Разрезка плотины швами.....	60
4.6.3 Устои	60
4.6.4 Дренаж тела бетонной плотины	60
4.6.5 Галереи в теле плотины.....	61

4.6.6 Элементы подземного контура плотины	61
4.7 Определение основных нагрузок на плотину	62
4.7.1 Гидростатическое давление воды	63
4.7.2 Взвешивающее давление.....	64
4.7.3 Давление грунта	64
4.7.4 Волновое давление.....	65
4.7.5 Фильтрационное давление	65
4.7.6 Вес контрфорса.....	66
4.7.7 Вес затвора.....	66
4.8 Расчт прочности плотины и её основания	67
4.9 Расчет устойчивости плотины на плоский сдвиг	71
5 Организация строительства.....	72
5.1 Периоды строительства гидротехнического сооружения	72
5.2 Этапы возведения сооружений и пропуск строительных расходов	73
5.3 Компоновка Теренской ГЭС	74
5.4 I этап – возведение сооружений для перекрытия русла	74
5.5 Гидравлический расчет строительного канала	74
5.5.1 Гидравлический расчет строительного канала	75
5.5.2 Определение высотного положения строительного канала	76
5.5.3 Проверка пропускной способности канала для $Q_{10\%}$	76
5.6 Определение $\nabla\Gamma\text{ВП}_{\text{стр. канала}}$ и $\nabla\Gamma\text{НП}_{\text{стр. канала}}$ и $\nabla\Gamma\text{ВП}_{\text{I оч}}$ и $\nabla\Gamma\text{НП}_{\text{I оч}}$	77
5.7 Порядок пропуска воды через строительный канал.....	78
5.7.1 II этап – Перекрытие русла	79
5.7.2 III этап – Возведение сооружений в котловане первой очереди	79
5.7.3 Расчет донных отверстий, для пропуска строительных расходов при строительстве в котловане II очереди.....	79
5.8 Откачка воды из котлована I очереди и организация водоотлива.....	82
5.9 Водонаполнение в котловане I очереди.....	83
5.10 Разработка скальных котлованов гидроузлов	84
5.11 Подбор машин для разработки разрыхлённого грунта	85
5.12 Определение необходимого транспорта.....	86
5.13 Подсчет буровзрывных работ	88
5.14 Производство бетонных работ. Вспомогательные работы.....	89
5.14.1 Разработка технологии выполнения работ.....	92
5.15 Основные работы. Приготовление бетонной смеси.....	92
5.16 Транспортировка бетонной смеси.....	93
5.17 Горизонтальный транспорт.....	93
5.18 Вертикальный транспорт.....	95
5.19 Время подачи бетона в блоки и время уплотнения бетонной смеси.....	97
5.20 Состав мероприятий по подготовке блоков к бетонированию	98
5.21 Состав мероприятий по подготовке блоков к бетонированию	98
5.22 Укладка бетонной смеси зимой	99
5.23 Уплотнение бетонной смеси	99

5.24 Уход за бетоном	101
5.25 Контроль качества бетонных работ	102
5.26 Особенности зимнего бетонирования.....	102
5.27 IV этап – возведение сооружений в котловане II очереди, наращивание сооружений до отметок, необходимых для начала наполнения водохранилища, наполнение водохранилища до отметок пуска первоочередных агрегатов .	104
5.28 Определение объемов и продолжительности земельно-скальных работ, бетонных работ в котловане II очереди	105
5.28.1 V этап – Воздевение сооружения до гребня плотины.....	105
6 Технико – экономическое обоснование.....	107
6.1 Оценка объемов реализации электроэнергии	107
6.2 Текущие расходы по гидроузлу.....	108
6.3 Налоговые расходы.....	111
6.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	112
6.5 Оценка инвестиционного проекта.....	114
6.5.1 Методология, исходные данные.....	114
6.5.2 Коммерческая эффективность	115
6.5.3 Бюджетная эффективность	115
6.6 Анализ чувствительности.....	116
7 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Теренского ГУ. Охрана и противопожарная безопасность	120
7.1 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	121
7.2 Отходы, образующиеся при строительстве.....	123
7.3 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	124
7.4 Охрана труда и безопасность персонала Теренской ГЭС.....	125
8 Технология проведения ремонтных работ верха гребня, включая верх противофильтрационного устройства грунтовых плотин	129
8.1 Ремонт противофильтрационного устройства Каскада Вилуйских гидроэлектростанций им. Е.Н. Батенчука	130
8.1.1 Полное и сокращенное наименование ГТС. Сведения об эксплуатирующей организации ГТС	130
8.1.2 Сведения о водохранилище, расположенном в верхнем бьефе ГТС	131
8.1.3 Технические параметры и состояние объекта	132
8.1.4 Цель выполняемой работы.....	132
8.2 Варианты наращивания верха противофильтрационного устройства Каскада Вилуйских гидроэлектростанций им. Е.Н. Батенчука.....	133
8.2.1 Стена из стального шпунта, погружаемого вибрационным или забивным способом.....	133
8.2.2 Траншейная стена в грунте, разрабатываемая экскаватором и заполняемая глиноцементобетоном.....	134
8.2.3 Инъекционная завеса	136
8.2.4 Стена в грунте из секущихся свай.....	137

8.2.5 Преимущества и недостатки вариантов.....	138
8.3 Наращивание верха ПФУ каменно-земляной плотины методом «Траншейная стена в грунте, разрабатываемая экскаватором и заполняемая глиноцементобетоном»	140
8.3.1 Подготовительные работы	141
8.3.2 Состав и технология приготовления глиноцементобетона	142
8.3.3 Разработка захватки траншеи экскаватором	143
8.3.4 Заполнение траншеи глиноцементобетоном.....	145
8.3.5 Контроль качества.....	146
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	149
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	149
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Исходные данные. Водно-энергетический расчет.....	150
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Выбор основного и вспомогательного оборудования	156

1 Анализ исходных данных

Витимский створ Теренского гидроузла размещён в Иркутской области на реке Витим. Река Витим начинается при слиянии реки Витамкан с рекой Чиной (рисунок 1.1).

Длина реки 1837 км. Её питание в основном, дождевое с расчетными расходами в реке $Q_{p0,1}^{\max} = 9142 \frac{m^3}{c}$ и $Q_{p,01}^{\max} = 10271 \frac{m^3}{c}$. Средний годовой расход воды у города Бодайбо $1530 \frac{m^3}{c}$, в устье — около $2000 \frac{m^3}{c}$. Объём стока $69,434 \frac{km^3}{год}$.

Скорость течения реки составляет в среднем $1,1\text{--}2 \frac{m}{сек}$. Питание реки смешанное: подземное – 20 %, дождевое – 40 % и снеговое – 40 %.



Рисунок 1.1 – Карта реки Витим

Климат в районе строительства Теренского гидроузла умеренно-континентальный с умеренно теплым влажным летом и умеренно холодной зимой.

Характеристика климатических условий:

- Температура воздуха среднегодовая $+1,3^\circ\text{C}$;
- Средняя температура самого теплого месяца – июля $+17,7^\circ\text{C}$;
- Абсолютный максимум температуры $+37,2^\circ\text{C}$;
- Средняя температура самого холодного месяца – января -11°C ;
- Абсолютный минимум температуры -51°C ;

- Расчетная температура района строительства - 49 °С. (СП 131.13330.2018 «Строительная климатология» для г. Бодайбо, Иркутская обл.).

В соответствии с картой сейсмического районирования Российской Федерации створ Теренской ГЭС расположен в пределах зоны, характеризующейся сейсмической интенсивностью в 8 баллов. СП 14.13330. С учетом скального основания расчетная сейсмичность для гидротехнических сооружений составит 7 баллов [1].

В основании залегает слаботрещиноватый гранит. Физические свойства гранита: плотность 2600 кг/м², прочность при сжатии до 300 МПа. Прочность гранита отличается высокой устойчивостью к трению, сжатию и истиранию.

Витимский створ Теренского гидроузла размещён в 175 км от устья р. Витим, выше посёлка Кяхтинский на 6 км и города Бодайбо на 30 км (рисунок 1.2).

Транспортная инфраструктура: имеется автомобильная дорога и аэропорт.

Крупный населённый пункт в НБ такой как г. Бодайбо от Теренской ГЭС расположен на расстоянии 30 км (рисунок 1.2).

Население Бодайбо по данным 2017 г. составляет 13 104 человек.



Рисунок 1.2 – Топографическая карта района

Теренская ГЭС на реке Витим:

- Гидрологический ряд расходов воды за период 1939 – 1988 гг. (таблица 1.2);
- Топографические характеристики водохранилища (кривые зависимости площади зеркала водохранилища и объёма стока от уровня воды (таблица 1.1 и таблица 1.2);
- Отметка форсированного подпорного уровня ФПУ = 371,50 м;
- Отметка нормального подпорного уровня НПУ = 370,00 м;
- Уровень мёртвого объёма УМО = 330,70 м;
- Отметка дна = 195,00 м.

По энергосистеме:

- Энергосистема: ОДУ Сибири;
- Установленная мощность существующих ГЭС (взята с сайта системного оператора <http://so-ups.ru>) 7075 МВт;
- Годовой максимум нагрузки $P_{max} = 28550$ МВт;
- Резервы: нагрузочный резерв системы 1%, аварийный резерв системы 7%;
- Координаты кривой объема водохранилища (рисунок 1.3 и рисунок 1.4).

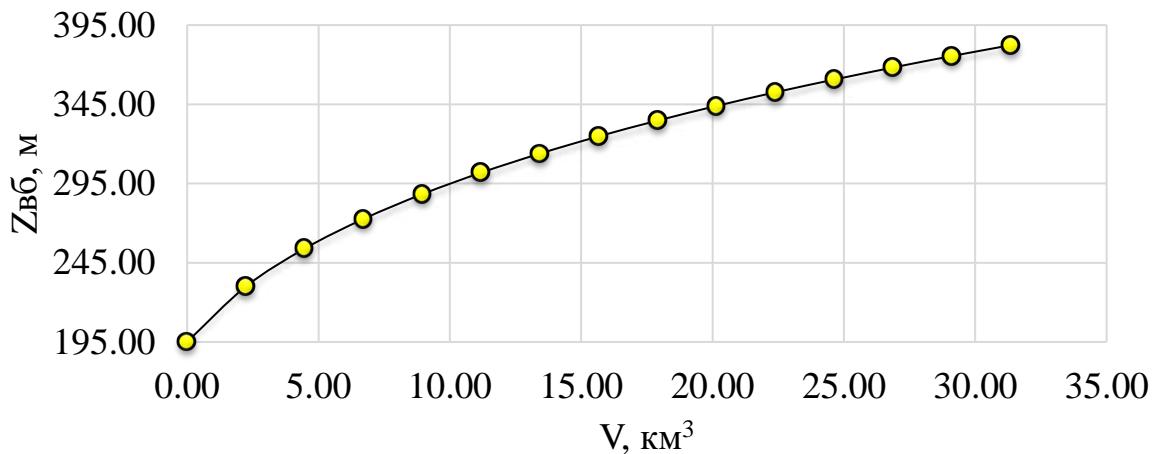


Рисунок 1.3 – Кривая зависимости объема водохранилища от уровня верхнего бьефа

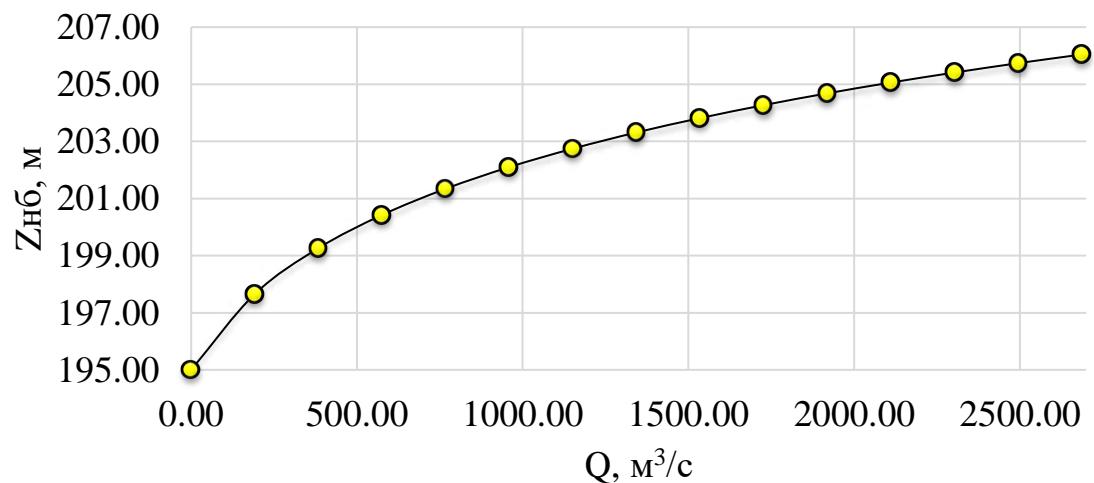


Рисунок 1.4 – Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла

Требования участков ВХК и потери воды представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Требования участков ВХК и потери воды

Месяц	Потери расхода											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Q_{90\%}$	282	293	338	473	1609	2577	2841	3315	1375	1374	812	609
$Q_{исп}$	3	3	3	5	16	26	28	33	14	14	8	6
$Q_{фильтр}$	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
$Q_{лед}$	26	26	0	-40	-66	0	0	0	0	0	26	26
$Q_{рыбоп}$	0	0	0	0	40	40	0	0	0	0	0	0
$Q_{шлюз}$	0	0	0	0	66	66	66	0	0	0	0	0
$Q_{сумм}$	56	56	30	-9	82	158	121	126	40	40	61	59

Расчетный гидрологический ряд по реке Витим м³/с представлен в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Расчетный гидрологический ряд по реке Витим

Года	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1939	604	341	289	578	1398	3884	3262	2641	2486	2625	1050	840
1940	341	210	171	446	2330	2486	3728	3418	3262	1414	788	394
1941	368	289	263	788	1320	5748	2486	1709	2020	2120	1076	578
1942	525	236	131	289	1553	3262	4194	3262	3107	2423	1575	630
1943	446	420	368	1076	3262	3728	1864	2020	1786	2221	1706	578
1944	578	210	171	551	1569	2020	5126	4505	4427	2827	1129	919
1945	394	341	249	315	2253	2656	3651	3495	3418	2726	1155	735
1946	473	420	407	394	2206	4412	1631	1709	839	990	919	814
1947	236	223	184	171	2175	2796	3806	3651	3573	1010	525	394
1948	289	184	158	223	2330	5204	2719	2221	1895	2040	656	551
1949	394	368	315	814	1476	5002	1864	1786	1942	2221	1076	919
1950	394	341	328	551	2703	3200	3138	1553	932	1111	945	709
1951	263	223	144	446	1709	2020	4660	4194	4039	1898	840	368
1952	420	289	236	1050	4971	3728	1709	1087	1010	1212	1050	525
1953	788	394	263	407	1942	6121	4194	3884	3495	2625	2232	919
1954	341	315	131	1050	2486	3961	2330	2020	1880	2302	1076	866
1955	525	512	499	578	3961	5592	4505	5126	4893	2383	1103	735
1956	473	459	354	1103	5126	4194	2408	2253	1181	1252	814	643
1957	368	341	315	473	2423	2610	3449	4738	4257	2625	1076	446
1958	420	394	341	630	1911	4303	3169	2532	1103	1333	1549	866
1959	604	551	446	368	4769	6214	2097	1320	1165	1414	1601	578

Продолжение таблицы 1.2

Года	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1960	564	459	433	604	2190	3340	3185	4505	3806	1717	1575	630
1961	368	341	315	525	2020	2641	5670	5515	2486	2827	1181	446
1962	420	407	315	656	1352	6991	2020	2253	2175	2524	1890	499
1963	473	446	158	683	3262	2796	5903	3107	1010	1212	1050	578
1964	289	210	171	197	1786	4272	2952	2408	3169	3514	578	394
1965	368	289	263	709	2408	3029	4194	2641	2563	3231	814	446
1966	788	578	459	473	4505	6369	2175	1398	1087	1313	1733	866
1967	420	381	368	551	2097	2641	4194	3884	1709	1818	1050	788
1968	683	669	617	1391	3262	6991	3418	3107	2796	1313	1313	919
1969	814	473	394	341	2330	2874	5670	4971	2175	2524	1076	446
1970	986	709	249	525	3806	6680	3262	3418	2874	3635	1418	996
1971	899	735	420	302	4971	5903	5748	5126	3418	3534	1680	987
1972	578	551	473	394	3573	3107	2874	2486	2719	2221	1155	998
1973	578	551	368	656	3340	7379	3418	2175	2330	2726	1076	656
1974	420	407	368	656	3884	2641	5670	2175	1476	808	578	604
1975	368	341	315	656	2563	4194	2097	2175	2408	2928	1024	446
1976	446	420	223	499	2020	2253	5126	2097	2330	2827	840	551
1977	420	381	368	354	1243	3418	2952	1864	1398	1616	1050	473
1978	368	315	263	171	2641	2952	3884	2796	3418	2020	788	578
1979	578	184	158	735	2486	2952	3262	2175	2330	2726	788	525
1980	394	368	289	525	4816	4505	1553	1243	1087	1313	1103	551
1981	866	525	446	341	3107	5437	2330	2330	2175	2625	2100	656
1982	774	735	669	1155	2020	2175	3728	2020	3107	3029	998	965
1983	446	289	210	656	5592	7457	4660	3884	3418	3231	1523	473
1984	473	368	184	354	2796	4816	2796	2175	2020	2524	840	604
1985	289	263	210	630	2020	2175	5437	2641	2486	889	814	551
1986	368	341	263	525	3573	3418	1709	1864	1476	343	1050	709
1987	420	368	210	604	2330	2641	3573	1087	932	1313	919	578
1988	315	289	210	236	1087	3262	2952	2253	2486	2928	788	735

Из климатических условий необходимо учитывать в проектировании резко континентальный климат, длительный холодный период и возможность обледенения.

2 Водно – энергетический расчет и выбор установленной мощности

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

Гидрологический ряд наблюдений приточности р. Витим в створе Теренской ГЭС за период 1939-1988гг. представлен в таблице 1.2.

Год делится на два периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). За многоводные принимаются месяцы, в которых расход был больше или равен среднегодовому, остальные месяцы составляют маловодный период. В данном случае половодными принимаются 5-9 месяцы, а все остальные месяцы года-маловодными. Для определения маловодного и средневодного года необходимо посчитать обеспеченность каждого среднегодового расхода, расхода в половодье и в межень в процентах по формуле:

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

где m - порядковый номер члена ряда среднегодовых расходов, ранжированного в убывающем порядке;

n - общее число членов ряда.

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимают равными 90 и 50% соответственно. Результаты приводятся в таблице 2.1.

Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены в приложении А, рисунок А.1.

Таблица 2.1 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

Год	Qср	P, %	Qпол	Год	Qмеж	Год
1971	2835	2	4783	1971	932	1962
1983	2664	4	4707	1983	886	1941
1955	2534	6	4435	1955	851	1980
1970	2399	8	3946	1970	834	1983
1953	2272	10	3710	1953	818	1943
1968	2207	12	3561	1973	801	1986
1973	2100	14	3528	1961	688	1978
1961	2028	16	3481	1968	650	1959
1969	2007	18	3424	1969	648	1973
1944	2003	20	3412	1944	641	1967
1957	1927	22	3350	1957	639	1957

Продолжение таблицы 2.1

Год	Qср	P, %	Qпол	Год	Qмеж	Год
1960	1917	24	3291	1960	635	1977
1981	1861	25	3087	1951	633	1944
1966	1812	27	3053	1962	630	1939
1962	1792	29	3034	1981	621	1951
1945	1782	31	3033	1945	620	1968
1942	1766	33	3017	1964	593	1982
1959	1761	35	3011	1965	593	1945
1965	1746	37	2988	1959	591	1961
1982	1740	39	2975	1966	590	1958
1951	1734	41	2967	1942	571	1966
1972	1732	43	2952	1978	565	1960
1963	1723	45	2882	1963	564	1953
1956	1688	47	2855	1984	545	1972
1978	1678	49	2835	1947	544	1963
1939	1668	51	2830	1972	543	1964
1964	1662	53	2801	1940	543	1952
1967	1658	55	2776	1976	534	1946
1984	1658	57	2774	1974	532	1981
1975	1635	59	2736	1956	531	1950
1976	1630	61	2735	1948	528	1942
1974	1627	63	2728	1975	523	1984
1943	1623	65	2724	1967	520	1970
1940	1582	67	2716	1939	509	1976
1979	1577	69	2680	1982	503	1969
1941	1564	71	2655	1979	499	1974
1954	1563	73	2608	1941	497	1954
1947	1562	75	2608	1985	486	1988
1985	1547	76	2502	1958	484	1985
1958	1546	78	2497	1954	482	1975
1948	1539	80	2495	1988	479	1979
1949	1515	82	2453	1980	462	1940
1980	1488	84	2428	1943	405	1965
1952	1441	86	2384	1952	403	1948
1988	1429	88	2382	1949	381	1955
1950	1325	90	2182	1986	364	1971
1977	1304	92	2106	1950	363	1947
1986	1292	94	2099	1977	344	1956
1946	1268	96	1979	1987	307	1987
1987	1261	98	1965	1946	289	1949

2.2 Выбор расчетного средневодного года ($P = 50\%$)

По расчетным обеспеченностям определяются маловодный и средневодный год. За маловодный принимается год со среднегодовой обеспеченностью 90%, в данном случае 1950 год.

За средневодный год принимается год с обеспеченностью 50%, но в данном случае нет конкретного года, поэтому определяем ближайшие годы от расчетной обеспеченности: 1978 и 1939 годы. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. В итоге принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

Для 1978 года:

$$\alpha_n = \frac{Q_{n,50\%}}{Q_{n,1978}} = \frac{2832,5}{2952} = 0,96, \quad (2.2)$$

$$\alpha_m = \frac{Q_{m,50\%}}{Q_{m,1978}} = \frac{543}{688} = 0,79. \quad (2.3)$$

Для 1939 года:

$$\alpha_n = \frac{Q_{n,50\%}}{Q_{n,1939}} = \frac{2832,5}{2716} = 1,04, \quad (2.4)$$

$$\alpha_m = \frac{Q_{m,50\%}}{Q_{m,1939}} = \frac{543}{630} = 0,86. \quad (2.5)$$

В качестве расчетного маловодного года принимаем 1939, так как его коэффициенты ближе к единице.

Выбрав окончательно расчетные гидрографы средневодного и маловодного годов, необходимо уточнить годовой сток умножив среднемесячные расходы на вычисленные коэффициенты [2].

Требуется дополнительная корректировка расходов маловодного и средневодного года при выполнении следующего условия: объем сезонного и годового стока должен оставаться неизменным до корректировки и после нее. Это значит, что месяцы, где расход средневодного года меньше, чем маловодного необходимо скорректировать в сторону увеличения за счет снижения расходов в другие месяцы, но обязательно относящиеся к одному и тому же периоду (сезону). Расчеты приведены в таблице 2.2 и 2.3.

Таблица 2.2 – Маловодный год ($P = 90\%$) без приведения, с приведением, с корректировкой (1950 год)

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q_{cp}
Исход.	328	341	394	551	1553	2488	2743	3200	1327	1326	945	709	1325
Прив.	282	293	338	473	1609	2577	2841	3315	1375	1374	812	609	1325

Таблица 2.3 – Средневодный год ($P = 50\%$)

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q_{cp}
Исходн.	289	361	578	604	1669	2486	2625	3615	3262	2641	1050	840	1668
Прив.	234	292	468	489	1740	2592	2737	3770	3402	2754	851	680	1668
	-48	-1	130	16	132	15	-104	455	2027	1380	39	71	
Измен.	48	1			-48		104		-104				
Скорр.	282	293	468	489	1692	2592	2841	3770	3298	2754	851	680	1668

Гидрографы маловодного и средневодного года представлены на рисунке 2.1.

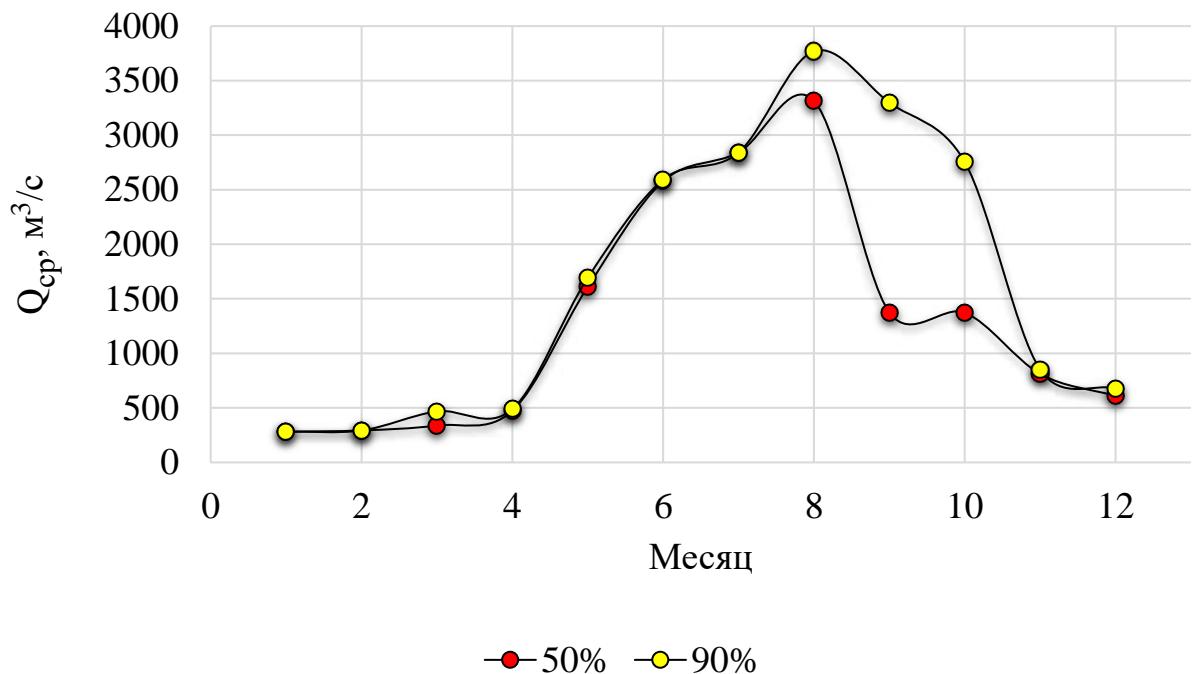


Рисунок 2.1 - Гидрографы маловодного и средневодного года

2.4 Построение ИКН (для летнего и зимнего периодов)

Используя сайт системного оператора(<http://so-ups.ru>), выберем один зимний день (25.12.2016), один летний (25.07.2016) (кроме выходных). Используя эти данные, построим суточные графики нагрузки для зимы и лета. Интегральная кривая нагрузки характеризует зависимость прироста суточной выработки от прироста нагрузки энергосистемы. Интегральные кривые нагрузки строятся по данным, полученным в результате ранжирования мощности по убыванию, делению её на зоны, соответствующим приращениям нагрузки и выработке электроэнергии в данных зонах.

Данные суточного графика нагрузки и ИКН для зимнего и летнего периодов представлены в таблице 2.4 и 2.5.

Таблица 2.4 - Данные суточного графика нагрузки и ИКН для зимнего периода

P(ОДУ Сибири), МВт	dP, МВт	Часы	dЭ, млн.кВт.ч	dP (координ.), МВт	dЭ (координат.) млн.кВт.ч
28667	45	1:00	0,045	45	0,045
28622	200	2:00	0,4	245	0,445
28422	27	3:00	0,081	272	0,526
28395	142	4:00	0,568	414	1,094
28253	82	5:00	0,41	496	1,504
28171	26	6:00	0,156	522	1,66
28145	62	7:00	0,434	584	2,094
28083	47	8:00	0,376	631	2,47
28036	45	9:00	0,405	676	2,875
27991	167	10:00	1,67	843	4,545
27824	38	11:00	0,418	881	4,963
27786	25	13:00	0,3	906	5,263
27761	191	14:00	2,483	1097	7,746
27570	252	15:00	3,528	1349	11,274
27318	501	16:00	7,515	1850	18,789
26817	209	17:00	3,344	2059	22,133
26608	727	18:00	12,359	2786	34,492
25881	11	19:00	0,198	2797	34,69
25870	509	20:00	9,671	3306	44,361
25361	194	21:00	3,88	3500	48,241
25167	46	22:00	0,966	3546	49,207
25121	56	23:00	1,232	3602	50,439
25065	91	00:00	2,093	3693	52,532

Таблица 2.5 - Данные суточного графика нагрузки и ИКН для летнего периода

P(ОДУ Сибири), МВт	dP, МВт	Часы	dЭ, млн.кВт.ч	dP (координ.), МВт	dЭ (координат.) млн.кВт.ч
21590	21590	1:00	0,08	80	0,08
21510	21510	2:00	0,178	169	0,258
21421	21421	3:00	0,006	171	0,264
21419	21419	4:00	0,04	181	0,304
21409	21409	5:00	0,05	191	0,354
21399	21399	6:00	0,234	230	0,588
21360	21360	7:00	0,098	244	0,686
21346	21346	8:00	0,688	330	1,374
21260	21260	9:00	0,108	342	1,482
21248	21248	10:00	0,35	377	1,832
21213	21213	11:00	0,924	461	2,756
21129	21129	12:00	0,372	492	3,128
21098	21098	13:00	1,391	599	4,519
20991	20991	14:00	5,208	971	9,727
20619	20619	15:00	5,85	1361	15,577
20229	20229	16:00	7,44	1826	23,017
19764	19764	17:00	4,301	2079	27,318
19511	19511	18:00	6,732	2453	34,05
19137	19137	19:00	4,104	2669	38,154
18921	18921	20:00	2,72	2805	40,874
18785	18785	21:00	5,754	3079	46,628
18511	18511	22:00	0,242	3090	46,87
18500	18500	23:00	0,782	3124	47,652
18466	18466	00:00	443,184	21590	490,836

2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Используя данные из суточного графика $P(t)$, построим годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.

Максимальная нагрузка энергосистемы носит синусоидальный характер и для рабочего дня каждого месяца определяется по формуле:

$$P_t^{\max} = a + (b \cdot \cos |30^\circ \cdot t - 15^\circ|), \quad (2.6)$$

где t - порядковый номер месяца в году (1 - январь, 2 - февраль и т. д.);

a, *b* - коэффициенты, для определения которых используются формулы:

$$a = \frac{P_{\text{зима}}^{\max} + P_{\text{лето}}^{\max}}{2}, \quad (2.7)$$

$$b = \frac{P_{\text{зима}}^{\max} - P_{\text{лето}}^{\max}}{2}. \quad (2.8)$$

Данные для построения графика годовых графиков максимальных нагрузок энергосистемы Сибири представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 - Данные для построения графика годовых графиков максимальных нагрузок энергосистемы Сибири

Месяц	P _{max} (лето)	P _{max} (зима)	cos (30·t-15)· (3,14/180)	a	b	P _{t,max} , МВт
1	21590	28667	0,97	25128,5	3538,5	28547
2			0,71			27632
3			0,26			26047
4			-0,26			24216
5			-0,71			22629
6			-0,97			21712
7			-0,97			21709
8			-0,71			22621
9			-0,26			24205
10			0,26			26036
11			0,71			27624
12			0,97			28544

Средняя нагрузка энергосистемы для рабочего дня каждого месяца рассчитывается аналогично по предыдущим формулам.

Данные для построения годовых графиков среднемесячных нагрузок энергосистемы Сибири представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 - Данные для построения годовых графиков среднемесячных нагрузок энергосистемы Сибири

Месяц	P _{сред.(лето)}	P _{сред.(зима)}	cos (30·t-15)· (3,14/180)	a	b	P _{t,сред} , МВт
1	20452	27163	0,97	23807,5	3355,5	27049
2			0,71			26181

Продолжение таблицы 2.7

Месяц	Pсред.(лето)	Pсред.(зима)	$\cos(30 \cdot t - 15) \cdot (3,14/180)$	a	b	Pт.сред, МВт
3			0,26			24678
4			-0,26			22942
5			-0,71			21438
6			-0,97			20568
7			-0,97			20565
8			-0,71			21430
9			-0,26			22932
10			0,26			24668
11			0,71			26174
12			0,97			27046

График максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы представлен на рисунке 2.2.

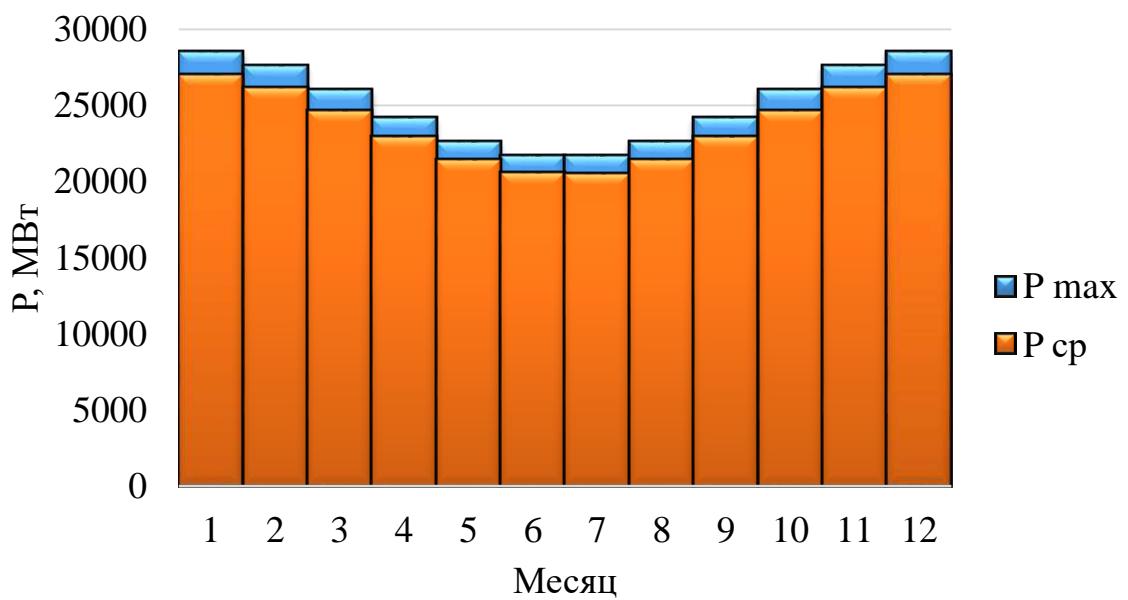


Рисунок 2.2 - График максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

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

Для выбранного расчетного маловодного года (1950) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года.

Для расчета используем формулу:

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q_{np90\%} \cdot H_{ГЭС}^{подв}, \quad (2.9)$$

где k_N - коэффициент мощности, $k_N = 8,8$;

$Q_{np90\%}$ - полезный бытовой расход расчетного маловодного года, $\text{м}^3/\text{с}$;

$H_{ГЭС}^{подв}$ - подведенный напор ГЭС, м.

$$H_{ГЭС}^{подв} = z_{ББ} - z_{НБ}(Q_{НБ}(t)) - \Delta h, \quad (2.10)$$

где $z_{ББ}$ - отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке $\nabla\text{НПУ}$, м;

$z_{НБ}(Q_{НБ}(t))$ - уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривой связи, м;

Δh - потери напора в водоподводящих сооружениях, $\Delta h = 1,7$ м.

Затем рассчитываем мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК по формуле:

$$N_{ВХК} = k_N \cdot Q_{ВХК} \cdot H_{ГЭС}^{подв}, \quad (2.11)$$

где $Q_{ВХК}$ - расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса, $\text{м}^3/\text{с}$.

Результаты проведенного расчета представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Режим работы без регулирования с учетом ВХК

Месяца	Потери расхода											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q90%	282	293	338	473	1609	2577	2841	3315	1375	1374	812	609
Qисп	3	3	3	5	16	26	28	33	14	14	8	6
Qфильтр	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
Qлед	26	26	0	-40	-66	0	0	0	0	0	26	26
Qрыбоп	0	0	0	0	40	40	0	0	0	0	0	0
Q шлюз	0	0	0	0	66	66	66	66	0	0	0	0
Q сумм пот.	56	56	30	-9	82	158	121	126	40	40	61	59
Qвхк	883	883	883	883	883	883	883	883	883	883	883	883
Q90%	282	293	338	473	1609	2577	2841	3315	1375	1374	812	609

Q полезный	226	237	309	482	1526	2419	2720	3189	1334	1333	751	550
------------	-----	-----	-----	-----	------	------	------	------	------	------	-----	-----

Продолжение таблицы 2.8

Месяца	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Z вб	380	380	380	380	380	380	380	380	380	380	380	380
Z нб	198	198	199	200	204	206	206	205	203	203	201	200
H	182	182	181	180	176	174	174	175	177	177	179	180
N быт	358	375	487	755	2340	3670	3693	2348	753	490	382	360
N вхк	1369	1369	1369	1369	1369	1369	1369	1369	1369	1369	1369	1369
Nбыт - Nвхк	-1011	-994	-883	-614	970	2300	2747	3490	682	681	-202	-510

Примечание к таблице 2.8: 11 месяц – месяц начала сработки водохранилища.

Данный расчёт выполняется с целью определения месяцев, в которые ГЭС будет работать на расходах, превышающих требования ВХК. Мощность, которую мы можем распределить в месяцы регулирования, рассчитывается по формуле:

$$N_{узб} = \sum N_{быт} - N_{ВХК} = 6656 \text{ МВт.} \quad (2.12)$$

Избыточную мощность распределяем в 1,2 и 11,12 месяцы, по 1814 и 1514.

Данные для построения годового графика мощностей приведены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 - Данные для построения баланса энергии

t, месяц	P _{ср} , МВт	N _{сущ. гэс} , МВт	N _{быт} , МВт	N _{вхк} , МВт
1	27049	9084	358	1369
2	26181	8327	375	1369
3	24678	7949	487	1369
4	22942	7570	755	1369
5	21438	6813	2340	1369
6	20568	6056	3670	1369
7	20565	6056	3693	1369
8	21430	6813	2348	1369
9	22932	7570	753	1369
10	24668	7949	490	1369
11	26174	8327	382	1369
12	27046	9084	360	1369

Баланс энергии для проектируемой ГЭС представлен на рисунке 2.3.

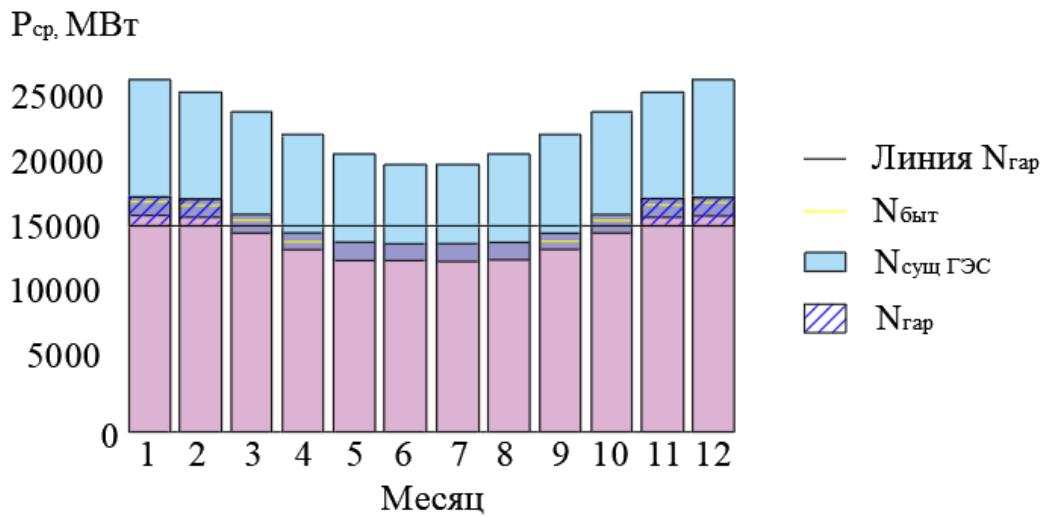


Рисунок 2.3 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС

2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен $\nabla_{\text{НПУ}} = 370,00$ м. Месяцем, в который начинается сработка водохранилища принимается первый после половодья, в котором мощность ВХК превышает мощность проектируемой ГЭС по водотоку, в рассматриваемом случае это ноябрь.

Регулирование мощности осуществляется регулированием расхода ГЭС. Уровни верхнего и нижнего бьефа определяются с помощью кривых связей, изображенных на рисунке 1.3 и рисунке 1.4 соответственно.

Для правильного расчета должно соблюдаться три условия:

$$Q_{\text{нб}} = Q_{\text{ВХК}}, \quad (2.13)$$

$$Z_{\text{ВБнач}} = Z_{\text{ВБкон}}, \quad (2.14)$$

$$N_{\text{ГЭС}} = N_{\text{ГЭС}}. \quad (2.15)$$

Используя кривую связи объемов водохранилища от уровня воды определяем полезный объем водохранилища:

$$V_{\text{полезн}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 27,41 - 16,92 = 10,49 \text{ км}^3. \quad (2.16)$$

Определим коэффициент зарегулированности стока, который равен отношению полезного объема водохранилища $V_{\text{полезн}} = 10,49 \text{ км}^3$, к среднему за многолетний период объема годового стока ГЭС:

$$\beta = \frac{V_{\text{полезн}}}{W} = \frac{10,49 \cdot 10^9}{55,34 \cdot 10^9} = 0,21. \quad (2.17)$$

По полученному коэффициенту зарегулированности стока $\beta = 0,2$ получим годичное (многолетнее) регулирование стока.

Проведя ВЭР режима ГЭС в маловодный год получили отметку $\nabla \text{УМО} = 330,60 \text{ м}$ и рассчитали полезный объем водохранилища который составил $V_{\text{ПОЛЕЗН}} = 10,49 \text{ км}^3$.

Режим работы, проектируемой ГЭС в маловодном году представлен в приложении А, таблица А.1.

2.7 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов

На интегральной кривой нагрузки определяется место работы существующих электростанций: Сибирского ОДУ (5 существующих ГЭС) и проектируемой Теренской ГЭС. Выработку существующих ГЭС нашли на сайте системного оператора (<http://so-ups.ru>). Проектируемая станция вписывается в график суточных нагрузок. Графики нагрузок ИКН за январь и июнь представлены в приложении А, рисунок А2, А3.

Январь:

$$N_{\text{база}} = \frac{8,8 \cdot Q_{\text{сан. non.}} \cdot H_{\text{янв}}}{1000} = 621 \text{ МВт}, \quad (2.18)$$

$$\mathcal{E}_{\text{база}} = \frac{N_{\text{база}} \cdot 24}{1000} = 15 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч}, \quad (2.19)$$

$$\mathcal{E}_{\text{пик}} = \mathcal{E}_{\text{Гар}} - \mathcal{E}_{\text{база}} = 28 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч}. \quad (2.20)$$

На ИКН проводим линию $\mathcal{E}_{\text{Пик}}$, и определяем значение: $N_{\text{Пик}} = 1862 \text{ МВт}$.

По полученным значения определяем рабочую мощность:

$$N_{раб} = N_{база} + N_{пик} = 2483 \text{ MBm.} \quad (2.21)$$

Июнь:

$$N_{база} = \frac{8,8 \cdot Q_{сан.нор.} \cdot H_{июнь}}{1000} = 513 \text{ MBm,} \quad (2.22)$$

$$\mathcal{E}_{база} = \frac{N_{база} \cdot 24}{1000} = 12 \text{ млн. кВт·ч,} \quad (2.23)$$

$$\mathcal{E}_{пик} = \mathcal{E}_{Гар} - \mathcal{E}_{база} = 23 \text{ млн. кВт·ч.} \quad (2.24)$$

На ИКН проводим линию Э_{Пик}, и определяем значение: $N_{Пик} = 1797 \text{ МВт.}$

По полученным значения определяем рабочую мощность:

$$N_{раб} = N_{база} + N_{пик} = 2310 \text{ MBm.} \quad (2.25)$$

2.8 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году

Задача ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году – определить среднемноголетнюю выработку.

Были рассмотрены режимы наполнения водохранилища по мощностям в период наполнения в маловодном году, а также работа по режиму уровня в расчётном маловодном году. В итоге из двух методов взяли тот, где среднемноголетняя выработка больше.

По данным режимам была рассчитана выработка ГЭС за период от начала наполнения до начала сработки. В конечном итоге выработка в режиме по мощностям оказалась больше. Режим работы, проектируемой ГЭС в средневодном году по мощностям представлен в приложении А, таблица А.2.

График сработки и наполнения водохранилища проектируемой ГЭС в средневодном и маловодном годах показан на рисунке 2.4.

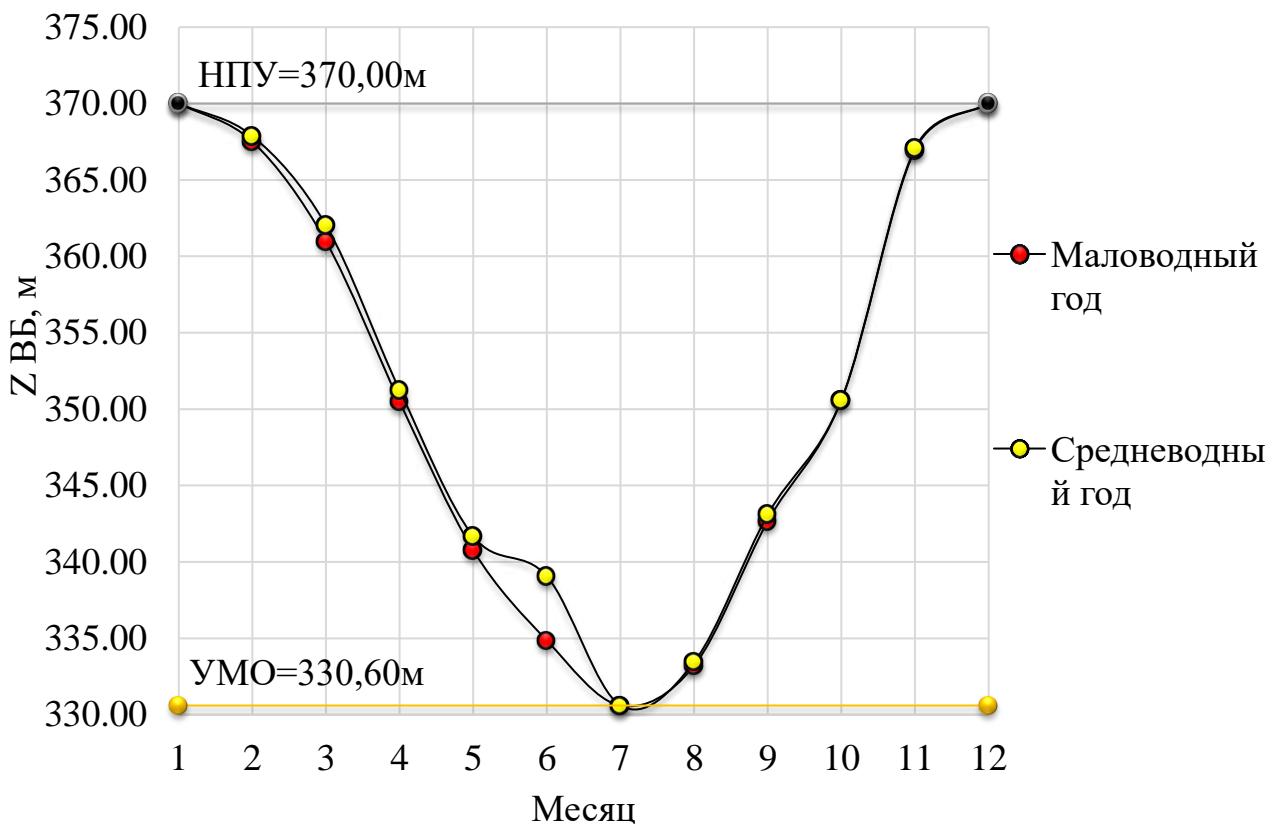


Рисунок 2.4 - График сработки и наполнения водохранилища проектируемой ГЭС в средневодном и маловодном годах

2.9 Баланс мощности

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв энергосистемы равен 1% P_t^{max} , аварийный резерв составляет 7 % от P_t^{max} . Нагрузочный резерв расположен на существующей ГЭС, на проектируемый ГЭС, на существующих ТЭЦ. Аварийный будет размещен на ТЭС.

Установленную мощность ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{ycm}^{ГЭС} = N_{pa\bar{o}}^{ГЭС} + N_{pe\bar{z}}^{ГЭС} = 2534 \text{ MBm.} \quad (2.26)$$

Установленную мощность ТЭС представим в виде суммы:

$$N_{ycm}^{TЭС} = N_{a.p}^{TЭС} + N_{h.p}^{TЭС} + N_{pa\bar{o}}^{TЭС}. \quad (2.27)$$

Планирование капитальных ремонтов оборудования энергосистемы производится с учетом технико-экономических особенностей. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{rem}^{сущ.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{yсm}^{сущ.ГЭС}}{6} \cdot 1 \text{мес} = \frac{9145}{6} = 1524 \text{ МВт·мес/год}. \quad (2.28)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{rem}^{пр.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{yсm}^{пр.ГЭС}}{6} \cdot 1 \text{мес} = \frac{2500}{6} = 412 \text{ МВт·мес/год}. \quad (2.29)$$

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

$$F_{rem}^{пр.ТЭС} = \left(\frac{N_{yсm}^{TЭС}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{мес} + \frac{N_{yсm}^{TЭС}}{2} \cdot 1 \text{мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = 705 \text{ МВт·мес/год}. \quad (2.30)$$

Расчет баланса мощности энергосистемы в маловодном году представлен в приложении А, таблица А.3.

Баланс мощности представлен на рисунке 2.5.

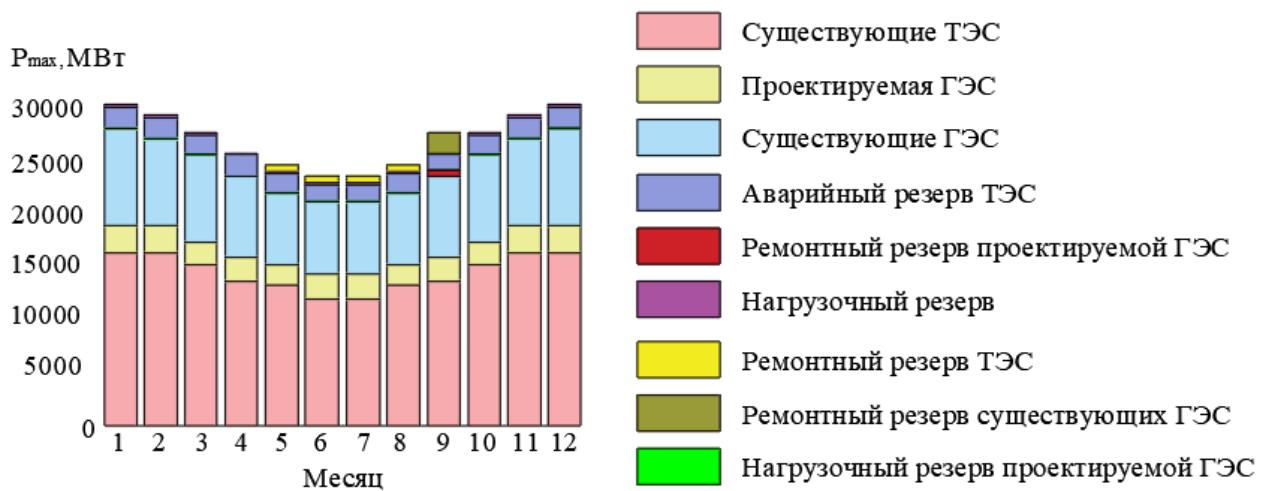


Рисунок 2.5 – Баланс мощности

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

При технико-экономическом обосновании оптимального варианта основного оборудования для выбора числа и типа агрегатов необходимо учитывать следующие основные положения:

— выбранные параметры оборудования должны обеспечивать эксплуатацию агрегатов и станции в целом во всех допустимых режимах работы с наибольшим КПД;

— необходимо стремиться к выбору минимального числа гидроагрегатов при возможно большей мощности каждого из них, что приводит к увеличению КПД реактивных турбин за счет масштабного эффекта, снижению стоимости основного оборудования, сокращению сроков изготовления, монтажа и численности эксплуатационного персонала проектируемой ГЭС [3].

3.2 Выбор оборудования с использованием универсальных характеристик

Выбор оборудования с использованием главных универсальных характеристик состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, наметить такие варианты диаметра рабочего колеса и синхронной частоты вращения, при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса.

Необходимо определить область допустимой работы, проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов.

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС(QГЭС)} = Z_{BБ}(V_{cраб}) - Z_{HБ}(Q_{нб}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

где $Z_{BБ}(V_{cраб})$ – отметка уровня воды в водохранилище, которая изменяется в зависимости от объема сработки $V_{cраб}$ от НПУ до УМО;

$Z_{HБ}(Q_{нб})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода;
 Δh – потери напора в водопроводящих сооружениях.

Определим ограничения работы турбин:

Ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

$$N_{ycm}^p = k_N \cdot Q_{ГЭС} \cdot H_{ГЭС}. \quad (3.2)$$

1) Ограничение по пропускной способности ГЭС, которую до выбора турбинного оборудования строим по зависимости:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{\max} \cdot \frac{\sqrt{H_{ГЭС}}}{\sqrt{H_P^N}}, \quad (3.3)$$

где $Q_{ГЭС}^{\max}$ - максимальная пропускная способность ГЭС.

3) Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход, определяемый заданным ограничением по условиям функционирования ВХК, который составляет:

$$Q_{ГЭС}^{\min} = 422 \text{ } m^3 / c. \quad (3.4)$$

Расчёт и построение режимного поля представлен в таблице 3.1 и на рисунке 3.1.

Таблица 3.1- Расчет режимного поля

Значение по кривой связи		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Q _{нб}	Z _{нб}	H _{ппу}	H _{умо}	H _{расч}	H	Q	H	Q
0	195,00	173,30	133,90	161,53	168	1733	153,00	1907
192	197,66	170,64	131,24	158,87	165	1759	151,07	1895
384	199,26	169,04	129,64	157,27	163	1787	149,13	1882
576	200,42	167,88	128,48	156,11	160	1815	147,20	1870
768	201,34	166,96	127,56	155,19	158	1844	145,27	1858
960	202,10	166,20	126,80	154,43	155	1874	143,33	1845
1152	202,75	165,55	126,15	153,78	153	1905	141,40	1833
1344	203,31	164,99	125,59	153,22			139,47	1820
1536	203,82	164,48	125,08	152,71			137,53	1808
1728	204,27	164,03	124,63	152,26			135,60	1795

Продолжение таблицы 3.1

$Q_{нб}$	$Z_{нб}$	$H_{нпу}$	$H_{умо}$	$H_{расч}$	H	Q	H	Q
1920	204,68	163,62	124,22	151,85			133,67	1782
2112	205,06	163,24	123,84	151,47			131,73	1769
2304	205,41	162,89	123,49	151,12			129,80	1756
2496	205,74	162,56	123,16	150,79			127,87	1743
2688	206,04	162,26	122,86	150,49			124,00	1716

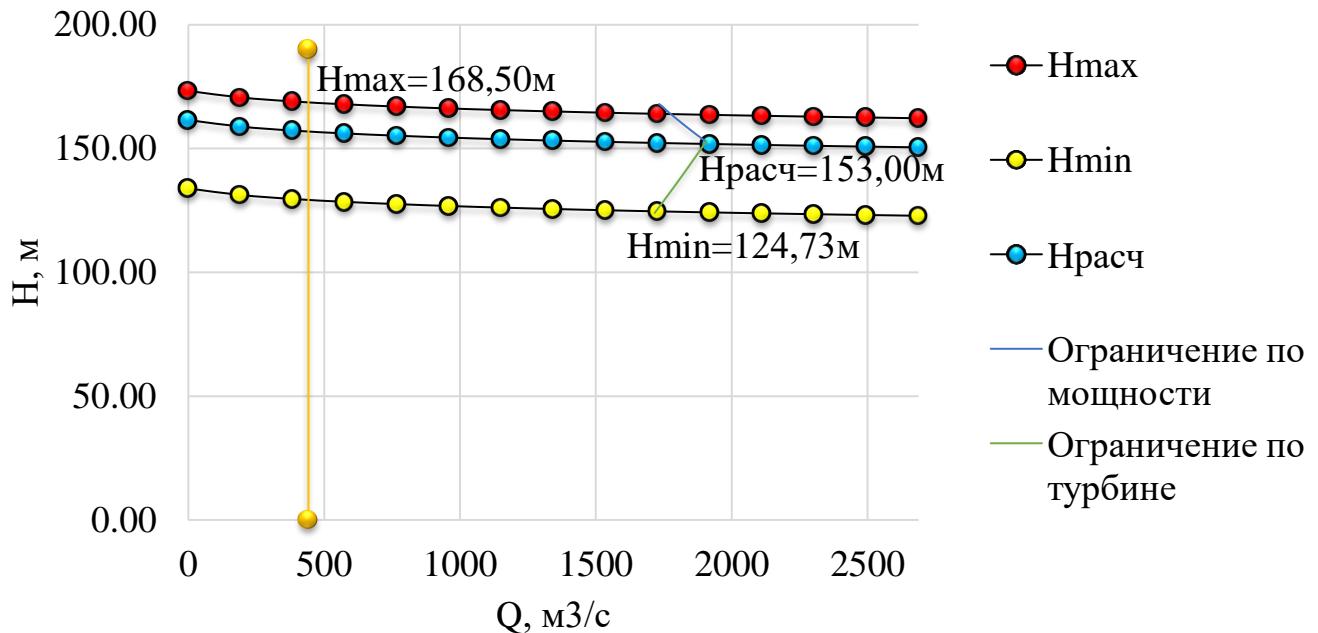


Рисунок 3.1 – Режимное поле Теренской ГЭС

Из построенного режимного поля определяем:

- максимальный напор $H_{max}=168,50$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу $Q_{min}=Q_{сан.попуск.}=442$ $м^3/с$;

- расчётный напор $H_{расч}=153,00$ м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

- минимальный напор $H_{min}=124,73$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

3.2.1 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Для полученного диапазона изменения напора по справочным материалам подбираем все возможные типы гидротурбин, исходя из следующих условий:

- 1) Значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного, т.е. $H_{max} \leq H_{пред.}$;
- 2) Отношение $\frac{H_{min}}{H_{max(\text{турбины})}} = \frac{124,73}{170,00} = 0,73$ должно быть не меньше справочных данных;
- 3) Максимальный диаметр рабочего колеса должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

Для данного максимального напора выбираем следующие гидротурбины:

- РО170а-В
- РО170Б-В
- ПЛД170-В30°

Составим таблицу параметров моделей данных гидротурбин (таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр	РО170а-В	РО170Б-В	ПЛД170-В	
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред.}, \text{м}$	170	170	170
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,65	0,65	0,50
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1 opt}, \text{об/м}$	68	69	80
Оптимальный приведенный расход	$Q_{1 opt}, \text{л/с}$	625	585	650
Оптимальный КПД модели	$\eta_{m opt}$	0,923	0,928	0,909
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1max}, \text{л/с}$	780	670	1100
Коэффициент кавитации	$\sigma(Q'_{1max})$	0,07	0,12	0,032
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1 m}, \text{м}$	0,4355	0,5587	0,325
Напор модельной турбины	$H_{mod}, \text{м}$	4	4	5
Температура	$t_{mod}, ^\circ\text{C}$	7	4	16
Коэффициент вязкости	ν_{mod}	1,426	1,453	1,114

На главных универсальных характеристиках турбин намечаем расчетные точки Р1, предварительно проведя линию через оптимум КПД.

$$\begin{aligned} Q'_{1p} &= 0,790 \text{ м}^3/\text{с} \text{ для РО170а – В;} \\ Q'_{1p} &= 0,680 \text{ м}^3/\text{с} \text{ для РО170б – В;} \\ Q'_{1p} &= 1,300 \text{ м}^3/\text{с} \text{ для ПЛД170 – В30°.} \end{aligned}$$

Для выбора оптимального рабочего колеса необходимо выполнить основные расчёты для ряда стандартных диаметров. Результаты расчётов представлены в таблицах 3.3, 3.4 и 3.5.

КПД натурной турбины η_T определим по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta'_{(p1)}) \cdot \sqrt{\left(1 - \varepsilon\right) + \varepsilon^{10} \left(\frac{D_{1M}}{D_1}\right)^2 \cdot \frac{H_M}{H_p} \cdot \left(\frac{v_H}{v_M}\right)^2}, \quad (3.5)$$

где $\eta'_{(p1)}$, D_{1M} , H_M – КПД, диаметр и напор модельной турбины;
 D_1 , H_p – диаметр и расчетный напор натурной турбины;
 v_h , v_m – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натурных и модельных условий t_h и t_m ;
 ε -коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям. Для ПЛ, ПЛД $\varepsilon = 0,75$, для РО $\varepsilon = 0,75$ при $Q'_{1p} \geq Q'_{10}$.

Мощность одного агрегата:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{p1} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{g,cr}, \quad (3.6)$$

где $Q'_{(p1)}$ – приведенный расход в расчетной точке;
 $\eta_{g,cr}$ – средний КПД генератора (предварительно принимаем 0,975).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$Z'_a = \frac{N_{ycm}}{N'_a}, \quad (3.7)$$

где $N_{уст} = 2534 \text{ МВт}$ – расчетная установленная мощность.

Как правило, число агрегатов получается дробное, что требует округления его в большую сторону. Согласно стандарту, округляемое число должно быть кратно 2 или 3.

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{ycm}}{Z_a}. \quad (3.8)$$

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{p1} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.9)$$

где n'_{p1} – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке;

Δ - поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели расчетной точке.

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения.

Теперь для каждого выбранного диаметра необходимо нанести линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины H_{max} , H_p и H_{min} , которые рассчитываются по формулам:

$$n'_{1max} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta}}, \quad (3.10)$$

$$n'_{1p} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}, \quad (3.11)$$

$$n'_{1min} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta}}. \quad (3.12)$$

Рассчитаем произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q_1 \cdot \eta_m = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 (\Delta \cdot H_p)^{1,5}}. \quad (3.13)$$

Приведенный расход определяем по формуле:

$$Q_1 = \frac{Q_{\min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta \cdot H}}, \quad (3.14)$$

где Q_{\min} – минимальный расход через станцию.

Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины РО170а-В представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины РО170а-В

D1	4	6,3	6	5,6	5	5,3
η н	0,955	0,958	0,957	0,957	0,956	0,957
N`агр, МВт	216	538	488	425	338	380
Z'a, шт прив	11,71	4,71	5,20	5,97	7,49	6,66
Z'a, шт	12	6	6	6	8	8
Nагр	211	422	422	422	317	317
m, поправка	1,035	1,037	1,037	1,037	1,036	1,037
n', об/мин	213,9	136,0	142,8	152,9	171,2	161,6
n, об/мин	214,29	136,4	150	150	176,47	166,7
n при H max, об/мин	64,91	64,98	68,08	63,55	66,78	66,85
n при H расч, об/мин	68,12	68,19	71,45	66,69	70,08	70,16
n при H min, об/мин	75,44	75,52	79,13	73,87	77,61	77,70
По N Hрасч	0,729	0,588	0,648	0,744	0,700	0,623
По N Hmax	0,631	0,509	0,561	0,644	0,606	0,539
По Q Hmax	697	421	310	355	446	397
По Q Hmin	810	490	360	413	518	461

Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины РО170б-В представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины РО170б-В

D1	4	4,25	4,75	5,6	5	5,3
η н	0,957	0,957	0,958	0,959	0,958	0,958
N`агр, МВт	187	211	263	366	292	328

Продолжение таблицы 3.4

D1	4	4,25	4,75	5,6	5	5,3
Z'a, шт прив	13,58	12,03	9,62	6,92	8,68	7,73
Z'a, шт	12	12	10	6	9	8
Nагр	211	211	253	422	282	317
m, поправка	1,031	1,032	1,032	1,033	1,032	1,033
n', об/мин	216,7	204,0	182,5	154,9	173,4	163,6
n, об/мин	214,29	200	187,5	150	176,47	166,67
n при H max, об/мин	65,03	64,47	67,53	63,67	66,90	66,96
n при H расч, об/мин	68,24	67,66	70,87	66,82	70,21	70,27
n при H min, об/мин	75,58	74,94	78,49	74,00	77,76	77,83
По N Нрасч	0,729	0,646	0,620	0,744	0,622	0,623
По N Нmax	0,631	0,559	0,537	0,644	0,538	0,539
По Q Нmax	699	619	495	356	447	398
По Q Нmin	812	719	576	414	519	462

Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины ПЛД170-В30° представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 - Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины ПЛД170-В30°.

D1	4	4,25	4,75	5,6	5	5,3
η н	0,948	0,949	0,949	0,950	0,950	0,950
N'агр, МВт	353	399	499	694	553	621
Z'a, шт прив	7,17	6,35	5,08	3,65	4,58	4,08
Z'a, шт	8	8	6	4	6	6
Nагр	317	317	422	634	422	422
m, поправка	1,043	1,044	1,044	1,045	1,045	1,045
n', об/мин	252,7	237,9	212,9	180,7	202,3	190,9
n, об/мин	214,29	200	187,5	187,5	214,29	200
n при H max, об/мин	64,65	64,10	67,14	79,12	80,76	79,88
n при H расч, об/мин	67,85	67,27	70,46	83,03	84,75	83,83
n при H min, об/мин	75,14	74,50	78,04	91,96	93,87	92,85
Нрасч	1,094	0,969	1,034	1,116	0,933	0,831
Нmax	0,946	0,838	0,895	0,966	0,807	0,719
Нmax	521	461	369	266	444	296
Нmin	605	536	429	309	516	345

Дальнейший расчет гидротурбин РО170Б-В и ПЛД170-В30° не рассматриваем, так как они не прошли определение зоны работы турбины либо точка оптимума находится в не желательной зоне. Далее рассматриваем турбину

РО170а-В-630, так, как при этом диаметре точка оптимума входит в зону работы гидротурбины. Зона работы представлена на универсальной характеристике (приложение Б, рисунок Б.1).

3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Исходя из условия безкавитационной работы гидротурбины, необходимо определить допустимое заглубление рабочего колеса.

Расчетное значение высоты отсасывания определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Расчёт производится по формуле:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{h.b.}(Q_{h.b.}) + H_s, \quad (3.15)$$

где $Z_{h.b.}(Q_{h.b.})$ – отметка уровня воды в НБ при $Q_{h.b.}$, соответствующим расчётному значению высоты отсасывания H_s .

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

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

Высота отсасывания определяется по формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{HB}(Q_{HB})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_x, \quad (3.16)$$

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

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

1,5- конструктивный запас;

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

Z_x – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для РО турбин равна $B_{0H}/2$;

B_{0H} – высота направляющего аппарата натурной турбины, которая пересчитывается с модели;

$$B_{0H} = B_{0M} \cdot D_{1H} / D_{1M};$$

$$B_{0M} = 1,5 \text{ м};$$

$$D_{1H} = 4,355 \text{ м};$$

$$D_{1M} = 6,3 \text{ м};$$

B_{0M} и D_{1M} – указаны на универсальной характеристики.

$$B_{0H} = 1,5 \cdot \frac{4,355}{6,3} = 1,073 \text{ м.}$$

Расчет выбранной гидротурбины представлен в таблице 3.6.

1. Работа одного агрегата с расчётной мощностью при НПУ $\sigma = 0,06$; $H=168,50\text{м}$:

$$H_s = 10,33 - \frac{198,60}{900} - 0,06 \cdot 168,50 - 1,5 + \frac{1,037}{2} = -1,45 \text{ м.}$$

2. Работа одного агрегата с расчётной мощностью и Нрасч $\sigma = 0,072$; $H=153,00\text{м}$:

$$H_s = 10,33 - \frac{198,79}{900} - 0,072 \cdot 153,00 - 1,5 + \frac{1,037}{2} = -2,35 \text{ м.}$$

3. Работа одного агрегата при H_{min} и соответствующей ему мощности на линии ограничения $\sigma = 0,072$; $H= 124,73 \text{ м}$:

$$H_s = 10,33 - \frac{195,89}{900} - 0,072 \cdot 124,73 - 1,5 + \frac{1,037}{2} = -0,32 \text{ м.}$$

Таблица 3.6 – Расчет высоты отсасывания выбранной гидротурбины

Тип турбины	$D_1, \text{м}$	$Z_a, \text{шт}$	$n_c, \text{об/мин}$	$N_a, \text{МВт}$	$H_{s1}, \text{м}$	$H_{s2}, \text{м}$	$H_{s3}, \text{м}$
РО170а-В-630	6,30	6	136,4	422	-1,45	-2,35	-0,32

Проанализировав полученные результаты, окончательно принята к установке гидротурбина РО170а-В-630, так как её высота отсасывания соответствует допустимой.

Отметку расположения рабочего колеса, рассчитанная для самого неблагоприятного случая, то есть $H_s = -2,35 \text{ м}$. Для этого случая $Z_{HB} = 198,79$. Тогда заглубление по формуле (3.15):

$$\nabla Z_{p,k.} = 198,79 + (-2,35) = 196,43 \text{ м.}$$

Такая отметка расположения рабочего колеса позволит обеспечивать безкавитационную работу гидротурбины во всех расчётных режимах.

3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения, но так как нужного генератора не нашлось, пришлось провести расчёт, благодаря которому была рассчитана вся необходимая информация по размерам генератора, а также его составляющих [4].

Номинальная кажущаяся мощность гидрогенератора:

$$S_h = \frac{N_a}{\cos \varphi} = \frac{422}{0,9} = 469 \text{ МВт}, \quad (3.17)$$

где $\cos \varphi = 0,81 \div 0,9$.

Число пар полюсов гидрогенератора:

$$2p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_{\text{сих}}} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{136,4} = 44. \quad (3.18)$$

По номинальной мощности и синхронной частоте вращения следует подобрать гидрогенератор (по справочникам, номенклатурам и пр.)

Если на вычисленные N (S_h) и $n_{\text{сих}}$ не существует гидрогенератора, проводим упрощенный расчет основных параметров.

Расчетная мощность:

$$S_p = k \cdot S_h = 1,07 \cdot 469 = 502 \text{ МВт}, \quad (3.19)$$

где k - коэффициент, зависящий от $\cos \varphi$.

Удельная нагрузка:

$$S' = \frac{S_h}{2p} = \frac{469}{44} = 10,66 \text{ МВт}. \quad (3.20)$$

Полюсное деление, зависящее от нагрузки и от способа охлаждения:

$$\tau' = A \cdot S'^{\alpha} = 0,451 \cdot 10,66^{0,239} = 0,79 \text{ м}, \quad (3.21)$$

где А и α - эмпирические коэффициенты.

Диаметр ротора:

$$D_i = \frac{\tau \cdot 2p}{\pi} = \frac{0,79 \cdot 44}{3,14} = 11,13 \text{ м.} \quad (3.22)$$

Необходимо проверить, не будет ли при этом диаметре превышаться предельная окружная скорость ротора в разгонном режиме, которая составляет $v_{np} = 160 \text{ м/с}$ для генераторов кажущейся мощности $S \leq 175 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$

Предельная окружная скорость:

$$v_{np} = \frac{\pi \cdot D_i \cdot k_{раз} \cdot n_{cuhx}}{60} = \frac{3,14 \cdot 11,13 \cdot 2 \cdot 136,40}{60} = 158,86 \text{ м/с.} \quad (3.23)$$

При $D_i = 11,13 \text{ м}$ предельная окружная скорость ротора в разгонном режиме не превышает допустимых значений.

Диаметр шахты принимаем равным внутреннему диаметру кромок статора турбины: $D_{ш} = 10 \text{ м.}$

Коэффициент машины:

$$C_a = \frac{R}{S'y} = \frac{8,9}{10,66^{0,105}} = 6,9. \quad (3.24)$$

Высота активной стали:

$$l_a = \frac{30 \cdot C_a \cdot S_p}{\pi \cdot n_{cuhx} \cdot D_i^2} = \frac{30 \cdot 6,9 \cdot 502}{3,14 \cdot 136,4 \cdot 11,13^2} = 1,97 \text{ м.} \quad (3.25)$$

Высота активной стали стандартизована, поэтому принимается ближайшее значение $l_a = 200 \text{ см.}$

После определения D_i и l_a уточняется конструктивное исполнение генератора: при $\frac{D_i}{l_a} > 5$, ($5,56 \text{ м} > 5 \text{ м}$) рекомендуется принимать зонтичное.

Внешний диаметр вала:

$$d_e = 13 \cdot \sqrt{\frac{N_a}{n_{cuhx}}} = 13 \cdot \sqrt[3]{\frac{422000}{136,4}} = 189,43 \text{ см.} \quad (3.26)$$

Принимаем стандартную величину (округляют кратно 50 мм при $d_B < 1$ м, или кратно 100 мм при $d_B \geq 1$ м), таким образом $d_B = 100$ мм.

Общая масса генератора:

$$G_{gen} = \psi \cdot D_i \cdot l_a = 46 \cdot 11,13 \cdot 1,97 = 987 \text{ m}, \quad (3.27)$$

где $\psi = (44 \div 50)$ для зонтичных генераторов.

Вес ротора генератора с валом составляет 50-55% общей массы гидрогенератора:

$$G_{pom} = 0,55 \cdot G_{gen} = 0,55 \cdot 987 = 543 \text{ m}. \quad (3.28)$$

Диаметр активной стали $Da = Di + (\text{от } 0,5 \text{ до } 0,9) = 11,13 + 0,90 = 12,05 \text{ м}$

Тогда, маркировка генератора: ВГС-1203/200-44 (Вертикальный генератор, синхронный).

Основные размеры генератора занесены в таблицу 3.7.

Параметры нового генератора рассчитываются приближенно, по табличной зависимости.

Таблица 3.7 – Основные размеры генератора ВГС-1203/200-44

Элементы	Параметры	Значение, м
Статор	hст высота корпуса	3,75
	Dст диаметр корпуса	2,71
	Da диаметр активной стали	12,03
Верхняя крестовина	hвк высота ВК	1,34
	Dвк диаметр лучей ВК	2,71
Подпятник	hп высота	2,23
	Dп кожуха	5,56
Нижняя крестовина	hнк высота ВК	3,00
	Dнк диаметр лучей ВК	10,40
Надстройка	h0 высота	0,50
	d0 диаметр	2,78
Элементы	Параметры	Значение, м
Картер	Dкр диаметр	16,69
	b минимальная ширина подхода	0,50
Исполнение	Di/la=5,56 принимаем зонтичное исполнение	

3.5 Гидромеханический расчет и построение плана спиральной камеры

Целью гидромеханического расчета спиральной камеры является определение размеров её радиальных сечений и формы спирали в плане.

Металлическая спиральная камера имеет круглое поперечное сечение с переходом на эллиптические в районе зубца, служит для подвода воды к турбине и формированию потока на входе в направляющий аппарат.

По ГУХ для конкретной турбины выбирают высоту направляющего аппарата $b_0 = 0,238 \cdot D_1 = 0,238 \cdot 6,30 = 1,50$ м, угол обхвата $\varphi = 345^\circ$ и высоту статора $b_1 = b_0 + 0,2 = 1,50 + 0,2 = 1,70$ м.

Основные размеры статора для $D_1 = 6,30$ м:

$$\begin{aligned} D_a &= 10 \text{ м;} \\ D_b &= 8,70 \text{ м;} \\ D_4 &= 10,40 \text{ м;} \\ R_4 &= 5,20 \text{ м;} \\ h_1 &= 0,5 \text{ м.} \end{aligned}$$

Расход через входное сечение:

$$Q_{ex} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360^\circ} = \frac{317,5 \cdot 345}{360} = 304,27 \text{ м}^3 / \text{s.} \quad (3.29)$$

Площадь входного сечения:

$$F_{ex} = \frac{Q_{ex}}{v_{cp}} = \frac{304,27}{9,7} = 31,37 \text{ м}^2. \quad (3.30)$$

Радиус входного сечения:

$$r_{ex} = \sqrt{\frac{F_{ex}}{\pi}} = \sqrt{\frac{31,37}{3,14}} = 3,16 \text{ м.} \quad (3.31)$$

Полная высота статора:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h_1 = 1,70 + 2 \cdot 0,5 = 2,70 \text{ м.} \quad (3.32)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a_{ex} = R_4 + \sqrt{r_{ex}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 5,40 + \sqrt{3,16^2 - \left(\frac{2,70}{2}\right)^2} = 8,10 \text{ м.} \quad (3.33)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{ex} = a_{ex} + r_{ex} = 8,10 + 3,16 = 11,22 \text{ м.} \quad (3.34)$$

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

$$\frac{1}{c} = \frac{360 \cdot (a - \sqrt{a^2 - p^2})}{\varphi} = \frac{360 \cdot (8,1 - \sqrt{8,1^2 - 3,16^2})}{345} = 0,6. \quad (3.35)$$

Последовательно задаваясь рядом значений углов φ_i через $\Delta\varphi = 15^\circ$, расчитываем все сечения спиральной камеры.

$$x = \frac{\varphi}{c} + \sqrt{\frac{2 \cdot R_4 \cdot \varphi}{C} - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2}. \quad (3.36)$$

Расстояние до центра расчетного сечения:

$$a = R_4 + x. \quad (3.37)$$

Радиус расчетного сечения:

$$p = \sqrt{x^2 + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2}. \quad (3.38)$$

По рассчитанным промежуточным сечениям спирали построен график $\varphi_{сп} = f(r_i)$. График представлен на рисунке 3.2.

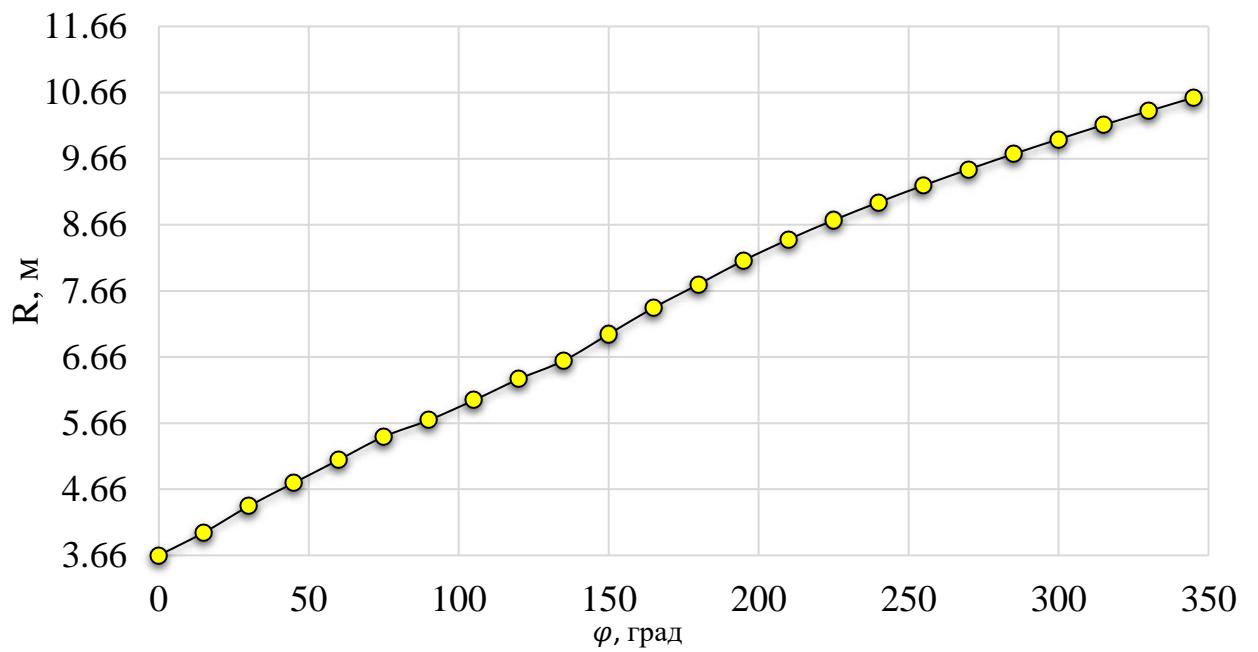


Рисунок 3.2 - График $\varphi_{\text{сп}} = f(R_i)$

Снимаем значение R в зависимости от угла φ : $R_{(\varphi=150)} = 7,00 \text{ м}$

Размеры эллиптических сечений спиральной камеры:

$$p_1 = \frac{H_1}{2 \cdot \sin \alpha} = \frac{2,70}{2 \cdot \sin 35^\circ} = 2,35 \text{ м.} \quad (3.39)$$

Меньший радиус для любого эллиптического сечения:

$$p_2(\varphi=150) = \frac{R_{(\varphi=150)} - (R_4 + p_1(1 - \cos \alpha))}{2 \cdot \cos 35^\circ} = 1,48 \text{ м.} \quad (3.40)$$

Данные заносим в таблицу 3.8.

Таблица 3.8 – Расчет эллиптического сечения спиральной камеры

φ°	$p_1, (\text{м})$	$R, (\text{м})$	$p_2, (\text{м})$
150		7,00	1,48
135		6,60	1,70
120		6,32	1,86
105		6,00	2,03

Продолжение таблицы 3.8

ϕ°	$p_1, (\text{м})$	$R, (\text{м})$	$p_2, (\text{м})$
90		5,70	2,20
75		5,45	2,34
60		5,10	2,53

Чертёж спиральной камеры представлен в приложении Б, рисунок Б.2.

3.6 Расчет вала на прочность. Расчет подшипника

Для построения чертежа гидроагрегата необходимо знать размеры вала, также необходимо произвести его расчёт на прочность. Расчет вала на прочность производим с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий [5].

Предварительный расчет наружного диаметра вала:

$$D'_e \geq \left(\frac{5,1 \cdot M_{kp}}{\tau_{don}} \right)^{0,33}, \quad (3.41)$$

где $\tau_{don} = 30 \div 35 \text{ МПа}$.

Принимаем $\tau_{don} = 30 \text{ МПа}$, а крутящий момент M_{kp} определяем по формуле:

$$M_{kp} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{cikh}} = \frac{0,0097 \cdot 422000}{136,4} = 30,04 \text{ кН} \cdot \text{м}. \quad (3.42)$$

$$D'_e \geq \left(\frac{5,1 \cdot 30,04}{30} \right)^{0,33} = 1,63 \text{ м.}$$

Окончательно принимаем диаметр вала 1,70 м.

Расчет подшипника сводится к определению его размера и проверке по критерию работоспособности.

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по эмпирической зависимости:

$$R_{pad} = \frac{0,8 \cdot N}{n_{cinx} \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 422000}{136,4 \cdot 6,30} = 392,98 \text{ кН.} \quad (3.43)$$

Диаметр вала под подшипником d_n , с учетом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше D_B :

$$d_n = 1,70 + 0,02 = 1,72 \text{ м;}$$

$$h_n = 600 \text{ мм} = 0,6 \text{ м;}$$

$$Z_{сегм} = 12 \text{ шт.}$$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно (кПа):

$$P_{y\vartheta} = \frac{R_{pad}}{d_n \cdot h_n} = \frac{392,98}{1,72 \cdot 0,6} = 380,80 \text{ кПа.} \quad (3.44)$$

Для таких подшипников экспериментально получено, что допускаемое $[p_{уд}] = 29 \cdot U$ (кПа).

$$U = \frac{\pi \cdot n_c \cdot d_n}{30} = \frac{3,14 \cdot 136,4 \cdot 1,72}{30} = 24,55 \text{ м/сек.} \quad (3.45)$$

$$[p_{уд}] = 29 \cdot 24,55 = 711,90 \text{ кПа.}$$

$p_{уд} \leq [p_{уд}]$, так как это условие выполняется, кольцевой подшипник способен выдержать радиальные нагрузки в процессе работы.

Для сегментного подшипника определяется усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{pad}}{1 + 2\cos\alpha + 2\cos 2\alpha} = \frac{392,98}{1 + 2\cos 30 + 2\cos 60} = 105,90 \text{ кН,} \quad (3.46)$$

где α - центральный угол расположения сегментов, равный:

$$\alpha = \frac{360^\circ}{Z_{сегм}} = \frac{360^\circ}{12} = 30. \quad (3.47)$$

Рассчитывается удельная нагрузка на сегмент:

$$P_{y\partial} = \frac{R_{pad}}{l_{сегм} \cdot h_n} = \frac{392,98}{0,41 \cdot 0,6} = 1616,98 \text{ кПа}, \quad (3.48)$$

где $l_{сегм}$ - длина сегмента в окружном направлении, причем

$$l_{сегм} = \frac{0,85 \cdot \pi \cdot d_n}{Z_{сегм}} = \frac{0,85 \cdot 3,14 \cdot 1,72}{12} = 0,41 \text{ м.} \quad (3.49)$$

$$[p_{уд}] = 50 \cdot 24,55 = 1227,42 \text{ кПа}$$

$p_{уд} \leq [p_{уд}]$, так как это условие не выполняется, сегментный подшипник не способен выдержать радиальные нагрузки в процессе работы.

Был выбран кольцевой подшипник.

3.7 Выбор маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора

Маслонапорная установка необходима для создания давления масла в системе регулирования, которая для данного случая осуществляет поворот лопаток направляющего аппарата и лопастей рабочего колеса.

По номограмме для турбины РО170-В определим тип маслонапорной установки: МНУ 20/2-40-20-3.

Маслонапорная установка вместимостью 20 м^3 , состоящим из двух сосудов на давление 40 МПа (40 кгс/см^2), имеющим сливной бак вместимостью 20 м^3 с тремя насосами.

Электрогидравлический регулятор выбираем типа ЭГР-150-4. Электрогидравлический регулятор с главным золотником диаметра 150 мм и исполнением 4.

3.8 Выбор конструктивной схемы компоновки гидротурбины

Конструктивная схема компоновки гидротурбины в здании ГЭС должна выбираться в соответствии с ГОСТ 108.023.105-84.

Для выбора схемы компоновки необходимы следующие данные:

Тип генератора: Зонтичный

Номинальные значения $D_1 = 6,3 \text{ м.}$

4 Гидротехнические сооружения

4.1 Определение класса сооружения

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

Класс ГТС назначается по [5].

1) По высоте сооружения и типа грунта:

Тип грунта: Скальный – гранит и долерит;

Высота плотины более: $\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дно} = 370 - 195 = 175 \text{ м}$;

Класс сооружения – I

2) По назначению ГТС и условиям эксплуатации:

Установленная мощность: $N_{уст} = 2534 \text{ МВт}$;

Класс сооружения – I

3) По последствиям возможных гидродинамических аварий на ГТС:

Витимский створ Теренского гидроузла размещён в 175 км от устья р. Витим, выше посёлка Кяхтинский на 6 км и города Бодайбо на 30 км. Население Бодайбо по данным 2017 г. составляет 13 104 человек.

Класс сооружения – I

Вывод: Выбираем класс, относящийся к наиболее ответственному классу – I класс.

4.2 Определение отметки гребня плотины

За отметку гребня плотины принимается:

$$\nabla \text{ГГП} = \nabla \Phi \text{ПУ} + h_s, \quad (4.1)$$

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

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

где $h_{run1\%}$ – высота наката волн на напорной грани;
 Δh_{set} – высота ветрового нагона;
 a – величина запаса, $a=0,5$ м или $0,1 \cdot h_{1\%}=0,1 \cdot 1,218 = 0,1218$ м
(выбираем наибольшее).

Определяем высоту ветрового нагона волны для основного случая по формуле:

$$\Delta h_{set} = K_W \cdot \frac{v^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 0,00000138 \cdot \frac{12^2 \cdot 2447,45}{9,81 \cdot 87,5} \cdot 1 = 0,00057, \quad (4.3)$$

где $v = 12$ м/с – расчетная скорость ветра 2% обеспеченности;
 K_W – коэффициент, зависящий от скорости ветра;
 $L = 2447,45$ м – длина разгона волны;
 $\alpha = 0^\circ$.

Условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla HPU - \nabla DNA}{2} = \frac{370 - 195}{2} = 87,5 \text{ м}. \quad (4.4)$$

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (4.5)$$

где K_i – коэффициент, определяемый по графику, в зависимости от значения $\frac{gL}{V_w^2}$ (для глубоководной зоны).
 \bar{h} – средняя высота волны.

Для определения \bar{h} и средней длины волны $\bar{\lambda}$ вычисляем безразмерные величины $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$:

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 2447,45}{12^2} = 166,73, \quad (4.6)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{12} = 17658, \quad (4.7)$$

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

По графику снимаются величины $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$ для полученных значений $\frac{gL}{V_w^2}$
и $\frac{gt}{V_w}$ по верхней огибающей кривой,
Полученные значение занесены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Полученные величины

Параметр	$gL/V_w^2 = 166,73$	$gt/V_w = 17658$
$\frac{g\bar{T}}{V_w}$	0,95	4,4
$\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$	0,04	2,6

Принимаем наименьшие значения $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 0,95$; $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,04$ и определяем параметры волны.

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{0,95 \cdot V_w}{g} = \frac{0,95 \cdot 12}{9,81} = 1,16 \text{ с.} \quad (4.8)$$

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,04 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,0 \cdot 12^2}{9,81} = 0,59 \text{ м.} \quad (4.9)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 1,16^2}{2 \cdot 3,14} = 2,1 \text{ м.} \quad (4.10)$$

где $d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$ – условие выполняется, т.е. зона глубоководная;
 $K_i = 2,1$;
 $h_{1\%} = 0,58 \cdot 2,1 = 1,218 \text{ м.}$

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%}, \quad (4.11)$$

где k_r и k_p - коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса;
 $k_r = 1$, $k_p = 0,9$ для откоса грунтовой плотины, крепленного железобетонными плитами;
 k_{sp} – коэффициент, при $V_w = 12$ м/с, $k_{sp} = 1,1$; плотина каменно-набросная;
 k_{run} – коэффициент, в зависимости от пологости волны $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = 0,02$, $k_{run} = 2$.

$$h_{run1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 2 \cdot 1,218 = 2,45 \text{ м};$$

$$h_s = 2,45 + 0,00057 + 0,5 = 2,95 \text{ м.}$$

Таким образом, отметка гребня плотины составляет:

$$\nabla ГГП = 371,5 + 2,95 = 374,45 \text{ м.}$$

4.3 Гидравлические расчеты

4.3.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяют расчетный расход воды для основного расчетного случая Q_p , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС – $Q_{ГЭС}$.

$$Q_{ГЭС} = \frac{Q_{\max}}{n} = Q_{1ГA} \cdot (n-1), \quad (4.12)$$

$$Q_{ГЭС} = 73,7 \cdot 5 = 368 \frac{m^3}{c}.$$

Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов, должно быть не более:

$(n-1)$ при числе гидроагрегатов ГЭС $n \leq 6$.

С учетом того, что в Теренском гидроузле запроектировано 6 гидроагрегатов выбирается количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов $n-1 = 5$.

$$Q_p = Q_{\max, 0,1\%} - Q_{ГЭС} - Q_{aerap}, \quad (4.13)$$

где $Q_{\max, \text{осн}} = 9142 \text{ м}^3/\text{с}$ – максимальный расход для основного расчетного случая 0,1% обеспеченности для I класса сооружений.

$$Q_{\text{авар}} = \frac{V_{\text{полезн}}}{t}, \quad (4.14)$$

$$Q_{\text{авар}} = \frac{10,99 \cdot 1000000000}{15768017} = 697 \frac{\text{м}^3}{\text{с}},$$

$$Q_p = 9142 - 368 - 697 = 8077 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_e}, \quad (4.15)$$

где q_e – удельный расход на водосливе, равный $q_e = 1,25q_p$;
 q_p – удельный расход на рисберме.

$$q_p = [\nu_h] \cdot h_{HB}, \quad (4.16)$$

где $h_{HB} = 8,6 \text{ м}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $\nabla HB = f(Q_{HB})$ при $Q_{\text{осн. max}}$ смотреть исходные данные;
 $[\nu_h] = 5 \text{ м/с}$ – допустимая скорость на рисберме для скальных грунтов.

$$q_p = [\nu_h] \cdot h_{HB} = 5 \cdot 8,6 = 43 \frac{\text{м}^3}{\text{с}},$$

$$q_e = 1,25q_p = 1,25 \cdot 43 = 53,75 \frac{\text{м}^3}{\text{с}},$$

$$B = \frac{Q_p}{q_e} = \frac{8077}{53,75} = 150 \text{ м}.$$

Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляют в большую сторону и, кроме того, $B = b \cdot n$, где n – число пролетов (не менее 2÷3).

b – стандартная ширина пролета, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования равной 1, 1,5, 2, 2,5, 3, 3,5, 4, 4,5, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 24, 30 м.

Принимаем 9 пролетов по 20 метров.

$$B = b \cdot n = 20 \cdot 9 = 180 \text{ м.}$$

4.3.2 Определение отметки гребня водослива

Рассчитываем криволинейный безвакуумный водослив практического профиля [6].

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления – H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления – H_{02} .

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{mB\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (4.17)$$

где $m=0,49$ – коэффициент расхода, зависит от формы профиля водослива и принимается для водослива практического профиля равным 0.49

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{mB\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{8077}{0,49 \cdot 180 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 8,50 \text{ м.}$$

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (4.18)$$

где $\sigma_n = 1$ – коэффициент подтопления;

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (4.19)$$

где b и n – указаны выше;

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

$\xi_0=0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т. е. величины a и от формы верховой грани быка.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (9-1) \cdot 0,45}{9} \cdot \frac{8,50}{20} = 0,92,$$

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m\varepsilon\sigma_n B \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{8077}{0,49 \cdot 0,92 \cdot 1 \cdot 180 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 8,98 \text{ м.}$$

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g}, \quad (4.20)$$

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla HPU - \nabla DHA)(B + (n-1)\delta_\delta)}. \quad (4.21)$$

Согласно рекомендациям, для $b=20$ м, толщина быка (по Березинскому) принимается $\delta_\delta=2,5$ м.

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla HPU - \nabla DHA)(B + (n-1)\delta_\delta)} = \frac{8077}{(370-195) \cdot (180 + (9-1) \cdot 2,5)} = 0,25 \text{ м}^3,$$

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 8,98 - \frac{1,1 \cdot 0,25^2}{2 \cdot 9,81} = 8,97 \text{ м.}$$

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\nabla GB = \nabla HPU - H_{cm}, \quad (4.22)$$

где H_{cm} – стандартный напор, м, ближайший к H в соответствии с техническим регламентом, принимаем $H_{cm} = 9$ м.

$$\nabla GB = \nabla HPU - H_{cm} = 370 - 9 = 361 \text{ м.}$$

4.3.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

Проверим достаточность водопропускной способности водосливной плотины при ФПУ. Определяется расход поверочного случая, сбрасываемый через водосливную плотину при ФПУ.

$$Q_{\text{пов.р}} = Q_{\max \text{ пов}} - Q_{\Gamma \text{ЭС}} - Q_c, \quad (4.23)$$

где n – количество проектируемых ГА;

$Q_{\max \text{ пов}}$ – максимальный расчётный расход при обеспеченности 0,01% для I класса сооружений.

$$Q_{\text{пов.р}} = 10271 - 368 - 106 = 9797 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (4.24)$$

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{9797}{0,49 \cdot 150 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,66 \text{ м.}$$

Полный напор на водосливе:

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}}. \quad (4.25)$$

Коэффициент сжатия найдем по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1)\zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01\text{пов}}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (15-1) \cdot 0,45}{15} \cdot \frac{9,66}{10} = 0,91 \text{ м.}$$

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{9797}{0,49 \cdot 0,91 \cdot 150 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,29 \text{ м.}$$

Скорость подхода потока к плотине:

$$V_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla \Phi \text{ПУ} - \nabla \Delta \text{НДА}) \cdot (B + (n-1)\delta_B)} = \frac{9797}{(371,1 - 195) \cdot (150 + (15-1) \cdot 2,5)} = 0,30, \quad (4.26)$$

где $\nabla\Phi_{ПУ}$ – отметка форсированного подпорного уровня, предварительно отметку $\Phi_{ПУ}$ – принимаем равной 371,5 м, которая в дальнейшем уточнится.

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02 \text{ пов}} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g} = 10,29 - \frac{1,1 \cdot 0,30^2}{2 \cdot 9,81} = 10,287 = 10,3 \text{ м.} \quad (4.27)$$

Определяем расчётную отметку форсированного уровня:

$$\nabla\Phi_{ПУ_p} = \nabla\Gamma_{В} + H_{\text{пов}} = 361 + 10,3 = 371,3 \text{ м.}$$

Выбираем исходную отметку $\Phi_{ПУ} = 371,5$, так как рассчитанная отметка её не превышает.

4.4 Построение оголовка профиля водосливной грани

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

Таблица 4.2 - Координаты для построения оголовка водосливной грани

x	y	x	y
0	1,134	0	0,126
4,5	0,243	0,5	0,027
9	2,304	1	0,256
13,5	5,949	1,5	0,661
18	11,115	2	1,235
22,5	17,64	2,5	1,96
27	25,416	3	2,824
31,5	34,362	3,5	3,818
36	44,451	4	4,939

Оголовок водосливной грани представлен на рисунке 4.1.

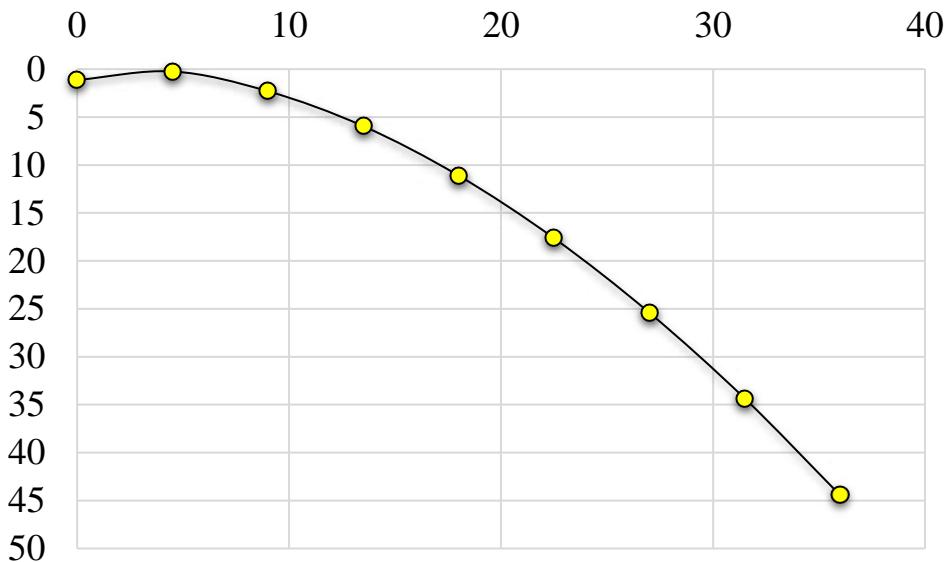


Рисунок 4.1 – Оголовок водосливной грани

4.5 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Для водосбросных плотин на скальном основании высотой более 40 м гашение энергии сбрасываемой воды часто осуществляют способом свободно отброшенной струи. Этот способ применяют при определённых условиях: прочный скальный грунт в основании, устойчивые при увлажнении грунты береговых примыканий, ширина русла достаточная для того чтобы отбрасываемая струя не оказывала негативного влияния на работу гидроагрегатов ГЭС и др.

Для реализации этого способа в конце водослива устраивают высокий уступ с носком – трамплином. Струя, сходящая с носка-трамплина, отлетает на некоторое расстояние от водосброса. В месте ее падения на дне образуется яма размыва. Основная задача проектирования – обеспечение отброса струи на безопасное расстояние для работающего сооружения.

Дальность отлёта струи от плотины до входа в воду нижнего бьефа можно вычислить по формуле:

$$L = k_a Z_1 \varphi^2 \sin 2\alpha \left(\left(1 + \left(\frac{z_0}{z_1} - 1 \right) \frac{1}{\varphi^2 \sin^2 \alpha} \right)^{0.5} + 1 \right), \quad (4.28)$$

$$L = 0,8 \cdot 165 \cdot 0,9^2 \sin 2 \cdot 30 \cdot \left(\left(1 + \left(\frac{166}{165} - 1 \right) \frac{1}{0,9^2 \sin^2 30} \right)^{0.5} + 1 \right) = 186,4.$$

где $\alpha = 30^\circ$ – угол наклона носка;

α – угол между плоскостью слива и направлением оси струи;

k_a - коэффициент аэрации потока;

φ - коэффициент скорости потока.

$$z_0 = HPU - HB + \frac{\alpha v_0^2}{2g} = 370 - 204,00 + \frac{1,1 \cdot 0,25^2}{2 \cdot 9,81} = 166. \quad (4.29)$$

$$z_0 = \Phi PY - nosok + \frac{\alpha v_0^2}{2g} = 371 - 205,00 + \frac{1,1 \cdot 0,25^2}{2 \cdot 9,81} = 165. \quad (4.30)$$

Коэффициент аэрации k_a можно определить зная число Фруда:

$$Fr = \frac{v_h^2}{gh_h} = \frac{51,208^2}{1,05 \cdot 9,81} = 254,576. \quad (4.31)$$

где v_h - скорость потока на носке;

h_h – высота потока воды на носке.

$$v_h = \varphi \sqrt{2gZ_1} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 165} = 51,208. \quad (4.32)$$

$$h_h = \frac{q}{v_h} = \frac{53,75}{51,208} = 1,05. \quad (4.33)$$

где q – удельный расход на водосливе:

$$Fr < 35 \quad k_a = 1;$$

$$Fr \geq 35 \quad k_a = 0,8 - 0,9.$$

Глубину ямы размыва можно вычислить по следующей формуле:

$$h_{pas} = t - h_{HB} = 54,44 - 8,6 = 45,85. \quad (4.34)$$

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{HB}}{d}} \cdot h_h, \quad (4.35)$$

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{254,576}) \cdot \sqrt{254,576} \cdot \sqrt[4]{\frac{8,6}{1}} \cdot 1,05 = 54,45.$$

Расстояние от плотины до центра ямы размыва определяются по формуле:

$$L_1 = L + \frac{t}{\operatorname{tg} \alpha_1} = 186,44 + \frac{54,45}{0,891} = 247,54. \quad (4.36)$$

$$\operatorname{tg} \alpha_1 = \sqrt{\operatorname{tg}^2 \alpha + \frac{2g(0,5h_h \cdot \cos \alpha + a - h_{ho})}{v_h^2 \cdot \cos^2 \alpha_c}} = 0,897. \quad (4.37)$$

$$h_{pas} = 2,5h_{kp} + 3,7h_{pa3} = 2,5 \cdot 0,28 + 3,7 \cdot 45,85 = 170,30. \quad (4.38)$$

4.5.1 Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы

Расчетные расходы могут сбрасывать через глубинные водосбросы или донные отверстия. Количество водосбросных отверстий назначают в зависимости от числа и размеров секций плотины и величины пропускаемого расхода.

При затопленном выходном отверстии:

$$Q = \mu \varpi_{eo} \sqrt{2gZ}; \Rightarrow \\ \varpi_{eo} = \frac{Q}{\mu \sqrt{2gZ}} = \frac{697}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 166,4}} = 15,4 \text{ м}^2. \quad (4.39)$$

Донные отверстия выполняют также функцию водовыпусков, которые должны быть предусмотрены на всех гидроузлах.

4.6 Конструирование бетонной плотины

4.6.1 Определение отметки и основных размеров быков

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

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

За отметку быка принимается большая из двух:

1. $\nabla B = \nabla GP = 375,4 \text{ м};$
2. $\nabla B = \nabla HPU + 0,6H_{ct} = 370 + 0,6 \cdot 9 = 375,40 \text{ м.}$

Таким образом, принимаем отметку быка равную: $\nabla Б = 375,40$ м.

Размер и конструкция быков определяются типом затворов, схемой подъемных механизмов, типом мостовых переходов и т.д.

Оголовок быков выполняется полуциркульным. Толщина быков 4 м.

4.6.2 Разрезка плотины швами

Разрезку плотины на основании сквозными температурно–осадочными швами производят в каждом пролете по краям контрфорсов через 24 м.

Деформационные температурно–осадочные швы устраивают вертикальными толщиной 4–5 см в верхней части и 1–1,5 см в пределах фундаментной плиты. Толщина швов–надрезов 1–2 см.

Уплотнение швов осуществляется в виде шпонок.

Швы устраиваются для обеспечения монолитности бетона секций плотины при неравномерном распределении температуры в теле плотины.

Размеры секций плотин и блоков бетонирования следует определять в зависимости от:

- вида и высоты плотин, размера секций здания ГЭС, а также расположения в плотинах водопропускных отверстий, в том числе турбинных водоводов;
- методу возведения плотины;
- формы поперечного сечения русла;
- геологического строения и деформируемости основания плотины;
- климатических условий района строительства.

Расстояние между секционными швами в бетонных сооружениях на скальном основании должно быть не более 30 м. Принимаем расстояние между швами равным 24 метров. Разрез делаем по быку.

4.6.3 Устои

Устои плотин предназначены для защиты, примыкающей к водосливу земляной плотины, или берега от размыва водой, сбрасываемой через водослив; для обеспечения плавного подхода потока к водосливу и плавного его растекания в нижнем бьефе.

В проекте устраиваем раздельный устой, который отделяет водосливную плотину от станционной части плотины.

4.6.4 Дренаж тела бетонной плотины

Вдоль напорной грани плотины устраиваем устройство дренажа в виде вертикальных скважин, диаметром 15 см с расстоянием между осями 2 м.

Также предусмотрим горизонтальные скважины прямоугольного сечения площадью 400 см^2 , расположенных по высоте плотины через 2 метра.

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

$$a_{op} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{kp.m}} = \frac{168,5 \cdot 1,2}{25} = 8,1 \text{ м.} \quad (4.40)$$

где $H_d = 168,50$ – напор над расчетным сечением, определяется по чертежу;
 $I_{kp.m} = 25$ - величина критического среднего градиента напора;
 $\gamma_n = 1,2$ - коэффициент надёжности.

4.6.5 Галереи в теле плотины

Размеры галерей принимаем: смотровая – 3x3 м; буровая – 3,5x4,0 м.
Расстояние по высоте плотины между галереями принимаем 20 м.

4.6.6 Элементы подземного контура плотины

В основании плотины, стоящей на скале, устраиваем цементационную завесу и вертикальный дренаж для уменьшения фильтрационного расхода.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$L_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B, \quad (4.41)$$

где B - ширина подошвы плотины.

Принимаем:

$$L_1 = 0,05 \cdot 199 = 9,95 \text{ м.}$$

Глубина цементационной завесы:

$$H_{зав} = (0,5 \div 0,8) \cdot H, \quad (4.42)$$

где $H = 168,50$ м.

Принимаем:

$$H_{зав} = 0,5 \cdot 168,50 = 85 \text{ м.}$$

Глубина дренажа:

$$H_{dp} = (0,5 \div 0,7) \cdot H_{zav}. \quad (4.43)$$

Принимаем:

$$H_{dp} = 0,5 \cdot 85 = 43 \text{ м.}$$

Диаметр скважин для дренажа принимаем 0,3 м. с шагом 3 м.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{zav} = \frac{\Delta H \cdot \gamma}{J_{kp}}, \quad (4.44)$$

где ΔH – напор, действующий на завесу;

J_{kp} – критический градиент напора на скальном основании, $J_{kp} = 15$;

$\gamma = 1,2$ – коэффициент надежности.

Определим напор, действующий на завесу по формуле:

$$\Delta H = 0,4H = 67,40 \text{ м.} \quad (4.45)$$

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{zav} = \frac{67,4 \cdot 1,2}{15} = 5,4 \text{ м.} \quad (4.46)$$

4.7 Определение основных нагрузок на плотину

Для периода эксплуатации учитывается два случая:

1. нормальный эксплуатационный – НПУ в верхнем бьефе и минимальный уровень нижнего бьефа;
2. поверочный – ФПУ в верхнем бьефе и максимальный уровень в нижнем бьефе.

$$\begin{aligned} VHPU &= 370,00 \text{ м БС;} & V\Phi PU &= 371,50 \text{ м БС;} \\ VH_{min} &= 199,50 \text{ м БС;} & VH_{max} &= 204,00 \text{ м БС.} \end{aligned}$$

Все нагрузки собираются на 1 контрфорс плотины ($l_k=24\text{ м}$).

4.7.1 Гидростатическое давление воды

– с верхнего бьефа, используя формулу:

$$T_e = \frac{\rho_e \cdot g \cdot h_1^2 \cdot l_k}{2}, \quad (4.47)$$

$$T_e = \frac{9,81 \cdot 175^2}{2} \cdot 24 = 3605175 \text{ кН},$$

$$T'_e = \frac{9,81 \cdot 176,5^2}{2} \cdot 24 = 3667242,87 \text{ кН}.$$

где $h_1 = \nabla H_{ПУ} - \nabla nod = 370,00 - 195,00 = 175,00 \text{ м};$
 $h'_1 = \nabla \Phi_{ПУ} - \nabla nod = 371,50 - 195,00 = 176,50 \text{ м}.$

– с нижнего бьефа, используя формулу:

$$T_n = \frac{\rho_e \cdot g \cdot h_2^2 \cdot l_k}{2}, \quad (4.48)$$

$$T_n = \frac{9,81 \cdot 4,5^2}{2} \cdot 24 = 2383,83 \text{ кН},$$

$$T'_n = \frac{9,81 \cdot 9^2}{2} \cdot 24 = 9535,32 \text{ кН}.$$

где $h_2 = \nabla H_{Бmin} - \nabla nod = 199,50 - 195,00 = 4,50 \text{ м};$
 $h'_2 = \nabla H_{Бmax} - \nabla nod = 204,00 - 195,00 = 9,00 \text{ м}.$

Вертикальная составляющая гидростатического давления воды с верхнего бьефа определена площадью тела давления от НПУ (ФПУ) до напорной грани W_B и W'_B .

$$W_e = \rho_e g S_e \cdot l_k, \quad (4.49)$$

$$W_e = 9,81 \cdot 5399,5 \cdot 24 = 1271258,3 \text{ кН},$$

$$W'_e = 9,81 \cdot 5474,3 \cdot 24 = 1288869,2 \text{ кН}.$$

В нижнем бьефе вертикальная составляющая гидростатического давления отсутствует.

4.7.2 Взвешивающее давление

Взвешивающее давление $W_{\text{взг}}$ принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы и максимального уровня нижнего бьефа до подошвы, высота эпюра h_1 и h_1' .

$$W_{\text{взг}} = \rho_{\text{в}} g S_{\text{вн.}} \cdot l_{\kappa}, \quad (4.50)$$

где $S_{\text{вн.}}$ - площадь прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы, $S_{\text{вн.}} = 1627,7 \text{ м}^2$;

$S'_{\text{вн.}}$ - площадь прямоугольника от максимального уровня нижнего бьефа до подошвы, $S'_{\text{вн.}} = 2527,1 \text{ м}^2$.

$$W_{\text{взг}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 1627,7 \cdot 24 = 383225,7 \text{ кН},$$

$$W'_{\text{взг}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 2527,1 \cdot 24 = 594980,4 \text{ кН}.$$

4.7.3 Давление грунта

Давление наносов на напорную грань $P_{\text{н}}, \text{кН/м}$ можно определить по формуле:

$$P_{\text{н}} = \rho_{\text{н}} g h_{\text{н}} \operatorname{tg}^2(45 - \varphi_{\text{н}} / 2), \quad (4.51)$$

где $\rho_{\text{н}}$ - плотность наносов, $\rho_{\text{н}} = 1 \text{ т/м}^3$;

$h_{\text{н}}$ - толщина слоя наносов, принимается от уровня заиления ($\nabla_{\text{заил}} = 197,00 \text{ м}$) до дна ($\nabla_{\text{дна}} = 195,00 \text{ м}$), $h_{\text{н}} = 2 \text{ м}$;

$\varphi_{\text{н}}$ - угол внутреннего трения наносов, $\varphi_{\text{н}} = 20^\circ$.

$$P_{\text{н}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 2 \cdot \operatorname{tg}^2(45 - 20^\circ / 2) = 9,62 \text{ кН/м}.$$

Равнодействующая давления наносов $E_{\text{н}}$, кН на 1 контрфорс:

$$E_{\text{н}} = \frac{P_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}}}{2} \cdot l_{\kappa}, \quad (4.52)$$

$$E_u = \frac{9,62 \cdot 2}{2} \cdot 24 = 230,9 \text{ кН.}$$

4.7.4 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления $W_{\text{волн}}$, кН определяется по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \rho_e g h_{1\%} \left(\frac{\lambda}{\pi} + \frac{h_o}{2} \right) \cdot l_k . \quad (4.53)$$

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\lambda} . \quad (4.54)$$

- основной случай:

$$h_{1\%} = 1,22 \text{ м}, \lambda = 0,02 \text{ м};$$

$$h_0 = \frac{3,14 \cdot 1,22^2}{0,02} = 233,67 \text{ м.}$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot 1,22 \left(\frac{0,02}{3,14} + \frac{233,67}{2} \right) \cdot 24 = 16780,57 \text{ кН.}$$

– поверочный случай:

$$h'_{1\%} = 0,93 \text{ м}, \lambda = 0,02 \text{ м};$$

$$h'_0 = \frac{3,14 \cdot 0,93^2}{0,02} = 135,79 \text{ м.}$$

$$W'_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot 0,93 \left(\frac{0,02}{3,14} + \frac{135,79}{2} \right) \cdot 24 = 7433,82 \text{ кН.}$$

4.7.5 Фильтрационное давление

Фильтрация в скальных грунтах напорная, движение воды неравномерное, может быть неустановившимся. Эпюра фильтрационного давления принимается в виде ломаного треугольника.

$$W_{\phi} = \rho_{\text{в}} g S_{\text{эн.}} \cdot l_{\kappa}. \quad (4.55)$$

– основной случай:

Площадь ломаного треугольника $S_{\text{эн.}} = 2524,9 \text{ м}^2$;

$$W_{\phi} = 1 \cdot 9,81 \cdot 2524,9 \cdot 24 = 594462,5 \text{ кН.}$$

– поверочный случай:

Площадь ломаного треугольника $S'_{\text{эн.}} = 2503,8 \text{ м}^2$,

$$W'_{\phi} = 1 \cdot 9,81 \cdot 2503,8 \cdot 24 = 589471,13 \text{ кН.}$$

4.7.6 Вес контрфорса

Вес контрфорса можно определить по формуле:

$$G_{\text{контр}} = S_{\text{контр}} \cdot b \cdot \rho_{\delta} \cdot g, \quad (4.56)$$

где $S_{\text{контр}}$ - площадь контрфорса;

b - ширина пролёта;

ρ_{δ} - плотность бетона.

$$G_{\text{контр}} = 9268,84 \cdot 20 \cdot 9,81 \cdot 2,4 = 4364511,4 \text{ кН.}$$

4.7.7 Вес затвора

Вес затвора можно определить по формуле:

$$Q_3 = 0,055 f \sqrt{f} \cdot g, \quad (4.57)$$

где f - площадь затвора.

$$f = b(\nabla \Phi \Pi U - \nabla \Gamma B + 0,5) = 20 \cdot (371,5 - 361,00 + 0,5) = 220 \text{ м}^2.$$

$$Q_3 = 0,055 \cdot 220 \sqrt{220} \cdot 9,81 = 1760,62 \text{ кН.}$$

4.8 Расчёт прочности плотины и её основания

Расчет прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации) в соответствии с требованиями, при этом допускается выполнять расчет прочности методами сопротивления материалов на предварительных стадиях проектирования при учете противодавления только по контакту бетона с основанием без учета температурных воздействий [7].

Для удобства расчет ведется в табличной форме и представлен в таблице 4.3 и 4.4.

Таблица 4.3 – Данные для основного случая

Обоз. силы	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
T_B	1,0	→	3605175	59,333	213905484,3
T_H	1,0	←	2383,8	2,1667	-5165
$G_{\text{контрфорса}}$	0,95	↓	4364511,4	15,8189	-69041769,4
$W_{\text{взв}}$	1,0	↑	383225,7	15,4925	5937124,2
W_ϕ	1,0	↑	594462,5	89,059	52942235,8
E_H	1,2	→	230,9	1,33	307,1
$W_{\text{волн}}$	1,0	→	16780,6	175,1809	2939640,6
$W_{\text{пр}}$	1,0	↓	1271258,3	80,5926	- 102454011,7
q_3	0,9'	↓	78,25	43	-3364,75

Таблица 4.4 – Данные для поверочного случая

Обоз. силы	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
T_B	1,0	→	3667242,87	59,8333	219422142,7
T_H	1,0	←	9535,32	3	-28605,96
$G_{\text{контрфорса}}$	0,95	↓	4364511,4	15,8189	- 69041769,39
$W_{\text{взв}}$	1,0	↑	594980,4	10,166	6048570,746
W_ϕ	1,0	↑	589471,13	88,805	52347983,7
E_H	1,2	→	230,9	1,33	307,097
$W_{\text{волн}}$	1,0	→	7433,82	176,6809	1313414,008
$W_{\text{пр}}$	1,0	↓	1288869,2	80,5095	-103766214,9
q_3	0,9'	↓	78,25	43	-3364,75

– для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_d} + \frac{6\Sigma M}{B_d^2}. \quad (4.58)$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u m_u^2 - \gamma_w H_d^u \cdot (1 - m_u^2). \quad (4.59)$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u. \quad (4.60)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2. \quad (4.61)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u. \quad (4.62)$$

– для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_d} - \frac{6\Sigma M}{B_d^2}. \quad (4.63)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t \cdot (1 - m_t^2). \quad (4.64)$$

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t. \quad (4.65)$$

$$\sigma_3^u = \sigma_y^t (1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2. \quad (4.66)$$

$$\sigma_1^u = -\gamma_w H_d^t. \quad (4.67)$$

где $\sigma_y^u, \sigma_x^u, \sigma_y^t, \sigma_x^t$ – нормальные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам соответственно у верховой и низовой грани, кПа; τ_{xy}^u, τ_{xy}^t – касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам соответственно у верховой и низовой грани, кПа;

$\sigma_1^u, \sigma_3^u, \sigma_1^t, \sigma_3^t$ – максимальные и минимальные главные напряжения соответственно у верховой и низовой грани, кПа;

N – нормальная сила, равная сумме проекций на нормаль к расчетному сечению всех сил, действующих на плотину выше расчетного сечения:

$N=4658159,75 \text{ кН}$ – для основного случая;

$N=4469007,32 \text{ кН}$ – для поверочного случая;

ΣM – сумма моментов всех сил, приложенных к плотине выше расчетного сечения относительно центра тяжести этого сечения:

$\Sigma M = 104220845,1 \text{ кН}\cdot\text{м}$ – для основного случая;

$\Sigma M = 106293536,4 \text{ кН}\cdot\text{м}$ – для поверочного случая;

m_u – заложение верховой грани на уровне расчетного сечения, ($m_1=0,3$);

m_t – заложение низовой грани на уровне расчетного сечения, ($m_2=0,9$);

H_d^u , H_d^t - напор над расчетным сечением со стороны верхнего и нижнего бьефов;

B_d - протяженность расчетного сечения (ширина подошвы).

Расчет напряжений в глухой бетонной плотине приведен в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Расчет напряжений в глухой бетонной плотине

Напряжения	Основное сочетание	Поверочное сочетание
σ_y^u	-7617	-6353
σ_x^u	-1366	-1165
τ_{xy}^u	-2977	-2470
σ_l^u	-8808	-7341
σ_3^u	-175	-176,5
σ_y^t	-39198	-38562
σ_x^t	-31752	-31237
σ_3^t	-70946	-69790
σ_l^t	-4,5	-9

После вычисления напряжений для основного и поверочного сочетания нагрузок необходимо проверить выполнение условий прочности. Для массивно-контрфорсных плотин I класса капитальности высотой более 60 м при основном и поверочном сочетании нагрузок и воздействий должны быть выполнены следующие условия прочности:

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

$$\sigma_y^u \leq 0. \quad (4.68)$$

2) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_c \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b, \quad (4.69)$$

где $\gamma_h = 1,25$ – коэффициент надежности;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, $\gamma_{lc} = 1$ – для основного случая, $\gamma_{lc} = 0,9$ – для поверочного;

γ_{cd} – коэффициент условия работы;

$\gamma_{cd} = 0,9$ – для основного случая, $\gamma_{cd} = 1$ – для поверочного;

σ_3 – главные минимальные напряжения;

R_{np} – приизменная прочность бетона, для марки бетона В17,5 равная 105 МПа.

– для основного случая:

$$1,25 \cdot 1 \cdot 70946 = 88682,5 < 0,9 \cdot 105000 = 99750 \text{ кПа} - \text{условие выполняется};$$

– для поверочного случая:

$$1,25 \cdot 0,9 \cdot 70946 = 79814,25 < 105000 \text{ кПа} - \text{условие выполняется}.$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \rho_w \gamma_w H_d u, \quad (4.70)$$

где ρ_w – плотность воды, $\rho_w = 1 \text{ т/м}^3$.

– для основного случая:

$$|\sigma_y^u| = 7617 \text{ кН/м}^2;$$

$$0,25 \rho_w \gamma_w H_d u = 44,125 \text{ кН/м}^2;$$

$$7617 \text{ кН/м}^2 \geq 44,125 \text{ кН/м}^2 - \text{условие выполняется}.$$

– для поверочного случая:

$$|\sigma_y^u| = 6353 \text{ кН/м}^2;$$

$$0,25 \rho_w \gamma_w H_d u = 43,75 \text{ кН/м}^2;$$

$$6353 \text{ кН/м}^2 \geq 43,75 \text{ кН/м}^2 - \text{условие выполняется}.$$

4.9 Расчет устойчивости плотины на плоский сдвиг

Устойчивость бетонных плотин на нескользких основаниях определяется несущей способностью основания, т.е. его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины рассчитывают на сдвиг по первому предельному состоянию, характеризуемому условием равенства внешних сдвигающих сил и моментов предельному сопротивлению основания.

При поступательной форме сдвига коэффициент надежности γ_n определяется по формуле:

$$\gamma_n = \frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} = \frac{(G_k + W_e + W_h - W_{ee} - W_\phi + q_s) \cdot \operatorname{tg} \varphi + C \cdot \omega \cdot \gamma_c}{(T_e + E_h - T_h + W_{boln}) \gamma_{lc}} \geq [\gamma_n], \quad (4.71)$$

где R – расчетное значение обобщенной несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу), кН;

F – суммарная сдвигающая сила, кН;

$[\gamma_n]$ – коэффициент надежности ($[\gamma_n]=1,25$).

– для основного случая:

$$\gamma_n = \frac{((4364511,4 + 48,25 - 594462,5 - 383225,7 + 1271258,3 + 2383,8) \cdot \operatorname{tg} 50^\circ + 200 \cdot 199) \cdot 0,95}{(3605175 - 2383,8 + 16780,6 + 230,9) \cdot 1} =$$

$= 1,32 \geq 1,25$ – **условие выполняется.**

– для поверочного случая

$$\gamma_n = \frac{((4364511,4 + 78,25 - 589471,13 - 594980,4 + 1288869,2 + 9535,32) \cdot \operatorname{tg} 50^\circ + 200 \cdot 199) \cdot 0,95}{(3667242,9 - 9535,32 + 7433,82 + 230,9) \cdot 1} =$$

$= 1,26 \geq 1,25$ – **условие выполняется.**

5 Организация строительства

5.1 Периоды строительства гидротехнического сооружения

В целях сокращения продолжительности строительства ГЭС строительными нормами и правилами регламентируется выполнение работ на таких сооружениях в три периода: 1 – подготовительный, 2 – период основных работ, 3 – завершающий период.

Задачей подготовительного периода является создание на строительной площадке условий для выполнения работ на основных сооружениях гидроузла в кратчайшие сроки индустриальными методами.

К таким работам относятся:

- Освоение строительной площадки, расчистку ее территории;
- Строительство внешних подъездных и важнейших внутриплощадочных дорог;
- Сооружение сетей и объектов электро-, водо-, теплоснабжения и связи;
- Строительство жилых и общественных зданий;
- Сооружения производственных предприятий и базы и т.д.

В период основных работ выполняют:

- Строительство временных сооружений, например, для пропуска расходов реки;
- Строительство плотин, гидротехнических и иных основных сооружений ГЭС: плотин, зданий гидроэлектростанции, водосбросов, водоприёмников и т.д.;
- Выполнение земельно-скальных и бетонных и иных работ;
- Монтаж гидросилового, гидромеханического и электрического оборудования;
- Устройство противофильтрационных завес, укрепление оснований и т.п.

Период основных работ охватывает время от начала строительства основных сооружений до пуска первого агрегата ГЭС. Ввод в эксплуатацию каждого агрегата оформляется актом специальной комиссии, которая назначается вышестоящей организацией владельца для приёма агрегатов.

Основной период строительства характерен тем, что строящиеся сооружения располагаются в русле реки или рядом с ним и подвергаются воздействию воды. Поэтому возникает необходимость ограждать строительные площадки от этого воздействия и увязывать последовательность возведения сооружений с пропуском расходов реки в период строительства.

Постоянные и временные сооружения стремятся расположить так, чтобы наилучшим образом использовав рельеф местности, приблизить промышленную базу к створу гидроузла и минимизировать транспортные затраты. Для обеспечения оптимальной технологии строительства производится увязка взаимного расположения отдельных предприятий промышленной базы и сооружений гидроузла. Для увязки расположения постоянных и временных сооружений, а также инженерных сетей в плане и по высоте составляется строительный генеральный план — стройгенплан.

Во избежание неувязок в процессе строительства генеральный подрядчик должен составлять исполнительный стройгенплан, на котором регулярно (не реже одного раза в несколько дней) необходимо наносить фактическое расположение в плане и по высоте строящийся объект и инженерные коммуникации, в особенности подземные [8].

Завершающий период охватывает время от пуска гидроагрегатов во временную эксплуатацию до сдачи ГЭС в целом в эксплуатацию, т.е. всех элементов гидроузла. В течение этого периода полностью заканчиваются строительно-монтажные работы, производится доводка и освоение оборудования, завершается окончательная планировка и благоустройство территории, ликвидируются, переносятся или передаются временные предприятия.

5.2 Этапы возведения сооружений и пропуск строительных расходов

Общую задачу каждого периода целесообразно разбить на ряд более частных задач и выделять внутри каждого периода соответствующие этапы. Поскольку масштабы этапов могут быть различными, то и количество этапов может быть различным. Однако практика гидротехнического строительства выработала подходы к рациональному выделению этапов. Так, в основном периоде для речных гидротехнических сооружений целесообразно выделять пять этапов, связанных с очередностью возведения сооружений с учетом пропуска строительных расходов и наполнения водохранилища. Для строительства Теренской ГЭС в основном периоде выделяем следующие этапы:

I этап – возведение сооружений, необходимых для перекрытия русла;

II этап – перекрытие русла;

III этап – возведение сооружений в котловане I очереди;

IV этап – возведение сооружений в котловане II очереди, наращивание сооружений до отметок, необходимых для начала наполнения водохранилища, наполнение водохранилища до отметок пуска первоочередных агрегатов;

V этап – наращивание сооружений и наполнение водохранилища до проектных отметок с последовательным, поочередным пуском всех агрегатов.

Каждому из этих этапов соответствует своя схема пропуска строительных расходов, и переход от одного этапа к другому сопровождается соответствующими изменениями этой схемы.

5.3 Компоновка Теренской ГЭС

Для проектируемой Теренской ГЭС в соответствии с СП 290.1325800 выбрана – русловая компоновка, принципиальная компоновочная схема ГЭС с бетонными плотинами и приплотинным зданием ГЭС.

При русловой компоновке все бетонные сооружения располагаются в естественном русле реки. Данная компоновка характерна для рек с маленькой поймой, скальными берегами и высоконапорными плотинами. Напорный фронт гидроузла образует контрфорсная плотина, состоящая из глухой левобережной, водосливной, станционной, глухой правобережной бетонных частей.

Бетонная водосливная плотина располагается в русле реки. Возвведение гидротехнических сооружений выполняем в две очереди. В котловане I очереди выполняем водосливную, левобережную бетонную глухую части и раздельный устой. Для создания котлована I очереди предлагается пропуск строительных расходов осуществлять без стеснения русла реки через строительный канал, расположенный со стороны правого берега.

5.4 I этап – возведение сооружений для перекрытия русла

Для создания котлована I очереди необходимо возвести следующие сооружения:

- строительный канал;
- верховую и низовую перемычки строительного канала;
- каменно-земляные перемычки в русле реки.

Основной объём строительного канала разрабатывается под защитой целиков. Для пропуска воды через канал сначала разбирается низовая перемычка канала, после чего верховая. Для перевода всей воды из русла реки в канал – перекрывается русло реки.

Разработка схемы пропуска строительных расходов сопровождается гидравлическим расчетом: определяют перепады в реке на участке строительства; расположение и размеры строительного канала; отметки гребня перемычек и условия перекрытия русла.

5.5 Гидравлический расчет строительного канала

Весь расход реки пропускаем через строительный канал, поэтому скорость воды в строительном канале будет равна скорости воды в реке, уклон строительного канала, также, равен уклону реки.

Гидравлический расчет строительного канала включает:

- выбор типа и сечения канала
- уклон и высотное положение
- назначение $\nabla ГВП$ стр. канала и $\nabla ГНП$ стр. канала и $\nabla ГВП_{I оч}$ и $\nabla ГНП_{I оч}$. ($\nabla ГВП$ стр. канала = $\nabla ГВП_{I оч}$).
- определение перепада z бьефов.

5.5.1 Гидравлический расчет строительного канала

Выбираем трапециевидное сечение канала.

Площадь живого сечения определяется из условия пропуска расчетного строительного расхода $Q_{10\%} = 6366 \text{ м}^3/\text{с}$.

$Q_{10\%}$ – максимальный расчетный расход в строительный период. При проектировании временных ГТС-перемычек расчетные максимальные расходы воды следует принимать исходя из ежегодной вероятности превышения (обеспеченности), устанавливаемой в зависимости от класса и срока эксплуатации сооружений для основного расчетного случая. Теренская ГЭС – сооружение 1 класса, перемычки назначаем IV класса. Для временных ГТС IV класса ежегодную вероятность расчетных максимальных расходов воды, при сроке эксплуатации до 10 лет, следует принимать равной –10% в соответствии с табл.2 [2].

- $Q_{10\%} = 6336 \text{ м}^3/\text{с};$
- Уровень воды в реке при $Q_{10\%}$ равен УВ ($Q_{10\%}$) = 203,40 м;
- Глубина воды в канале при $Q_{10\%}$ $h = \text{УВ} (Q_{10\%}) - \nabla \text{дна} = 203,4 - 195,0 = 8,4 \text{ м};$
- Площадь живого сечения принимаем равной:

$$\omega = \frac{(b + (b + 2 \cdot h \cdot 0,7)) \cdot h}{2} = \frac{(80 + (80 + 2 \cdot 8,4 \cdot 0,7)) \cdot 8,4}{2} = 721,4 \text{ м}^2.$$

Размеры сечения строительного канала назначили из условия:

- ширину по дну приняли ($b=80 \text{ м}$);
- максимальная глубина воды в канале ($h=8,4 \text{ м}$);
- уклон строительного канала равен уклону реки $J = 0,007$.

На рисунке 5.1 показано сечение строительного канала.

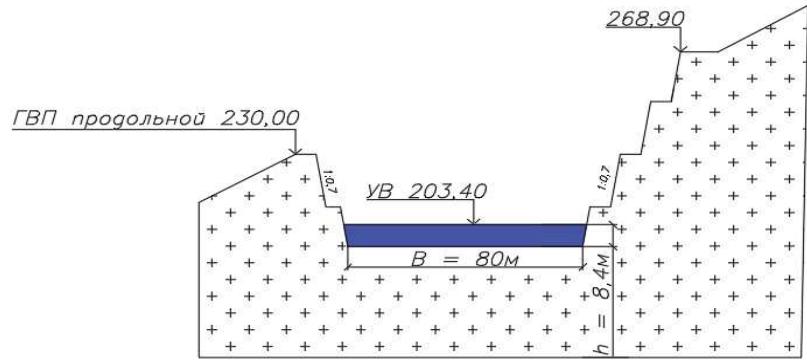


Рисунок 5.1 – Сечение строительного канала

5.5.2 Определение высотного положения строительного канала

Отметку порога выходного (низового) сечения канала ($\nabla\text{ПНС}$) снимаем с топографического плана строящегося гидроузла:

$$\nabla\text{ПНС} = 191,00 \text{ м.}$$

Отметку порога верхового сечения канала ($\nabla\text{ПВС}$) снимаем с топографического плана строящегося гидроузла:

$$\nabla\text{ПВС} = 196,00 \text{ м.}$$

Находим уклон строительного канала:

$$I = \frac{\nabla\text{ПВС} - \nabla\text{ПНС}}{L}, \quad (5.1)$$

где $L = 725 \text{ м}$ – длина строительного канала.

$$I = \frac{196 - 191}{725} = 0,007.$$

5.5.3 Проверка пропускной способности канала для $Q_{10\%}$

Для этого необходимо проверить условие:

$$Q < Q_{10\%},$$

где Q – расход через строительный канал.

$$Q = \omega \cdot c \cdot \sqrt{RI}, \quad (5.2)$$

где R – гидравлический радиус, находим по формуле:

$$R = \frac{\omega}{\chi} = \frac{721,4}{96,8} = 7,5 \text{ м}, \quad (5.3)$$

где ω – площадь живого сечения; χ – смоченный периметр.

$$\omega = 721,4 \text{ м}^2$$

$$\chi = b + 2h = 80 + 2 \cdot 8,4 = 96,8 \text{ м.}$$

где $n = 0,04$ – коэффициент шероховатости поверхности строительного канала для формулы Павловского (таблица 2–18 [3]); Принимаем значение шероховатости канала в скале при посредственной обработке поверхности с выступами $n=0,04$;

$$c = 39,1 \text{ – коэффициент Шези (таблица 2–19 [3]).}$$

$$Q = 721,4 \cdot 39,1 \cdot \sqrt{7,5 \cdot 0,007} = 6462,97 \frac{\text{м}^3}{c},$$

$$Q = 6462,97 \frac{\text{м}^3}{c} > Q_{10\%} = 6366 \frac{\text{м}^3}{c}.$$

Вывод: Условие расходов выполняется, поэтому сечение, выбранное для строительного канала достаточно. Оставляем выбранное сечение канала.

5.6 Определение $\nabla ГВП$ стр. канала и $\nabla ГНП$ стр. канала и $\nabla ГВП$ I оч и $\nabla ГНП$ I оч

Тип перемычки выбирается на основе технико-экономического сравнения вариантов. При прочих разных условиях предпочтение отдаётся вариантам с максимальным использованием местных строительных материалов при минимальных затратах материальных и трудовых ресурсов. Существенное влияние на тип перемычек оказывает компоновка гидроузла и схема пропуска строительных расходов.

Для перекрытия русла реки были выбраны перемычки из местных материалов – земляные перемычки с грунтовым ядром. Главным преимуществом перемычек этого типа является их относительная дешевизна по сравнению с другими. Кроме того, эти перемычки допускают полную механизацию работ по их возведению, легко разбираются и могут применяться при любых напорах и

высоте. В тоже время им присущи такие недостатки, как большая ширина по основанию и недопустимость перелива через гребень.

$$v = \frac{Q_{10\%}}{\omega} = \frac{6366}{721,4} = 8,8 \frac{m}{s}, \quad (5.4)$$

$$z = \frac{(1 + \xi_{\alpha}) \cdot v^2}{2 \cdot g} = \frac{(1 + 0,2) \cdot 8,8}{2 \cdot 9,81} = 0,54, \quad (5.5)$$

$$УВБ = УНБ(Q_{10\%}) + IL + z = 203,4 + 0,007 \cdot 725 + 0,54 = 209,00, \quad (5.6)$$

$$\nabla ГВП_{lo_4} = УВБ + d = 209,00 + 3,5 = 212,50, \quad (5.7)$$

$$\nabla ГНП_{lo_4} = УНБ(Q_{10\%}) + \alpha = 209,00 + 2,5 = 211,50. \quad (5.8)$$

Скорость в строительном канале 8,8м/с, что меньше допустимой неразмывающей для грунтов канала – граниты 20м/с.

Сечение верховой перемычки I очереди представлено на рисунке 5.2.

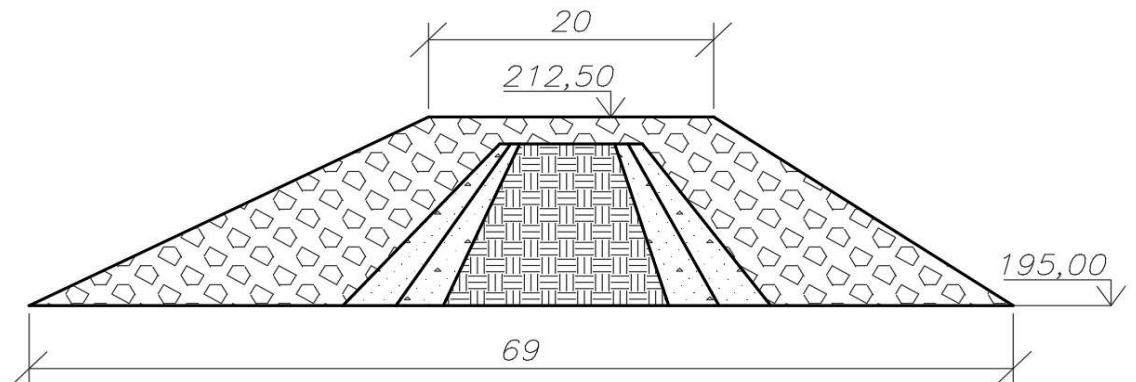


Рисунок 5.2 – Сечение верховой перемычки I очереди

5.7 Порядок пропуска воды через строительный канал

Строительный канал возводим под прикрытием естественных целиков из гранитов, которые оставляем с ВБ и НБ канала. Для того, чтобы соединить канал с рекой в верхнем и нижнем сечении необходимо построить земляные перемычки строительного канала.

На правом берегу реки на отметках около бытового уровня сооружаем строительный канал. Основной объем выемки грунта из канала выполняем под защитой целиков в районе входного и выходного сечения канала.

5.7.1 II этап – Перекрытие русла

Для перекрытия русла реки необходимо выполнить следующие работы:

- Отсыпка верховой перемычки до прорана;
- Отсыпка низовой перемычки;
- Закрытие прорана;
- Перекрытие низовой перемычки.

Перекрытие русла реки при строительстве речного гидроузла является одним из сложных этапов работ в общей схеме пропуска строительных расходов. Сущность процесса заключается в переключении расходов воды в реке на заранее подготовленный строительный канал путем постепенного завала русла различного рода материалами.

Выбранным способом перекрытия русла реки стал – пионерный с 2-х сторон.

5.7.2 III этап – Возведение сооружений в котловане первой очереди

В состав работ по возведению сооружений в котловане I очереди входят:

- Откачка воды из котлована и организация водоотлива из котлована первой очереди;
- Земельно-скальные работы;
- Бетонные работы – отметка верха бетона на данном этапе равна ∇ ГВП II оч. $+ 1 \text{ м} = 210,70 + 1,00 = 211,70 \text{ м}$; (возводится участок водосливной плотины, глухая бетонная часть);
- Возвведение цементационной и дренажной завес;
- Монтаж ГМО;
- Пропуск строительного расхода на этапе III – осуществляется через строительный канал.

5.7.3 Расчет донных отверстий, для пропуска строительных расходов при строительстве в котловане II очереди

1. Определение минимально допустимого числа донных отверстий из условия неразмываемости русла реки:

$$n_{do} = \frac{Q_{\max}^{cmp}}{v_{don} \cdot h_p \cdot l} = \frac{6366}{20 \cdot 8,4 \cdot 18} = 2 \text{ отверстия}, \quad (5.9)$$

где Q_{\max}^{cnp} - максимальный расход строительного периода = 6366 м³/с;
 v_{don} - допустимая неразмывающая скорость для скальных грунтов = 20 м/с;
 h_p - глубина воды в русле реки = 8,4 м;
 l - ширина отверстия = 18 м.

2. Определение отметки ПДО:

$$УВБ(Q_{mp}) = УНБ(Q_{nep}) + Z_{\max} = 201,10 + 2 = 203,10, \quad (5.10)$$

$$\nabla ПДО = УВБ(Q_{mp}) - H_n = 203,1 - 6,10 = 197,00, \quad (5.11)$$

где Q_{nep} - взят по гидрографу за ноябрь месяц и равен 1134,66 м³/с;
 $УНБ(Q_{nep})$ - уровень НБ при расходе перекрытия равен 201,10;
 Z_{\max} - максимальный перепад при перекрытии, принимаем 2,0м.

$$H_n = \left(\frac{Q_{nep}}{m \cdot b \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1134,66}{0,3 \cdot 18 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,10 \text{ м.} \quad (5.12)$$

$$\nabla ПДО = 197,00;$$

$$\nabla Основания = 195,00.$$

Принимаем $\nabla ПДО = 197,0$ м.

3. Определяем условие пропуска максимального строительного расхода:

h -высоту донного отверстия, принимаем 5,0 м.

$$\nabla BO = \nabla ПДО + h = 197,00 + 5,00 = 202,00, \quad (5.13)$$

$$\nabla BO = 202,00 < \nabla УНБ(Q_{10\%}) = 203,40. \quad (5.14)$$

где h -высота донного отверстия, принимаемая 5,0 м.

Делаем вывод о том, что *отверстие затопленное*.

Для затопленного отверстия определяем перепад Z_{do} .

$$Z_{\Delta O} = \frac{Q_{\max}^{cnp2}}{\mu^2 \cdot \omega_{\Delta O}^2 \cdot 2g} = \frac{6366^2}{0,7^2 \cdot 540^2 \cdot 2 \cdot 9,81} = 14,50, \quad (5.15)$$

$$\omega = b \cdot h = 18 \cdot 5 = 90 \text{ м}^2, \quad (5.16)$$

$$\omega_{\Delta O} = n \cdot w = 6 \cdot 90 = 540 \text{ м}^2, \quad (5.17)$$

$$\mu = \frac{1}{1 + \xi_{ex} + \frac{2gL}{c^2 R}} = \frac{1}{1 + 0,2 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot 199}{93,2^2 \cdot 1,96}} = 0,7, \quad (5.18)$$

$$R = \frac{\omega}{\chi} = \frac{90}{b + 2h} = \frac{90}{2 \cdot 18 + 10} = 1,96, \quad (5.19)$$

$$R = \frac{\omega}{\chi} = \frac{90}{b + 2h} = \frac{90}{2 \cdot 18 + 10} = 1,96, \quad (5.20)$$

где $n = 0,012$;
 $c = 93,25$.

$$\nabla \Gamma B \Pi_{\text{Поч}} = YVB + d = 207,20 + 3,5 = 210,70, \quad (5.21)$$

$$YVB = YHB(Q_{10\%}) + Z_{\Delta O} = 203,40 + 14,5 = 217,90 \text{ м}, \quad (5.22)$$

$$\nabla \Gamma H \Pi_{\text{Поч}} = YHB(Q_{10\%}) + \alpha = 203,40 + 2,5 = 205,90 \text{ м}, \quad (5.23)$$

где $Z_{\Delta O}$ – перепад уровней на входе и выходе донного отверстия;
 ω – площадь донного отверстия, живое сечение, м^2 ;
 ξ_{ex} - потери напора на входе = 0,2;
 L – длина донного отверстия по чертежу, $L = 199\text{м}$;
 C – коэффициент Шези, определяемый по таблице, зависит от шероховатости поверхности;
 n – шероховатость поверхности бетона $n=0,012$;
 R – гидравлический радиус;
 χ - смоченный периметр.

Определяем отметку бетонных сооружений, возводимых в котловане I очереди.

$$\nabla \text{Бетона} = \nabla ГВП_{\text{Поч}} + 1 = 210,70 + 1,00 = 211,70. \quad (5.24)$$

5.8 Откачка воды из котлована I очереди и организация водоотлива

Площадь воды между перемычками определяем по генеральному плану сооружения. $S = 29412,43 \text{ м}^2$.

Находим объём воды, который нужно откачать.

$V = S \cdot h = 29412,43 \cdot 8,4 = 235299,44 \text{ м}^3$. Полученный объем увеличиваем в 2 раза, чтобы учесть приток воды за счет фильтрации через перемычки и берега. $V=470599 \text{ м}^3$.

Подбираем насос: $400 \text{ м}^3/\text{ч}$, количество $2+1$ (рабочие + резервный).

Выбранный насос: центробежный для воды 1Д500-636 (модификация б под производительность $400 \text{ м}^3/\text{час}$). Характеристики данного насоса представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Характеристики насоса 1Д500-636

Марка насоса	Производительность, $\text{м}^3/\text{ч}$	Давление, МПа	Напор, м	Частота вращения, об/мин
1Д500-636	400	0,25	44	1450

$$T = \frac{V}{\text{производительность насоса}} = \frac{470599}{2 \cdot 400} = 588 \text{ часов}, \quad (5.25)$$

$$Д = \frac{T}{24} = \frac{588}{24} = 24,5 \text{ суток}. \quad (5.26)$$

Проверяем скорость откачки в сутки и сравниваем с допустимой для грунтов перемычек и склонов $0,5 \text{ м}/\text{сут}$.

$$\frac{8,4}{24,5} = 0,34 < 0,5,$$

где $8,4$ - глубина воды в канале при $Q10\%$ $h = \text{УВ} (Q_{10\%}) - \nabla \text{дна} = 203,4 - 195,0 = 8,4 \text{ м}$.

Схема насоса представлена на рисунке 5.3.

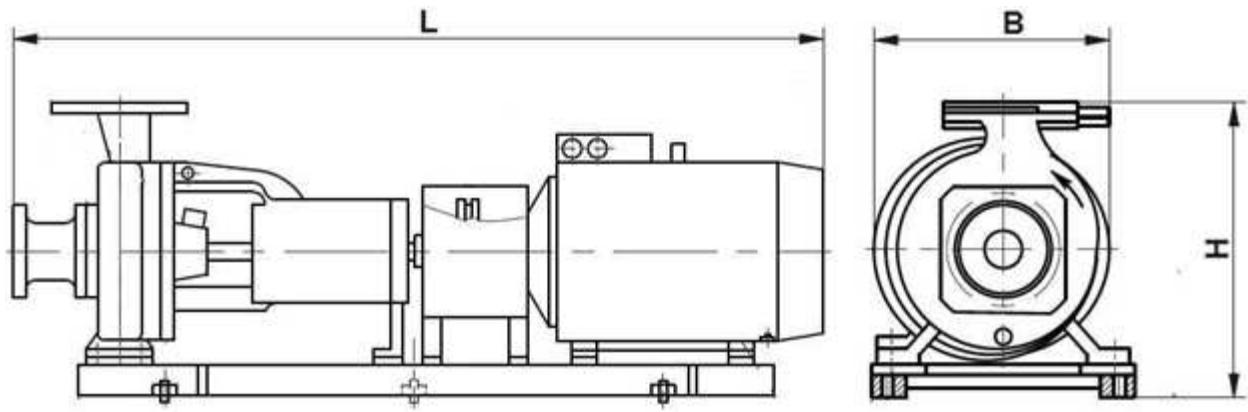


Рисунок 5.3 – 1Д500-63б: L – длина насоса; В – ширина; Н – высота

Вывод: Выбранные насосы 1Д500-63б выкачивают воду за 24,5 суток с интенсивностью 0,34 м/сут, что не превышает допустимых значений по интенсивности откачки для скальных и крупнообломочных грунтов, из которых сложены борта котлована и откосы перемычек. Оставляем насосы производительностью 400 м³/час выбранной марки 1Д500-63б.

5.9 Водопонижение в котловане I очереди

Для поддержания котлована в сухом состоянии необходимо организовать постоянный водоотлив. Способ водопонижения – открытый водоотлив.

Подбираем насосы для водопонижения: 20 м³/ч, количество 4 штуки.

Насосы для водопонижения были выбраны марки 2КМ-20/30. Характеристики насоса представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Характеристики выбранного насоса

Марка насоса	Производительность, м ³ /ч	Давление, МПа	Мощность электродвигателя, кВт	Частота вращения, об/мин
2КМ-20/30	10-30	0,35-0,24	4-4,5	2900

Схема насоса представлена на рисунке 5.4.

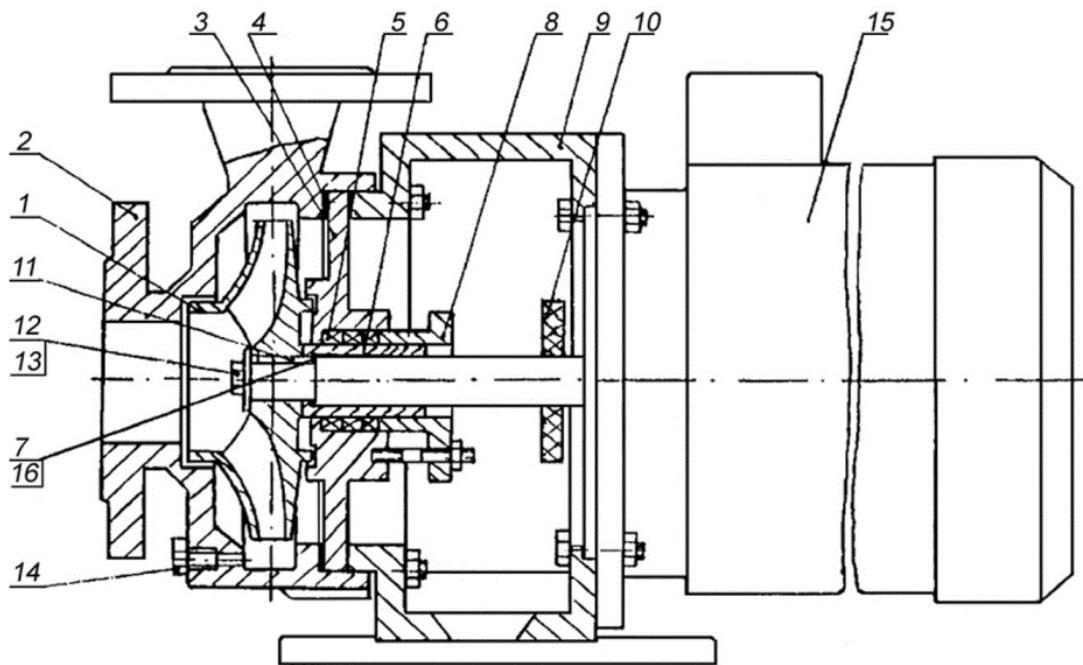


Рисунок 5.4 - Схема насоса КМ20/30: 1 – рабочее колесо; 2 – корпус насоса; 3 – крышка корпуса; 4 – прокладка; 5 – набивка сальниковая; 6 – втулка защитная; 7 – прокладка; 8 – крышка сальника; 9 – корпус опорный; 10 – отбойник; 11 – шпонка; 12 – болт; 13 – шайба; 14 – пробка; 15 – электродвигатель; 16 – резиновое кольцо

5.10 Разработка скальных котлованов гидроузлов

Разработка котлована любого гидроузла – один из наиболее сложных по организации производственных процессов в гидротехническом строительстве. Он отличается нетиповым характером, непостоянством транспортных коммуникаций, жёсткими требованиями к качеству выемки и повышенной трудоёмкостью. Особенno сложна подготовка скальных котлованов. Она включает рыхление скалы, выемку и транспорт её, доборку и зачистку основания.

Рыхление скалы. Для разработки котлованов гидротехнического сооружения за основной способ был выбран – буровзрывной [9].

Для обеспечения безопасности земельных работ в котлованах высоких плотин, должны быть организованы службы: наблюдения, регламентирования (горная комиссия) и выполнения специальных работ (горно-обвалная служба), определён порядок допуска в РОС и к работе людей, механизмов и транспортных средств, регламентированы правила производства работ на основных сооружениях.

Меры по обеспечению безопасности работ при чрезвычайных обстоятельствах должны обеспечивать надёжные пути эвакуации людей или создание укрытий для них регламентировать порядок возобновления работ. Они

вводятся при неблагоприятных явлениях, затрагивающих весь район строительства или значительную его часть. К таким явлениям относятся самопроизвольные обрушения крупных потенциально неустойчивых массивов или землетрясений.

Определяем по чертежу площадь и объём работ котлована I очереди:

$$S = 21223,5 \text{ м}^2,$$

$$V_{\text{выемки}} = S \cdot L = 21223,5 \cdot 199 = 4223476,5 \text{ м}^3.$$

(5.27)

В качестве противофильтрационного элемента между строительным каналом и котлованом I очереди предлагается использовать целик из естественных грунтов - гранит.

5.11 Подбор машин для разработки разрыхлённого грунта

Выемку скалы в котлованах гидроузла при рассчитанных объемах работ будем выполнять специальным экскаватором типа ЭКГ – 5А.

Технические характеристики ЭКГ – 5А.

Экскаватор ЭКГ-5А предназначен для умеренного климата с интервалом температур от -40°C до $+40^{\circ}\text{C}$, а также тропического климата на высоте более 1000 м на УМ.

Отдельные характеристики представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Отдельные характеристики

Характеристика	Значение
Радиус черпания наибольший	14,5 м
Радиус черпания на уровне стояния	9,04 м
Радиус выгрузки наибольший	10,3 м
Высота выгрузки наибольшая	12,65 м
Просвет под поворотной платформой	6,7 м
Среднее удельное давление на грунт при передвижении	205/162/127 кПа
Расчетная продолжительность цикла	23 с

Расчет производительности экскаватора ЭКГ 5А проведен в п.5.12.
Схема выбранного экскаватора представлена на рисунке 5.5.

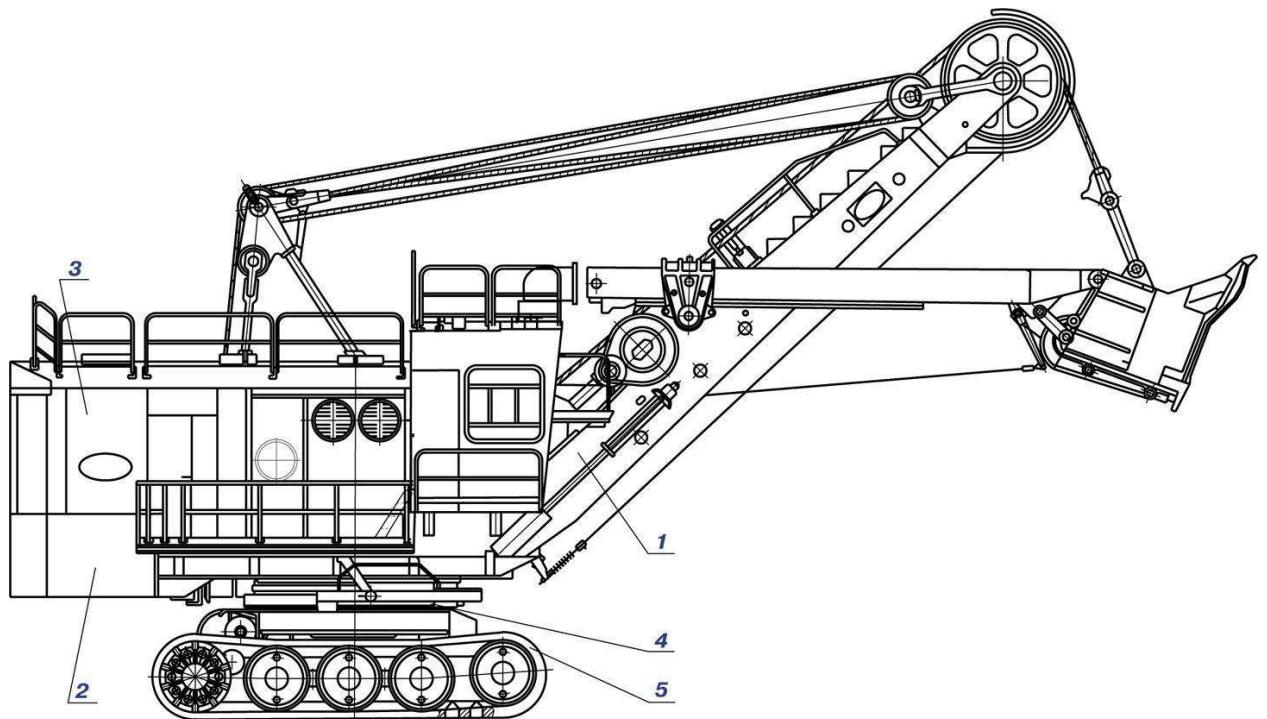


Рисунок 5.5 – Схема экскаватора ЭКГ 5А: 1 – стрела; 2 – лестница входная; 3 - кузов; 4 – поворотная платформа; 5 – ходовая тележка

5.12 Определение необходимого транспорта

Погрузочные средства для выполнения земельно-скальных работ, как правило выбирают в соответствии с размерами выемки, её объёмом и требуемой продолжительностью работ.

Максимальный объем выемки произойдёт только тогда, если экскаватор будет работать постоянно. Чтобы обеспечить бесперебойную подачу транспорта необходимо чтобы за время пока загруженный транспорт проедет до места выгрузки, разгрузится и вернётся к экскаватору, экскаватор должен загрузить все остальные единицы транспорта.

$$\Pi_T = \frac{3600 \cdot q \cdot K_u}{t_u \cdot K_p} = \frac{3600 \cdot 5 \cdot 0,85}{23 \cdot 1,5} = 443 \frac{m^3}{ч}, \quad (5.28)$$

$$\Pi_3 = \Pi_T \cdot T_p \cdot K_B = 443 \cdot 1 \cdot 0,8 = 354,4 \frac{m^3}{ч}, \quad (5.29)$$

где Π_3 – эксплуатационная производительность экскаватора $m^3/\text{час}$;
 Π_T – техническая производительность $m^3/\text{час}$;
 T_p – длительность периода работы в часах 1 час;

K_B – коэффициент использования машины по времени за соответствующий период 0,8;

$t_{\text{ц}}$ – продолжительность цикла, 23 сек;

q – ёмкость ковша экскаватора, 5 м³.

$K_H = 0,85$ - коэффициент наполнения ковша экскаватора

$K_P = 1,5$ – коэффициент разрыхления грунта

Ёмкость ковша экскаватора 5 м³, ёмкость кузова самосвала 5 · 5 м³ = 25 м³.
Проходит самосвал БелАЗ 7548 – 40тн.

Отвал находится на расстоянии 2,5 км от строительной площадки, средняя скорость движения 22 км/час (по справочнику).

$$\frac{(m-1) \cdot T_p}{\Pi_3} = \frac{L_1}{v_1} + \frac{L_2}{v_2} + T_p + T_3, \quad (5.30)$$

$$T_p = \frac{W}{\Pi_3} = \frac{20}{354,4} = 0,056 \text{ ч}, \quad (5.31)$$

$$\frac{(m-1) \cdot 20}{354,4} = \frac{2,5}{22} + \frac{2,5}{50} + 0,011 + 0,2$$

$$(m-1) \cdot 0,056 = 0,407$$

$$m = \frac{0,407}{0,056} + 1$$

$$m = 9 \text{ машин.}$$

где T_p – время погрузки 1 машины;

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

v_1 и v_2 – скорость в пути груженой машины и обратно в км/час, 22 км/час и 50 км/час;

W – ёмкость кузова самосвала, м³.

Объём выемки в месяц одного экскаватора:

$$V_{\text{зем}} = \Pi_3 \cdot T_p \cdot K_B = 354,4 \cdot 8 \cdot 21 = 59472 \frac{\text{м}^3}{\text{месяц}}. \quad (5.32)$$

Время выполнения земляных работ одним экскаватором в одну смену составит:

$$\frac{V_{общ}}{V_{(1\text{ЭКСК})}} = \frac{4223476,5}{59472} = 71 \text{ месяц}. \quad (5.33)$$

5.13 Подсчет буровзрывных работ

Разработку бортов котлованов, сложенных крепкими гранитами проводим с помощью БВР.

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

Схема бурения: вертикальная, расстояние между скважинами 5x5 м.

Подбор станка:

По показателю Пб - трудности бурения породы, подбираем модель бурового станка 5СБШ-200-36 с технической скоростью бурения 10 м/ч.

$$L_{скв} = H_{уст} + h_e = 10 + 10 \cdot 0,2 = 12 \text{ м}, \quad (5.34)$$

где $L_{скв}$ – длина скважины, м;

$H_{уст}$ – высота уступа, принимается равной высоте копания экскаватора. Для ЭКГ5 $H_{уст}=10$ м;

h_r – глубина перебора, принимаемая 10-12d_{скв};

d_{скв} - диаметр скважины в м.

Объём грунта, приходящийся на 1 скважину:

$$V_{скв} = a \cdot a \cdot L_{скв} = 5 \cdot 5 \cdot 12 = 300 \text{ м}^3. \quad (5.35)$$

Определим количество скважин:

$$\frac{V_{комл}}{V_{скв}} = \frac{4223476,5}{300} = 14078 \text{ шт.} \quad (5.36)$$

Определим производительность буровзрывного станка:

$$P_{б.см} = \frac{T_{см}}{T_0 + T_e} \cdot K_{н.б.} = \frac{8}{0,1 + 0,02} \cdot 0,8 = 53,3 \frac{\text{м}}{\text{смену}}, \quad (5.37)$$

где Т_{см} – продолжительность смены, ч (Т_{см} = 8 ч);

T_o, T_b – продолжительность выполнения соответственно основных и вспомогательных операций, проходящих на 1 м скважины, ч;
 κ_{ib} – коэффициент использования сменного времени = 0,8.

$$T_o = \frac{1}{v_6} = \frac{1}{10} = 0,1 \frac{\text{м}}{\text{час}}, \quad (5.38)$$

где V_6 – техническая скорость бурения, 10 м/ч.

Определяем объем буровых работ в пм бурения:

$$m = n \cdot L_{cкв} = 14078 \cdot 12 = 168939 \text{ пм бур.} \quad (5.39)$$

Определим время бурения для одного станка в одну смену:

$$s = \frac{m}{\Pi_{б.cм}} = \frac{168939,1}{53,3} = 3170 \text{ смен.} \quad (5.40)$$

Определим время в месяцах:

$$T' = \frac{s}{21} = \frac{3170}{21} = 151 \text{ месяц.} \quad (5.41)$$

5.14 Производство бетонных работ. Вспомогательные работы

Цикл бетонных работ состоит из:

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

Арматурные работы – комплекс мероприятий, включающих: приём и хранение арматурной стали; изготовление арматурных конструкций; транспортирование их к месту установки; монтаж арматурных конструкций на месте установки; сдачу арматурных конструкций под бетонирование.

Изготавливают арматурные конструкции на арматурных заводах или в мастерских из арматурной стали.

Для строительства ГЭС нужна арматура разных диаметров и классов. Основной вид арматуры используемый для строительства АП Ø 10-40 мм, марка стали 25Г2С (25 – содержание углерода 0,25%, Г – марганец, С – кремний менее

1%) применение данной стали - для изготовления арматуры периодического профиля III класса диаметром от 6 до 40 мм, изготовления проката, предназначенного для строительных стальных конструкций со сварными и другими соединениями, температурные рамки (-40°C, +40°C).

Технологическая схема арматурной мастерской представлена на рисунке 5.6.

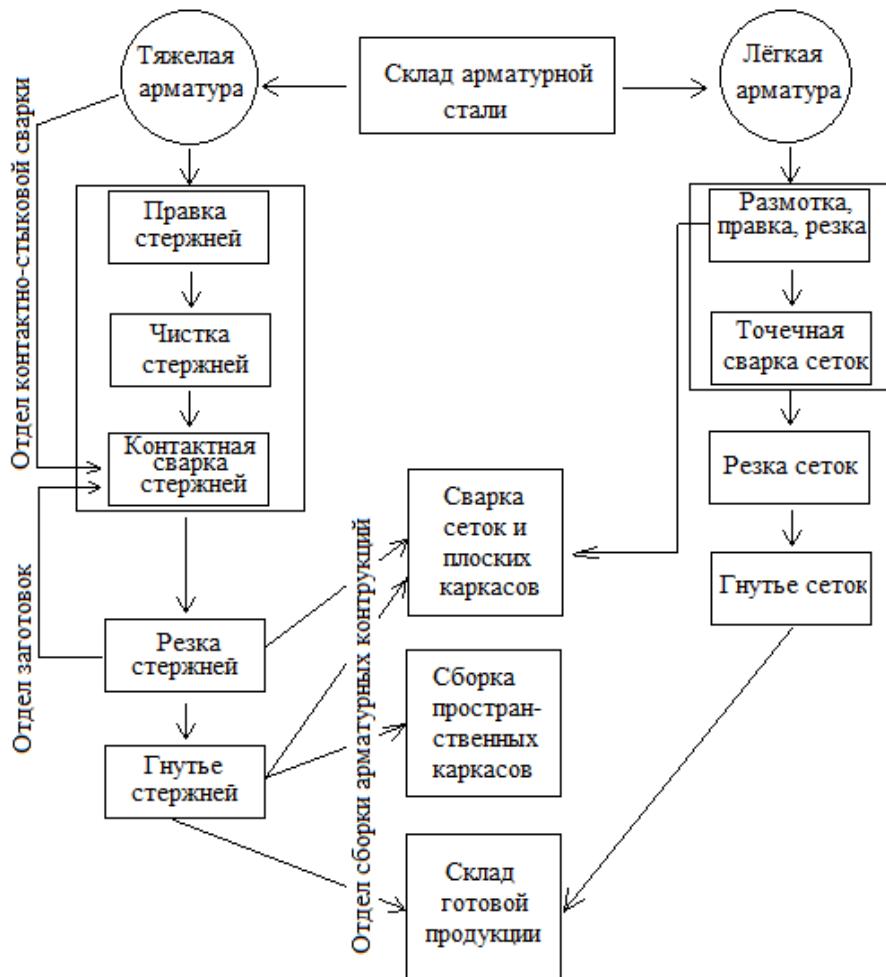


Рисунок 5.6 – Технологическая схема арматурной мастерской

Чтобы определить объёмы арматурных работ, в проектах составляют принципиальную схему армирования каждого сооружения с указанием типа конструкции и основных их размеров. Схема армирования водосливной части плотины представлена на рисунке 5.7.

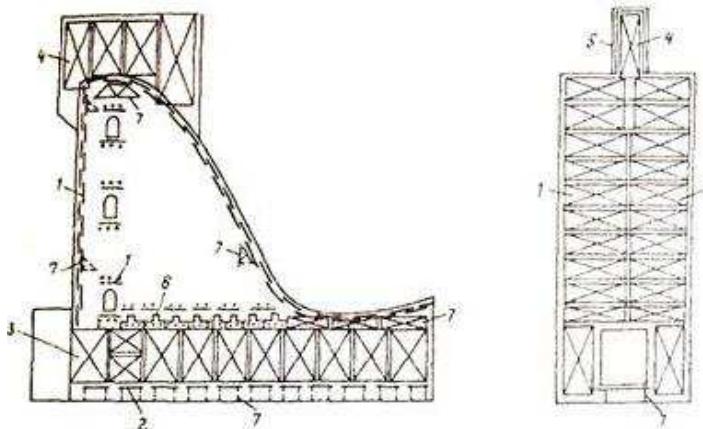


Рисунок 5.7 – Схема армирования водосливной части плотины: 1 – армосетки; 2 – армопакеты; 3 – армофермы; 4 – армокаркасы с навесными плитами-оболочками; 5 – плиты-оболочки; 6 – железобетонные балки перекрытия; 7 – поддерживающие конструкции

Транспорт арматурных конструкций осуществляют грузовыми автомашинами непосредственно в кузове автомашины или на специальных прицепах платформах в зависимости от размеров и веса конструкций. Основным требованием к перевозке армоконструкций является исключение деформаций и повреждений при перевозке, для чего применяют специальные прокладки и контейнеры. Погрузку и разгрузку армоконструкций осуществляют, как правило имеющимися общими кранами.

Опалубочные работы – временные конструкции, которыми ограждается бетонируемый блок и в который укладывают бетонную смесь. Она обеспечивает размеры и форму блоков, которые в своей совокупности обеспечивают размеры и форму сооружения в целом. Поверхности блока, подлежащие ограждению опалубкой, называются опалубочными поверхностями, а отношение площади опалубливаемой поверхности блока S (м^2) к его объёму V (м^3) – коэффициент опалубливаемой поверхности $K_{\text{оп}}$ ($\text{м}^2/\text{м}^3$):

$$K_{\text{оп}} = \frac{S}{V}. \quad (5.42)$$

Значения коэффициентов опалубливаемости представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – значение коэффициента опалубливаемости

Коэффициент	Значение	Расшифровка
$K_{\text{оп}}$	$< 1 \text{ м}^2/\text{м}^3$	Конструкции массивные
$K_{\text{оп}}$	$> 1 \text{ м}^2/\text{м}^3$	Конструкции тонкостенные

Опалубка выбранная для строительства ГЭС - разборно-переставная съёмная.

Разработка технологии выполнения арматурных и опалубочных работ выполнены 5.14.2.

5.14.1 Разработка технологии выполнения опалубочных и арматурных работ

Цикл опалубочных работ состоит из:

1. Устройство опалубки, подача ее кранами и крепление;
2. Разборка опалубки с вывинчиванием анкерных болтов.

Тип опалубки был выбран: щитовая плоская опалубка, консольная деревометаллическая площадью щита свыше 10 м² до 20 м². Подача опалубки осуществляется кранами башенными бетоноукладочными 25-50т. Время выполнения опалубочных работ выбрано по ГЭСН 37-01-021-05-2,26 маш.-ч. / 100 м².

$$1685920 \cdot 0,5 = 842960 \text{ м}^2,$$

$$842960 \cdot 2,26/100 = 19051 \text{ час.}$$

Цикл арматурных работ состоит из:

1. Изготовление, установка арматурных конструкций с электросваркой;
2. Сварка стыков.

Тип арматуры был выбран: армокаркасы и армофермы массой свыше 5 т. Установка кранами башенными бетоноукладочными: 25-50 т. Время выполнения опалубочных работ выбрано по ГЭСН 37-01-027-06 – 32,73 маш.-ч. / 100 т.

$$1685920 \cdot 10 \text{ кг/м}^3 = 16859,2 \text{ тн},$$

$$16859,2 \cdot 32,73/100 = 5518 \text{ час.}$$

5.15 Основные работы. Приготовление бетонной смеси

Приготовление бетонной смеси осуществляется на бетонном заводе, принимаем бетонный завод «Mekamix 120 compact» производительностью 120 м³/час, который находится на расстоянии 800 м от производимых работ.

Технические характеристики бетонного завода Mekamix 120 compact представлены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Технические характеристики бетонного завода Mekamix 120 compact

Характеристика	Значение
Производительность, м ³ /час	120
Тип подачи инертных материалов смеси	Наклонный конвейер
Объём бетоносмесителя сухой/уплотненный, л	4500/3000
Тип смесителя	Горизонтальный, 2-х вальный
Бункеры для инертных заполнителей, шт·м ³	4 x 30
Силосы для цемента, шт·тн	2 x 100
Дозаторы инертных заполнителей, кг	0 – 5500
Дозатор цемента, кг	0 – 1750
Дозатор жидких химических добавок, кг	0 – 40
Установленная / потребляемая мощность, кВт	215 / 150
Режим работы	Автоматический / ручной
Эксплуатационная температура, °C	- 30 ... + 40
Обслуживающий персонал, чел	4

5.16 Транспортировка бетонной смеси

Транспортная схема бетонных работ представляет собой комплекс машин, механизмов, транспортных коммуникаций и приспособлений, обеспечивающих доставку бетонной смеси от бетонного завода до места укладки, доставку обеспечивают автобетоносмесителем КАМАЗ 65201 с объемом строительного барабана 9 м³. В связи с этим в общем случае транспортную схему можно разбить на две основные части:

- транспорт от бетонного завода до сооружения (горизонтальный транспорт);
- подача бетонной смеси в блоки бетонирования (вертикальный транспорт).

5.17 Горизонтальный транспорт

Доставку бетонной смеси от бетонного завода осуществляем путем транспортировки автобетоносмесителем.

Принимаем автобетоносмеситель КАМАЗ 65201 с техническими характеристиками:

- Объем смесительного барабана, 9 м³;
- Вместимость бака для воды – 800 л;
- Частота вращения смесительного барабана – 0 – 14 об/мин;
- Масса технологического оборудования – 4650 кг;
- Габаритные размеры, мм – (длина x ширина x высота) – 9800x2500x3800;
- Максимальной скоростью передвижения при полной загруженности 50 км/ч.

Схема Автобетоносмесителя КАМАЗ 65201 представлена на рисунке 5.8.

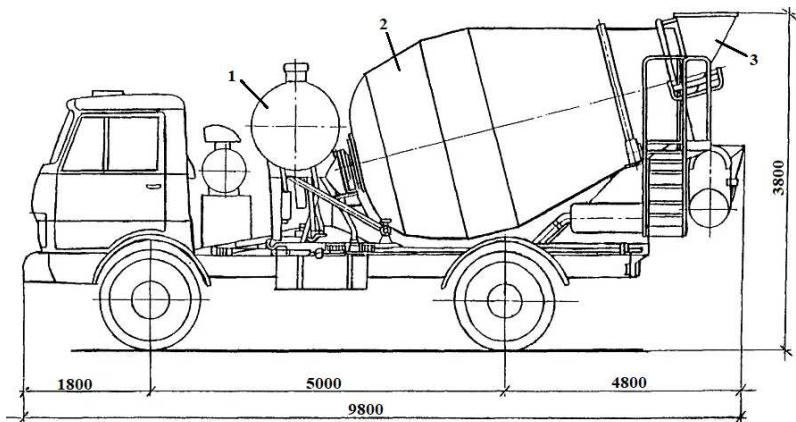


Рисунок 5.8 - Автобетоносмеситель КАМАЗ 65201: 1 – бак для воды; 2 – барабан; 3 – загрузочно-разгрузочное устройство

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

$$Q = q \cdot 60 \cdot T \cdot \frac{k}{t_u} = \frac{9 \cdot 60 \cdot 8 \cdot 0,8}{26} = 133 \frac{\text{м}^3}{\text{смена}}, \quad (5.43)$$

где q – Объем порции бетонной смеси 9 м³, перевозимый за 1 рейс в м³; 60 – количество минут в часе.

T – продолжительность смены в часах.

k – Коэффициент использования рабочего времени = 0,8.

$t_{(ц)}$ – 26 мин, продолжительность цикла в минутах $t_{(ц)} = t$ (загрузка 5 мин) + t (грузовой пробег 8 мин) + t (выгрузка 3 мин) + t (порожний пробег 5 мин) + t (очистка кузова 5 мин).

Потребность количества автотранспорта № определяем по формуле:

$$N_p = \frac{I}{q} = \frac{426,6}{133} \approx 4 \text{ машины}, \quad (5.44)$$

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

5.18 Вертикальный транспорт

Выбираем схему подачи бетонной смеси в блоки бетонирования бетоноукладочными кранами КБГС 1000А с техническими характеристиками, представленными в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Технические характеристики бетоноукладочного крана КБГС 1000А

Показатели	КБГС 1000А
Наибольший вылет крюка, м	40,0
Наименьший вылет крюка, м	6,0
Грузоподъемность: т	18,0
при наибольшем вылете	25,0
при наименьшем вылете	50,0
Высота подъема крюка, м	45,0
Скорость передвижения грузовой тележки, м/мин	33,5
Скорость поворота стрелы, об/мин	0,4
Показатели	КБГС 1000А
Скорость передвижения крана, м/мин	9,0
Завод-изготовитель	Чеховский завод Гидросталь-конструкция

Схема крана КБГС 1000А представлена на рисунке 5.9.

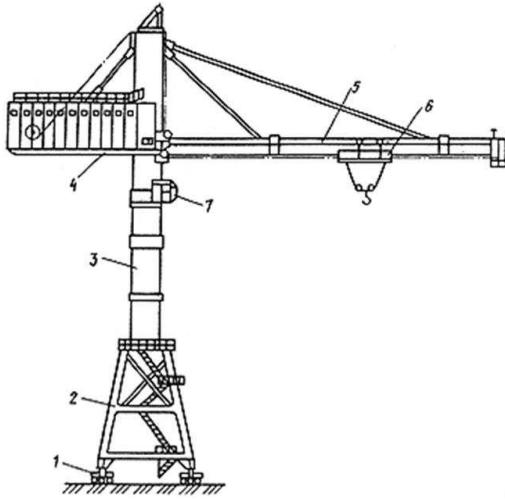


Рисунок 5.9 - Схема крана КБГС 1000А: 1 – ходовая тележка; 2 – ходовая рама; 3 – башня; 4 – противовес; 5 – стрела; 6 – грузовая тележка и крюковая подвеска; 7 – кабина

Для подачи бетонной смеси в блоки бетонирования был выбран крановый способ. Общая транспортная схема выглядит следующим образом. Автосамосвалы доставляют бетонную смесь к месту работы кранов, разгружают её в бадьи, которые затем бетоноукладочными кранами КБГС 1000 подаются в блок. При этом в зависимости от размера сооружения и его компоновки была выбрана схема возведения бетонных сооружений с размещением бетоноукладочных кранов на бетонных сооружениях.

Схема возведения бетонных сооружений с размещением бетоноукладочных кранов на бетонных сооружениях представлена на рисунке 5.10.

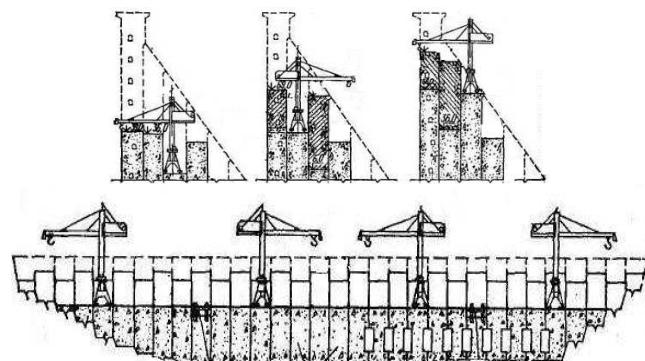


Рисунок 5.10 - Схема возведения бетонных сооружений с размещением бетоноукладочных кранов на бетонных сооружениях

Преимущества схемы:

- не требуется возвведение дорогостоящих эстакад;
- раньше можно начать бетонирование;
- бетонирование не связано с пропуском строительных расходов (то есть не нужно убирать механизмы и т.п.);
- возможность наполнения водохранилища и пуска первых ГА задолго до окончания бетонных работ и соответственно отказа от системы водоотлива в более ранние сроки.

К недостаткам схемы относят:

- ограничение маневренности бетоноукладочных кранов в горизонтальной плоскости, периодическая перестановка кранов и переустройство транспортных путей.

Время подачи бетона в блок и время уплотнения бетонной смеси рассчитаны в п. 5.19.

5.19 Время подачи бетона в блоки и время уплотнения бетонной смеси

Время подачи бетона в блок бетонирования и уплотнения определяется по ГЭСН 37-01-008-04.

Состав работ:

1. Подготовка блока к бетонированию.
2. Перегрузка бетонной смеси из автомобиля-самосвала в бадью.
3. Подача и укладка бетонной смеси с использованием вибраторов.
4. Уход за бетоном.

Тип: Укладка бетонной смеси кранами башенными бетоноукладочными 25-50 т в бетонные блоки площадью свыше 150 м².

Время укладки бетонной смеси 5,16 маш.-ч/ 100 м³.

Время уплотнения бетонной смеси вибраторами глубинными 7,27 маш.-ч/ 100 м³.

$$1685920 \cdot 5,16/100 + 1685920 \cdot 7,27/100 = 86993,47 + 122566,38 = 209559,85 \text{ час.}$$

Интенсивность бетонных работ:

$$I = \frac{\sum t}{V} = \frac{234129,4}{1685920} = 0,15 \text{ маш.-ч/м}^3, \quad (5.45)$$

где V – объём бетонных работ, м³;

Σt - суммарное время проведения бетонных работ, маш.часы; $\Sigma t = 19051$ (опалубка) + 5518 (арматура) + 86993,5 (укладка) + 122566,4 (вибрирование) = 234129,4 маш.час;

I - интенсивность бетонных работ.

5.20 Состав мероприятий по подготовке блоков к бетонированию

До укладки бетонной смеси блоки должны быть соответствующим образом подготовлены для приёма смеси. В общем случае мероприятия по подготовке блоков должны обеспечить условия для нормального ведения бетонных работ в блоке и для набора бетоном и конструкцией проектной прочности, включая получение прочного и плотного сцепления свежеуложенной смеси с ранее уложенным бетоном или с естественным основанием.

Эти мероприятия делятся на группы:

- Установка требуемого типа опалубки и заделка щелей;
- Установка и зачистка проектных арматурных конструкций;
- Установка арматуры и аппаратуры для регулирования температурного режима и омоноличивания швов – при необходимости;
- Установка закладных частей для различного оборудования;
- Установка КИА;
- Подготовка площадок и оборудования для приёма бетонной смеси;
- Подготовка поверхностей оснований блоков;
- Приёмка блоков к бетонированию;
- Проверка готовности всего тракта приготовления – транспорта и подачи бетонной смеси в блок и их соответствия проектным условиям.

В зимний период дополнительно добавляется группа мероприятий по установке тепляков или шатров и поддержанию в них необходимого температурного режима.

5.21 Состав мероприятий по подготовке блоков к бетонированию

Подготовка естественных оснований заключается в обеспечении требуемых условий для получения в контактном слое требуемых прочностных и противофильтрационных свойств.

При наличии скальных оснований предусматриваются следующие операции:

- Разработка защитного слоя;

- Удаление всех продуктов выветривания;
- Отвод ключей грунтовых напорных вод;
- Очистка, промывка, продувка воздухом;
- Сдача комиссии по приёмке блока к бетонированию с составлением акта и геологической схемы основания.

Подготовка поверхности ранее уложенного бетона должна предусматривать:

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

5.22 Укладка бетонной смеси зимой

Укладка бетонной смеси в зимний период будет осуществляться в закрытые блоки – под защитой шатров или тепляков.

Бетонная смесь подаётся в блоки через соответствующие закрывающиеся отверстия в перекрытии тепляков и шатров. В случае необходимости устанавливаются приёмные бункера и хоботы. Разравнивание и уплотнение бетонной смеси осуществляется теми же методами, что и в летний период. В процессе бетонирования в шатре или тепляке поддерживается положительная температура в пределах 5-10°C. Такая же температура поддерживается и после бетонирования до удаления цементной плёнки. После удаления цементной плёнки шатёр можно не отапливать, но поверхность бетона должна быть закрыта утеплителем с термическим сопротивлением не менее, чем утеплённой опалубки.

5.23 Уплотнение бетонной смеси

Укладываемая в бетонируемую конструкцию бетонная смесь в начальном состоянии не полностью заполняет форму, имеет рыхлую структуру с высокой пористостью и большим объемом вовлеченного воздуха, что без дополнительной обработки ведет к снижению качества бетона, в частности его прочности и внешнего вида – появлению каверн. Поэтому бетонная смесь в блоке должна подвергаться дополнительной обработке с целью повышения плотностью и

полного заполнения формы. Это достигается путём введения технологической операции, называемой уплотнением.

Для нашей ГЭС применяем виброуплотнение заключается в передаче бетонной смеси механических колебаний от источника этих колебаний – вибратора.

Выбор вибратора.

Глубинный вибратор для уплотнения погружается в бетонную смесь и передаёт колебания вибронаконечником или корпусом. Глубинные вибраторы наиболее просты, экономичны и эффективны.

Для вибрирования бетонной смеси было выбрано 2 типа вибраторов, ручной ИВ-80, подвесной ИВ-90. Также для подвесных вибраторов была подобрана машина для крепления вибраторов – манипулятор с телескопической стрелой на гусеничном ходу. Технические характеристики вибраторов представлены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 - Технические характеристики вибраторов

Тип вибратора, марка	Частота колебаний, кол/мин	Вибронаконечники, диаметр/длина, мм	Масса ,кг	Предельная толщина слоя, см	Ориентировочная техническая производительность, м ³
Подвесной ИВ-90	8000	130/1140	132	100	18-25
Ручной ИВ-80	11000	100/510	22	50	До 18

При работе с вибраторами рекомендуется соблюдать следующие правила:

— Погружать вибратор в смесь следует вертикально. При этом конец вибронаконечника углубляют в ранее уложенный слой на глубину около 5 см. Этим обеспечивают совместное вибрирование контактного слоя ранее уложенного и уплотняемого слоя и стирание границы между слоями;

— Толщина слоя вибрирования должна соответствовать длине рабочей части вибратора;

— Лучше вибрировать смесь короткими «рывками» в точках, как можно ближе расположенных друг к другу;

— Извлекать вибратор следует медленно, так как иначе образуются впадины, которые заполняются цементным молоком;

— Не следует вибрировать смесь, расположенную ближе 10 см от поверхности опалубки.

Для уплотнения бетонной смеси при возведении крупного гидротехнического сооружения применяют пакеты вибраторов, закреплённых на специальной траверсе. Траверса подвешивается к крюку крана установленной на полноповоротной платформе.

5.24 Уход за бетоном

Основными требованиями по уходу за бетоном:

- 1) Обеспечение тепловлажностного режима, определяющего заданное нарастание прочности и предотвращающего значительные температурно-усадочные деформации;
- 2) Получение температурного режима и температурных перепадов в блоках бетонирования, гарантирующих отсутствие трещинообразования;
- 3) Предохранение твердеющего бетона от ударов и других воздействий, снижающих качество бетона в сооружении.

Тепловлажностный уход за бетоном в начальный период его твердения является обязательным мероприятием для предотвращения потери им влажности во время ранней относительно быстрой гидратации цемента, что обеспечивает нормальный набор прочности и предотвращает значительные температурно-усадочные деформации и образование усадочных трещин.

Уход за свежеуложенным бетоном в летнее время заключается в поддержании открытых поверхностей во влажном состоянии, что осуществляется следующими способами:

- Распылением воды;
- Заливкой воды;
- Укрытием плёнками, брезентом, мешковиной или другими подобными материалами, увлажняемыми в процессе испарения.

Обеспечение температурного режима в блоках. Температурный режим твердения бетона из условия его трещиностойкости обеспечивается комплексом технологических мероприятий, выполняемых как в период приготовления и укладки, так и после, т.е. в период набора прочности. При приготовлении бетона это может быть: охлаждение воды затворения; добавки льда; охлаждения крупного заполнителя.

Предохранение свежеуложенного бетона от повреждений. Для предохранения бетона от повреждений работы на его поверхности могут начинаться только после набора бетоном определенной прочности. Так, удаление цементной плёнки до набора прочности 1,5 МПа должно производиться с применением дощатых настилов. Механическое удаление цементной плёнки может производиться после набора прочности не менее 1,5

МПа, установка опалубки и перемещение транспорта – при прочности не менее 2,5 МПа.

Уход за бетоном в зимнее время. Требования, предъявляемые к уходу за бетоном в летнее время, должны выполняться и в зимнее время. Дополнительные требования предъявляются к теплозащите бетона. Промерзание бетона допускается при наборе прочности не менее 40-50% его марочной прочности, при этом должны быть соблюдены все требования к температурному режиму, перепады температур не должны превышать допустимых. Все это обеспечивается выбором соответствующей зимней опалубки и режима утепления [10].

5.25 Контроль качества бетонных работ

Контроль качества бетонных работ заключается в систематической проверке и наблюдений за выполнением требований проекта и действующих норм ГОСТов. Контроль ведется на всех стадиях и видах работ, начиная от проверки качества исходных материалов, приготовления бетонной смеси и кончая уходом за уложенным бетоном.

Проверке подвергаются: качество исходных материалов и их хранения; точность дозирования; качество приготовления, транспортирования и укладки бетонной смеси; выполнения мероприятий по обеспечению температурного режима; выполнение мероприятий по уходу за бетоном; качество бетона путём одновременного отбора проб и проведения необходимых испытаний.

5.26 Особенности зимнего бетонирования

Непосредственно перед началом зимних бетонных работ проверяют: готовность бетонного завода и всех механизмов; готовность средств обогрева и отогрева.

В период проведения бетонных работ проверяют температуры: наружного воздуха (не реже 2-х раз в смену); материалов для бетона (не реже 4-х раз в смену); бетонной смеси на выходе из бетонного завода и перед выгрузкой в блок; бетонной смеси в уложенном слое до перекрытия следующим способом (не допускается менее 3°C); бетона в сооружении (не реже 2-х раз в смену в первые сутки твердения и один раз – в последующие до снижения температуры до 0°C).

Особые требования к производству бетонных работ при отрицательной температуре наружного воздуха или основания предъявляются при наличии одного из следующих условий:

- а) среднесуточная температура наружного воздуха ниже 0° С;
- б) минимальная суточная температура наружного воздуха минус 5° С или ниже;

в) температура основания, подготавливаемого для укладки на него бетона, ниже 0°C.

Производство зимних бетонных работ ведется при строгом соблюдении заданных проектом требований по сохранению монолитности сооружения обеспечивать получение в заданные сроки бетона с предусмотренной проектом прочностью, водонепроницаемостью и морозостойкостью. Для выполнения этого необходимо:

- а) сохранение положительных температур как бетонной смеси в процессе укладки, так и уложенного бетона;
- б) обеспечение надлежащего температурного режима в процессе твердения бетона;
- в) ограничение температурного перепада между ядром и поверхностью блока при выдерживании бетона в опалубке и между ядром блока и наружным воздухом при его распалубке.

Температурный режим твердения бетона должен обеспечить до замораживания не менее 40% его проектной прочности для классов 200 или выше и не менее 50% прочности для более низких марок, если в проекте не предусматривается иных требований.

Укладка бетонной смеси в зимнее время производится и в открытых блоках — методом «термоса», и под защитой шатров

Бетонирование в открытых блоках методом «термоса» производится:

- а) для массивных блоков с модулем опалубливаемой поверхности МП до 1 при температуре до минус 15° С;
- б) для блоков с МП от 1 до 3 при температуре до минус 10° С с дополнительным утеплением углов и ребер блоков или периферийным их электропрогревом;
- в) для немассивных конструкций с МП более 3 при температуре до минус 10° С — методом активного «термоса» с предварительным электроразогревом бетонной смеси непосредственно перед ее укладкой или с электропрогревом уложенного бетона.

Шатры, используемые для защиты горизонтальных поверхностей блоков на период бетонирования и выдерживания бетона, должны:

- а) быть инвентарными, прочными и быстро и легко перемонтируемыми;
- б) обеспечивать в шатровом пространстве положительную температуру, обусловленную теплотехническими расчетами (не ниже 3 ÷ 5° С);

в) иметь все предусмотренные проектом энергетические коммуникации и устройства (электроэнергия, пар, сжатый воздух, вода, отопление, увлажнение воздуха и т. п.);

г) позволять производить порционную, подачу бетонной смеси в бетонируемые блоки, а также при необходимости подачу арматуры, опалубки и других грузов.

При производстве бетонных работ в зимнее время должны особенно тщательно соблюдаться правила пожарной безопасности при производстве строительно-монтажных работ.

5.27 IV этап – введение сооружений в котловане II очереди, наращивание сооружений до отметок, необходимых для начала наполнения водохранилища, наполнение водохранилища до отметок пуска первоочередных агрегатов

Состав работ IV этапа:

- Введение перемычек строительного канала II очереди
- Откачка воды из котлована и организация водоотлива из котлована II очереди;
 - Земельно-скальные работы;
 - Введение левобережной части плотины;
 - Наращивание водосливной части плотины;
 - Введение станционной части плотины;
 - Наращивание правобережной части плотины.
 - Введение цементационной и дренажной завес
 - Монтаж ГМО
- Осуществляется наполнение водохранилища и продолжается введение сооружений до отметок пуска агрегатов.

В период наполнения водохранилища часть расходов реки должна задерживаться в водохранилище, а через створ гидроузла должны пропускаться только расходы, необходимые для удовлетворения нужд тех отраслей народного хозяйства, предприятия которых находятся ниже гидроузла.

Пропуск строительных расходов II очереди проводится через донные отверстия недостроенной водосливной плотины.

В конце этапа осуществляется пуск агрегатов первой очереди и построенные сооружения принимаются во временную эксплуатацию.

5.28 Определение объемов и продолжительности земельно-скальных работ, бетонных работ в котловане II очереди

Определение объемов и продолжительности земельно-скальных работ, бетонных работ в котловане II очереди выполнено в таблицах 5.8 и 5.9. Технологии выполнения работ и интенсивности приняты аналогичными, как и для работ в котловане I очереди.

5.28.1 V этап – Возведение сооружения до гребня плотины

Осуществляется наращивание всех сооружений до проектных отметок, дальнейшее наполнение водохранилища и поочередный пуск всех агрегатов ГЭС.

Время определяем исходя из интенсивности БВР 151 месяц / $4223476 \text{ м}^3 = 0,00004 \text{ маш.ч / м}^3$ и земляных работ исходя из месячной производительности экскаватора $59\ 539,2 \text{ м}^3/\text{мес}$ при 1-сменной работе 1 экскаватора.

Таблица 5.8 – Объемы земляных работ на каждом этапе строительства

№ Этапа	Наименование объекта	Объем, м ³	Время, месяц
Выемка грунта			
I	Строительный канал + врезка	2 168 000	БВР 6 мес 2 механизма в 1 смену + экскв 9 мес, 2 экск в 2 смены
III	Котлован (скальный грунт)	2 055 000	БВР 5,5 мес 2 механизма в 1 смену + экскв 8,6 мес, 2 экск в 2 смены
	Итого:	4 223 000	
Насыпные работы			
I	Перемычки котлована I очереди: Верховая и низовая	70 953	1,5 месяца в 2 смены 2 механизма
I	Перемычки строительного канала: Верховая и низовая	249 200	2 месяца 1 смена 2 механизма
II	Банкет перекрытия русла	15 220	1 месяц 1 смены 2 механизма
	Итого:	335 353	4,5 месяца

Таблица 5.9 - Объемы бетонных работ на каждом этапе строительства

№ Этапа	Отметка этапа, м	Бетонные работы	Объем, м ³	Время, месяц
III	▽ 211,70	Водосливная плотина с донными отверстиями	430 000	16 месяцев, 3 смены, 8 механизмов
III	▽ 211,70	Глухая бетонная часть	50 000	1,9 месяцев, 3 смены, 8 механизмов
IV	▽ 330,60	Левобережная глухая часть, водосливная плотина, станционная часть, раздельный устой, правобережная часть плотины, здание ГЭС	908 550	36 месяцев, 3 смены, 8 механизмов
V	▽ 375,40	Левобережная глухая часть, водосливная плотина, станционная часть, раздельный устой, правобережная часть плотины, здание ГЭС	297 370	11 месяцев, 3 смены, 8 механизмов
Итого:			1 685 920	64,9 месяца (5 лет и 4 месяца)

6 Технико – экономическое обоснование

6.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

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

Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2025	2026	2027	2028	2029
Установленная мощность	МВт	2534	2534	2534	2534	2534
Наименование показателя	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029
Число часов использования установленной мощности	Часы	6200	6200	6200	6200	6200
Выработка электроэнергии	МВт·ч	15713000	15713000	15713000	15713000	15713000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	235695	235695	235695	235695	235695
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	15477305	15477305	15477305	15477305	15477305
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1175	1206	1235	1262	1289
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	18186	18666	19114	19532	19950
НДС к выручке	млн.руб	3031	3111	3186	3255	3325

Вывод: По данным таблицы можно заметить, что при увеличении тарифа на электроэнергию растет выручка от реализации электроэнергии и соответственно растет НДС в выручке.

6.2 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.) везде заменить на те, которые использованы с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

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 к 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	107,7	272,92
Прочие	165,3	418,88
Итого по ГЭС	273,0	691,80

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

Таблица 6.3 – Удельные значения расходов на ремонт %

Этап проекта	Величина
От 1 до 5	0,020
От 6 до 15	0,027
От 16 до 25	0,035
Свыше 25	0,040

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»	135,38 тыс.руб/Мвт	343,10
НП АТС (администратор торговой системы)	0.001097 тыс.руб/Мвт·ч	24,02
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318 тыс.руб/Мвт·ч	6,96
Итого		374,08

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				
	2025	2026	2027	2028	2029
Амортизационные отчисления, млн.руб.	450,83	840,07	1222,22	1257,15	1257,36
Расходы на страхование, млн.руб.	479,5	806,48	1206,68	1206,88	1207,08
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	288,25	691,79	691,79	691,79	691,79
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	13,50	22,68	33,94	33,94	33,94
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	155,85	374,04	374,04	374,04	374,04
Налог на воду, млн.руб.	35,03	105,09	105,09	105,09	105,09
Итого, млн.руб.	1422,95	2840,16	3633,76	3668,90	3669,31

Вывод: По данным таблицы можно заметить, что сумма текущих затрат увеличивается, т.к. из года в год увеличиваются затраты, такие как страхование, эксплуатационные, расходы на ремонт.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы на рисунке 6.1.



Рисунок 6.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

6.3 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				
	2030	2031	2032	2033	2034
Налог на прибыль, млн.руб.	5347,92	5457,93	5 571,02	5684,46	5801,29
НДС, млн.руб.	71,38	5065,94	5173,49	5281,40	5392,70

Продолжение таблицы 6.6

Наименование	2030	2031	2032	2033	2034
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	17,54	17,54	17,54	17,54	17,54
Налог на имущество, млн.руб.	2640,47	2612,80	2585,14	2557,47	2529,81
Итого, млн.руб.	8 077,32	13154,22	13347,19	13540,87	13741,34

Вывод: Из таблицы видно, что налоговые расходы растут ежегодно, из-за роста налога на прибыль и НДС.

6.4 Оценка суммы прибыли от реализации 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				
	2025	2026	2027	2028	2029
Выручка (нетто), млн.руб.	9224,35	22718,37	23261,43	23809,09	24312,41
Текущие расходы, млн.руб.	1422,95	2840,16	3633,76	3668,90	3669,31
EBITDA (Валовая прибыль), млн.руб.	9180,56	22613,28	23156,34	23703,99	24207,32
ЕВІТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	13526,09	25817,30	25140,80	25689,45	26219,76
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	2705,22	5163,46	5028,16	5 137,89	5243,95
NOPAT (чистая прибыль), млн.руб.	10820,82	20653,84	20112,64	20551,56	20975,81
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Вывод: По данным таблицы можно заметить, что выручка растет в связи с тем, что идет увеличение чистой прибыли.

Изменение суммы прибыли/убытков по проекту представлена на рисунке 6.2.

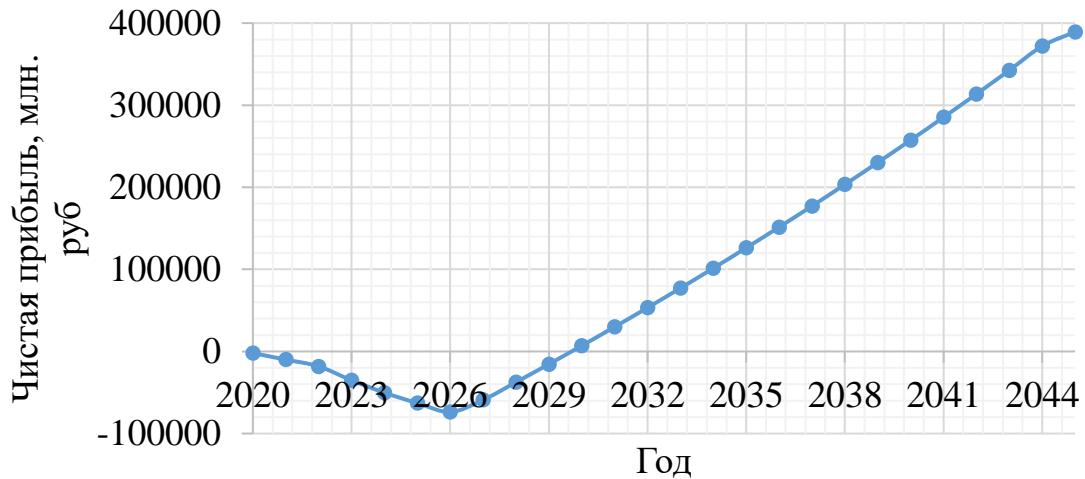


Рисунок 6.2 – Изменение суммы прибыли/убытков по проекту, млн. руб

Вывод: По кривого графика 6.2 можно заметить, что, прибыль начинает увеличиваться с того момента, когда вводится в работу оборудование, а именно ГА1 и ГА2. Ввод их происходит одновременно. Далее с такой же последовательностью будет происходить ввод оборудования (2 гидроагрегата в год), общее количество гидроагрегатов – 6 шт.

Анализ денежных потоков с указанием укрупнённых этапов реализации проекта представлен на рисунке 6.3.

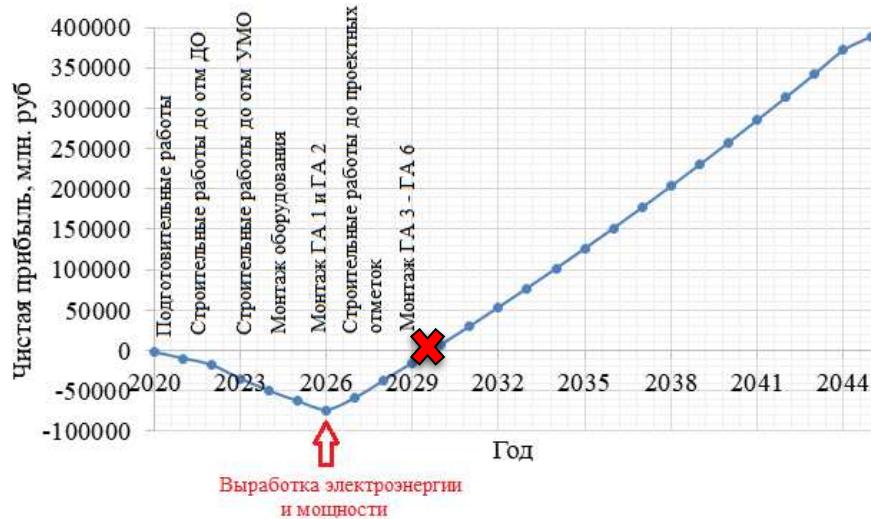


Рисунок 6.3 – Анализ денежных потоков с указанием укрупнённых этапов реализации проекта: X – срок окупаемости проекта

Вывод: По кривого графика 6.3 можно заметить, что, прибыль начинает увеличиваться с того момента, когда вводится в работу оборудование, а именно ГА1 и ГА2. Ввод их происходит одновременно. Далее с такой же последовательностью будет происходить ввод оборудования (2 гидроагрегата в год), общее количество гидроагрегатов – 6 шт.

Также на графике отмечен срок окупаемости проекта, который составил 9,5 лет.

6.5 Оценка инвестиционного проекта

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

6.5.1 Методология, исходные данные

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

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «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;

б) «Методические рекомендации 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. №24-16-1/20-113.

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

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

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Теренской ГЭС составляет 20 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2020 года.
- 3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

6.5.2 Коммерческая эффективность

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

Таблица 6.8 - Показатели эффективности реализации проекта «Теренской ГЭС на реке Витим»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,60
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	153
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	43733,74
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,70
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	20,75
Наименование	Значение
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	1,56
Удельные капиталовложения, руб/Квт	59550,1

Вывод: Период окупаемости составляет 153 месяцев (12,75 года), учитывая, что срок проекта составляет 300 месяцев (25 лет), отсюда следует, что проект окупится до его окончания. Чистый приведенный доход положителен, значит проект инвестиционно-эффективен. Индекс прибыльности больше единицы и составляет 1,70 – проект перспективен в будущей доходности.

6.5.3 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	2021	2022	2023	2024	2025
В федеральный бюджет, млн.Рублей	1202, 28	1201, 92	1 165, 31	1 042, 23	2 434, 01
В региональный бюджет, млн.Рублей	5,67	12,41	59,34	560,39	768,70
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	1207, 95	1214, 34	1224,9 5	1602,6 2	3202,7 2

Вывод: По данным таблицы можно сделать вывод, что основные налоговые поступления идут в федеральный бюджет, лишь только небольшая часть идёт в региональный бюджет. Связано с тем, что в федеральный бюджет входят такие налоги как: водный налог, налог на добавленную стоимость, взносы во внебюджетные фонды и налог на прибыль, а в региональный бюджет только налог на имущество.

6.6 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) Объема инвестиций;
- в) Цена сбыта;
- г) Ставка дисконтирования.

Под ставкой налогов понимают среднюю ставку налога, отражающую реальную долю налоговых платежей от суммы полученной налогоплательщиком прибыли или дохода за определенный период.

Объем инвестиций – это сумма всех вложений, направленных на реализацию рассматриваемого инвестиционного проекта.

Цена сбыта – количество денег, в обмен которых продавец готов продать единицу товара. Как известно, изменение цены на продукт или услугу влечет за собой изменение объема продаж. При этом по каждому отдельному товару зависимость изменения объема спроса от изменения уровня цены может быть разной.

Ставка дисконтирования - показывает уровень ожидаемой доходности от произведенных инвестиций. Производя расчет ставки, инвестор сопоставит

будущую стоимость объекта, оценивая ее относительно настоящего времени. Из этого следует, что ставка дисконтирования становится отправной точкой для расчета эффективности капиталовложения.

Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов представлен на графике 6.4.

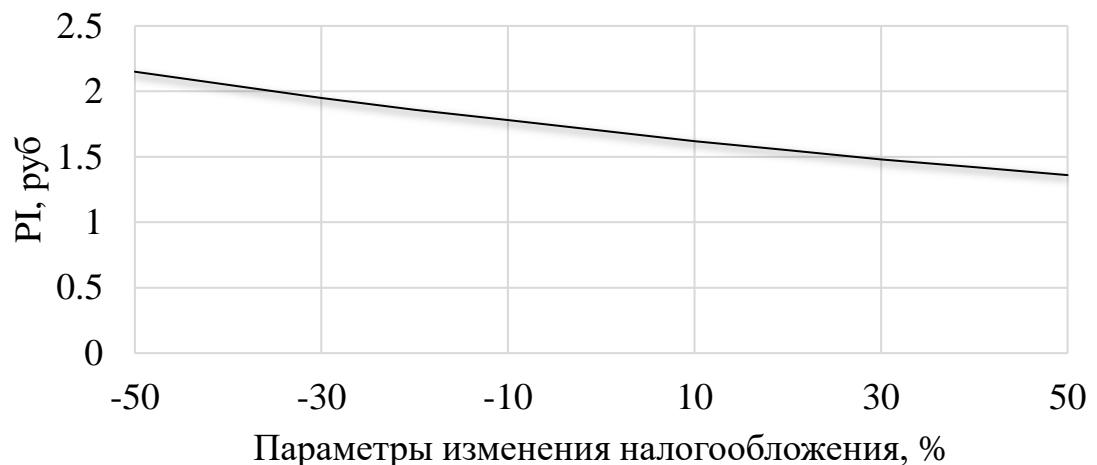


Рисунок 6.4 - Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Вывод: По графику можно сделать вывод, что при увеличении ставки налогов происходит уменьшение величины индекса прибыльности. Это объясняется тем, что при увеличении процента ставки налогов, сумма, изымаемая из прибыли, увеличивается на единицу процента, на которую была увеличена ставка.

Сумма PI от в зависимости от изменения объема инвестиций представлена на рисунке 6.5.

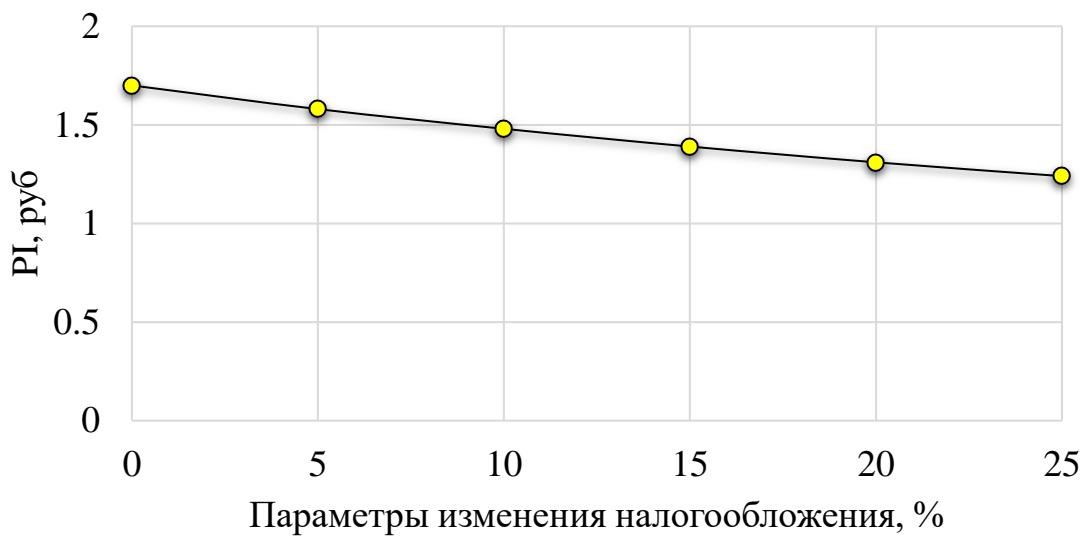


Рисунок 6.5 - Сумма PI от в зависимости от изменения объёма инвестиций

Вывод: По графику можно сделать вывод, что при увеличении объема инвестиций происходит уменьшение величины индекса прибыльности.

Это объясняется тем, что величины объем инвестиций и индекс прибыльности обратно пропорциональные между собой.

Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта представлена на рисунке 6.6.

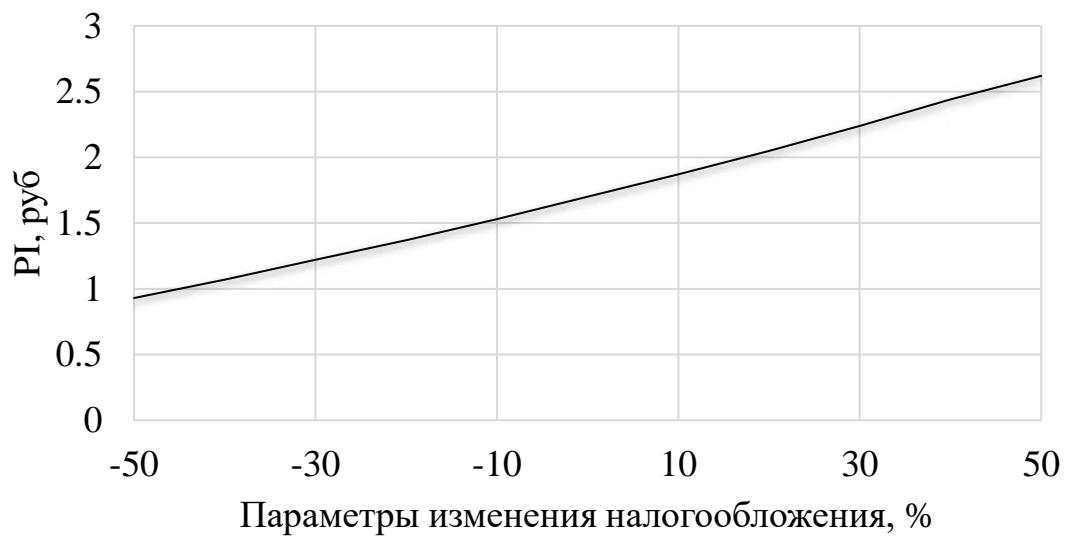


Рисунок 6.6 - Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта

Вывод: По графику можно сделать вывод, что при увеличении цены сбыта происходит увеличение величины индекса прибыльности. Как известно,

изменение цены на продукт или услугу влечет за собой изменение объема продаж. При этом продукт, который будет выпускать данное предприятие является электроэнергия. Это ходовой продукт, в котором потребность имеется всегда, поэтому чем больше спрос на данный вид продукции, тем больше будет увеличиваться прибыль предприятия.

Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования представлена на рисунке 6.7.

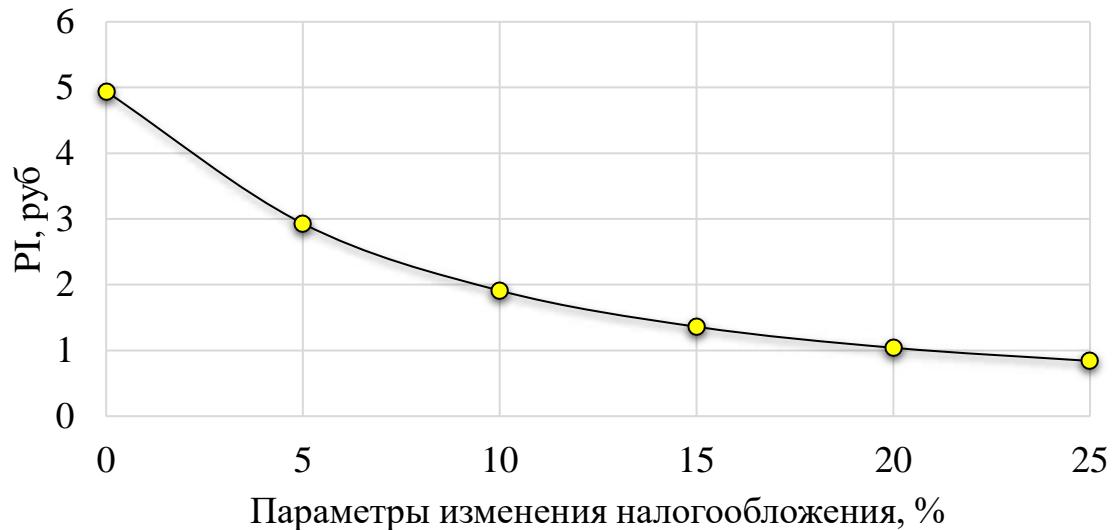


Рисунок 6.7 - Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: По графику можно сделать вывод, что при увеличении ставки дисконтирования (измеряемая в рублях для данной курсовой работы) происходит уменьшение величины PI.

Ставка дисконтирования вычисляется по формуле:

$$NPV = \sum_{t=0}^N \frac{CF_t}{(1+i)^t} = -IC + \sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+i)^t}, \quad (6.1)$$

где i — ставка дисконтирования;
 IC - начальная инвестиция;
 t – время;
 CF — поток платежей.

Из формулы видно, что чем больше ставка дисконтирования, тем больше знаменатель дроби и тем меньше текущая стоимость доходов.

7 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Теренского ГУ. Охрана и противопожарная безопасность

При строительстве Теренского 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 сводка леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
2. Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
3. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Витим в нижнем бьефе Теренского 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, исключающие 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.

7.1 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, вариантов проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

- На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

- Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

- Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

- Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

- Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

- Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1 Организационные

1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;

1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование 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 [11].

7.2 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5).

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

где N - объем бетонных работ, м³ (1685920 м³);

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

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

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{1685920 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 75866,4 \text{ т.}$$

2. Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные (код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5).

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

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

где N - количество арматуры, т (550 т);
 q - удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$);
 ρ - удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0$ т/м³).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{550 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 11 \text{ т.}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 75866,4 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 11 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.

7.3 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Теренского 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 3 км от ГЭС находится населенный пункт – п. Кяхтинский, 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 Витим от сбросов Теренской ГЭС ниже по течению реки.

7.4 Охрана труда и безопасность персонала Теренской ГЭС

Требования охраны труда должны соблюдаться как при эксплуатации ГЭС, так и в период пуско-наладочных работ с подъемом напора на сооружения и пуском агрегатов под нагрузку. Мероприятия по обеспечению безопасности на гидрообъектах и оборудовании зависят от вида работ. Территория электростанции, акватории, помещения и рабочие места гидроцеха и машинного цеха должны обеспечивать безопасную работу обслуживающего и ремонтного персонала.

На территории должны постоянно поддерживаться в исправном состоянии мостовые вокруг зданий и сооружений, дороги и проезды, тротуары, водосточные трубы и лотки. Через кюветы, нагорные канавы или траншеи, пересекающие проезжие дороги, должны устраиваться мости с перилами. При срабатывании водохранилища для целей осмотра или ремонта сооружений пребывание людей в НБ не допускается. Население, живущее ниже плотины, заранее оповещается о предстоящем повышении уровня воды, а водные станции выше плотины прекращают передвижение лодок и паромов.

Промывка наносов из бассейнов и водоемов земснарядами должна выполняться с соблюдением правил безопасности при эксплуатации средств гидромеханизации. Галереи водоприемника, заваленные наносами, прочищаются только со стороны ВБ. Включение механизмов главных затворов

плотины на спуск производится только после того, как дежурный лично убедится в отводе всех лиц из угрожающих зон.

Водолазные работы на ГЭС выполняются по специальным нарядам и техническим заданиям. В документации должна быть охрана труда при производстве работ, механизация водолазного труда и мероприятия.

Осмотр и ремонт деривационных каналов должен быть организован так, чтобы исключить падение людей в воду. Доступ персонала в опорожненную камеру отстойника возможен после того, как дежурный по сооружению проверит и убедится в плотности закрытия затвора и отключении подачи тока к электродвигателям.

Эксплуатация турбинных трубопроводов предусматривает осмотр и ремонт их при отключенной и обесточенной автоматической защите от разрыва трубопроводов. На весь период ремонта трубопроводов дисковые и шаровые затворы у напорного бассейна или уравнительных резервуаров должны быть закрыты, а затворы у турбин—открыты.

Осмотр и ремонт механизмов затворов гидротехнических сооружений разрешается только после принятия мер по предотвращению случайного включения их в работу. При чистке и ремонте механизмов должны быть приняты меры против самостоятельного перемещения движущихся частей как в результате случайного включения источника энергии, питающего машину или механизм, так и под действием собственного веса этих частей.

Общестанционная система пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС предназначена для обнаружения, оповещения и ликвидации пожара автотрансформаторов, реакторов, в помещениях ГЭС: кабельных шахтах, кабельных галереях, в бетонной плотине, кабельных помещениях КРУ, АСУ, помещениях маслохозяйства и аппаратной на монтажной площадке, а также обнаружения и выдачи сигнала о пожаре в других помещениях ГЭС. Данная система интегрируется в состав станционного уровня управления (верхнего) как отдельная подсистема, выполняющая все необходимые функции контроля и управления, и включает в себя комплексы технических средств, позволяющих обеспечить локальный и централизованный контроль пожарной обстановки на объекте, состояния противопожарного оборудования и запуск систем водяного пожаротушения в рамках автоматического, дистанционного и ручного управления.

Основные задачи системы:

1)Оперативный прием, обработка и архивирование информации от пожарных извещателей и устройств защит;

2)Формирование сигналов и управляющих команд в системы автоматического пожаротушения (включение насосов пожаротушения, открытие задвижек, срабатывание приводов механизмов) и устройств

различного назначения: вентиляции, оповещения и другие устройства автоматики;

3)Выдача команд и сигналов в систему сигнализации (световой и звуковой), а также в контроллеры локального уровня;

4)Передача данных оператору, в сервер базы данных АСУ ТП, на щит пожаротушения и пожарной сигнализации;

5)Контроль за работоспособностью системы.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами. Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

Для минимизации рисков, связанных с пожарами на проектируемой Теренской ГЭС, будут предусмотрены специальные меры. Проведение инструктажей персонала по противопожарной безопасности ответственными с проверкой знаний в установленные сроки проверки правил работников энергетических предприятий.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- 1)Вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- 2)Регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), в которые включают вопросы пожарной безопасности;
- 3)Проведение противопожарных тренировок;
- 4)Повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- 5)Изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

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

Специальные места для курения будут расположены в наиболее безопасных позициях на территории гидроэлектростанции. Во всех помещениях,

складах, зданиях будут размещены различные пожарные датчики. Во всех необходимых местах установлены огнетушители.

Для тушения пожаров на генераторах и трансформаторах предусмотрена система автоматического водяного пожаротушения (АПТ).

Для обнаружения, оповещения, тушения и локализации пожара внутри технологических помещений с повышенной пожарной опасностью на Теренской ГЭС предусмотрена система автоматического пенного пожаротушения (АППТ).

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

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СТО РусГидро 05.02.061-2011 Гидроэлектростанции. Организация системы надзора за безопасностью гидротехнических сооружений в гидрогенерирующих компаниях. Нормы и требования.
2. Телешев В.И. Бетонные работы в гидротехническом строительстве. Часть I: Теоретические основы требований к технологии бетонных работ (учебное пособие). СПбГТУ, 1992. 108 с.
3. СНиП 2.06.08-87 – Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений [Электронный ресурс]. // Справочная правовая система «Консультант плюс». –Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
4. СНиП 2.06.05-84*. Плотины из грунтовых материалов/Госстрой России. -М.: ГУП ЦПП, 1998. -56 с.
5. СНиП 2.06.04 –82* Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)/Госстрой России. –М.: ФГУП ЦПП, 2004. –46с.
6. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие: в 2 т. / Подред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [идр.] – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
7. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАОЦПП, 2012. – 40 с.
8. А.Ю. Александровский. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силипаев; СШФ КГТУ. – Саяногорск, 2005. - 114с.
9. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87 – Утверждён приказом Министерства регионального развития РФ – 29.12.2011 г. №635/13 – Введен с 1.01.2013г.
10. СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06 – 85» – М: Минрегион России, 2012.
11. СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» - Введ. 1 июля 1985 г. – 85 УТВЕРЖДЕНО Заместителем Главного государственного врача СССР В.Е. Ковшило.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Исходные данные. Водно-энергетический расчет

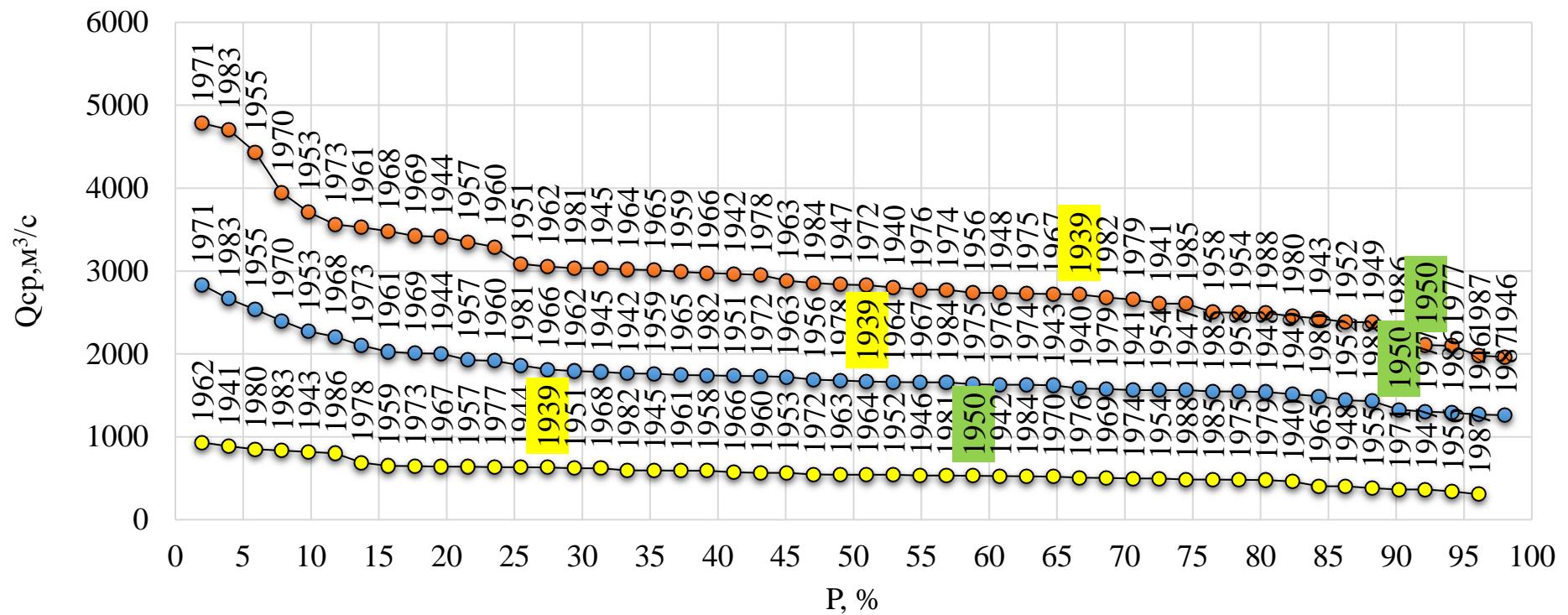


Рисунок А.1 – Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень
($Q_{cp\text{ г}}$ – расход среднегодовой, $Q_{cp\text{ п}}$ – расход средний по половодью, $Q_{cp\text{ м}}$ – расход средний по межени)

Продолжение приложения А

Таблица А.1 – Расчет водно-энергетического регулирования в маловодном году

мес.	Q90%	Qлед	Qисп	Qфил	Qрыб	Qшл	Qпб	QНБ	Q вод	Qхс	Q ГЭС	V нач	V*	V кон	Z нач ВБ	Z кон ВБ	Zср ВБ	Z НБ	Н ГЭС	Н ГЭС	Э гэс	Н гара	QBХК
нояб	812	26	8	26	0	0	751	1061	284	0	1035	27,41	0,74	26,67	370,00	367,506	368,75	202,43	164,62	1499	1080	1499	883
дек	609	26	6	26	0	0	550	1309	733	0	1283	26,67	1,90	24,77	367,51	360,955	364,23	203,22	159,31	1799	1295	1799	883
янв	282	26	3	26	0	0	226	1384	1132	0	1358	24,77	2,93	21,84	360,96	350,467	355,71	203,43	150,58	1799	1295	1799	883
фев	293	26	3	26	0	0	237	1235	972	0	1209	21,84	2,52	19,32	350,47	340,753	345,61	203,00	140,91	1499	1079	1499	883
март	338	0	3	26	0	0	309	883	548	0	857	19,32	1,42	17,90	340,75	334,849	337,80	201,79	134,31	1013	729		883
апр	473	-40	5	26	0	0	482	883	375	0	857	17,90	0,97	16,92	334,85	330,60	332,72	201,79	129,23	975	702		883
май	1609	-66	16	26	40	66	1526	1429	-229	0	1297	16,92	-0,59	17,52	330,60	333,216	331,91	203,56	126,65	1446	1041		883
июнн	2577	0	26	26	40	66	2419	1672	-880	0	1540	17,52	-2,28	19,80	333,22	342,676	337,95	204,16	132,09	1790	1288		883
июлн	2841	0	28	26	0	66	2720	2012	-800	0	1920	19,80	-2,07	21,87	342,68	350,596	346,64	204,86	140,08	2367	1704		883
авг	3315	0	33	26	0	66	3189	1490	-1791	0	1398	21,87	-4,64	26,51	350,60	366,975	358,79	203,72	153,37	1887	1358		883
сент	1375	0	14	26	0	0	1334	1318	-42	0	1292	26,51	-0,11	26,62	366,98	367,347	367,16	203,25	162,21	1844	1328		883
окт	1374	0	14	26	0	0	1333	1057	-302	0	1031	26,62	-0,78	27,41	367,35	370,00	368,68	202,42	164,55	1493	1075		883
									0,00					0,00	0,00								

Продолжение приложения А

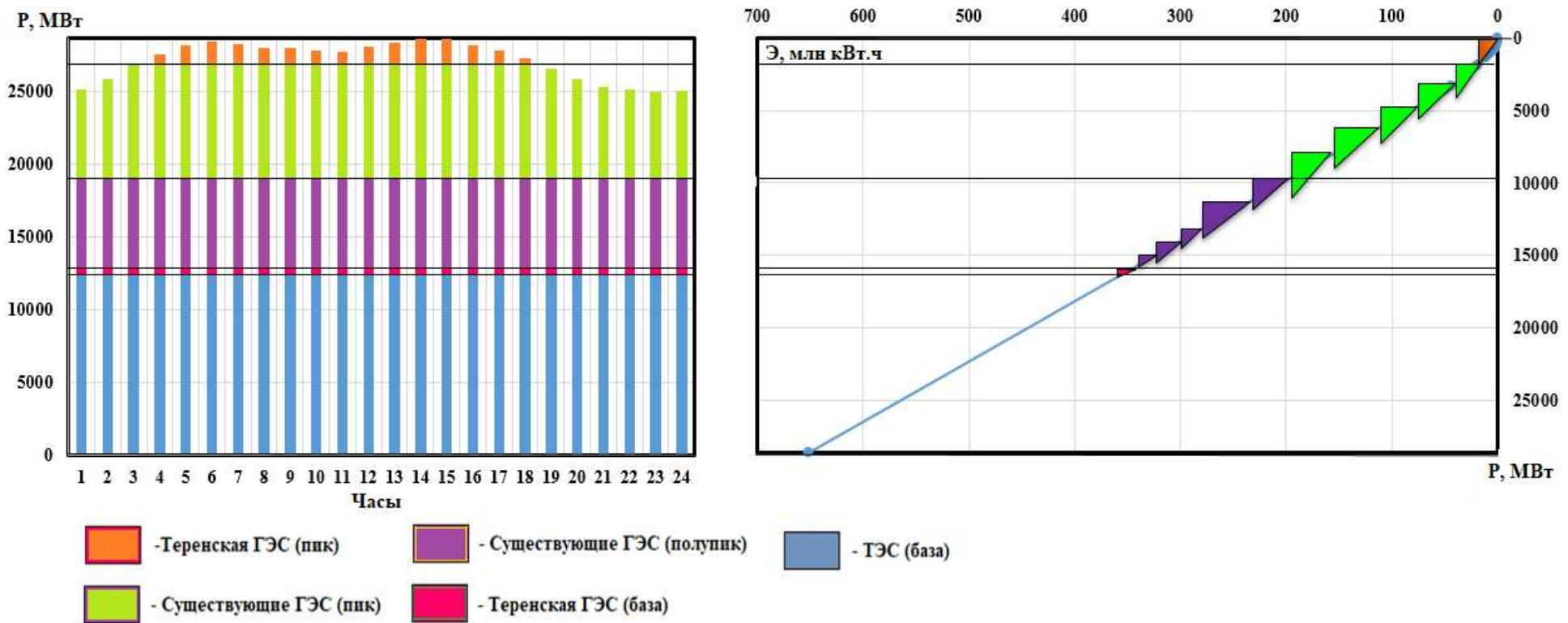


Рисунок А.2 – График нагрузки и ИКН Январь

Продолжение приложения А

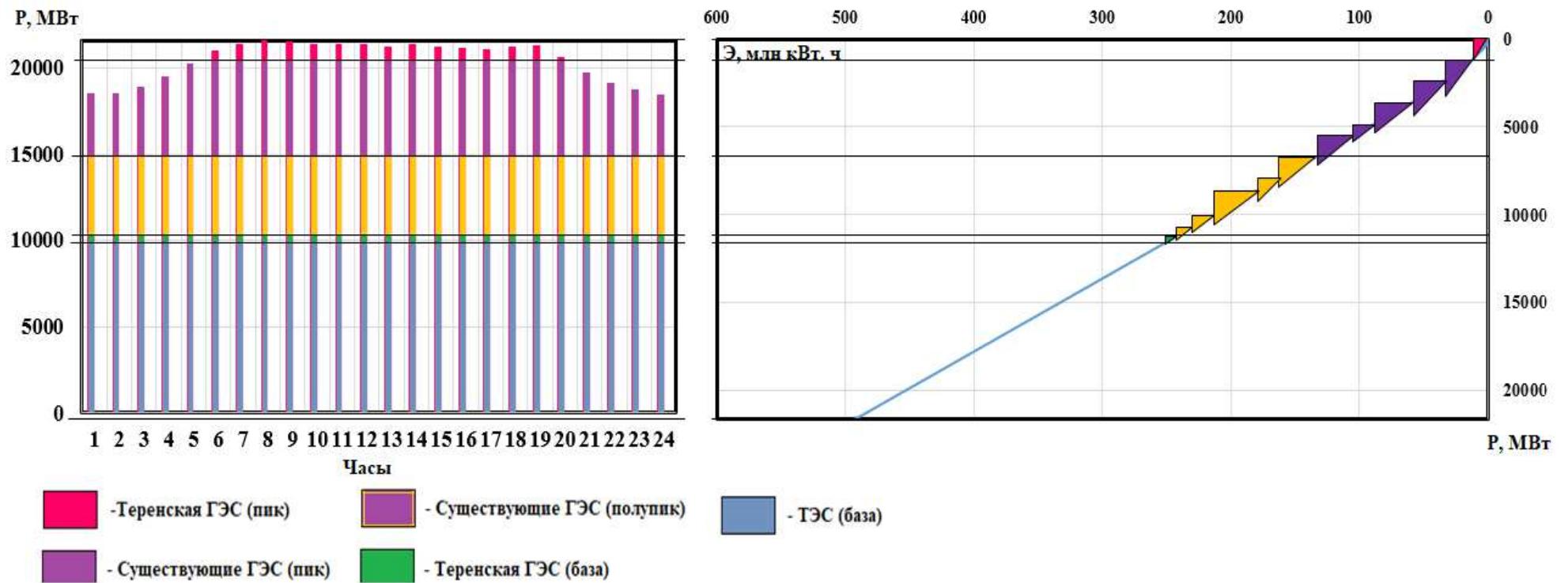


Рисунок А.3 – График нагрузки и ИКН Июня.

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – Расчет водно-энергетического регулирования в средневодном году

мес	Q90%	Qлед	Qисп	Qф	Qр	Qшл	Qп	QНБ	Q_вод	Qхс	Q ГЭС	V нач	V*	V кон	Z нач ВБ	Z кон ВБ	Zср ВБ	Z НБ	Н ГЭС	Н ГЭС	Э гэс	Nгр	Q ВХК
нояб	851	26	8	26	0	0	791	1060	243	0	1033,5	27,41	0,63	26,78	370,00	367,87	368,93	202,43	164,80	1499	1079	1499	883
дек	680	26	6	26	0	0	622	1303	655,0	0	1277,4	26,78	1,70	25,08	367,87	362,03	364,95	203,20	160,04	1799	1295	1799	883
янв	234	26	3	26	0	0	179	1375	1170	0	1349,09	25,08	3,03	22,04	362,03	351,24	356,63	203,41	151,52	1799	1295	1799	883
фев	292	26	3	26	0	0	237	1227	964	0	1201,41	22,04	2,50	19,55	351,24	341,68	346,46	202,97	141,78	1499	1079	1499	883
марг	468	0	3	26	0	0	439	715	250	0	689,18	19,55	0,65	18,90	341,68	339,05	340,36	201,11	137,56	834	601	820	883
апр	489	-40	5	26	0	0	498	1286	761,5	0	1259,74	18,90	1,97	16,92	339,05	330,600	334,82	203,15	129,97	1441	1037	769	883
май	1740	-66	16	26	40	66	1658	1540	-250	0	1408,43	16,92	-0,65	17,57	330,60	333,45	332,03	203,85	126,48	1568	1129	692	883
июнн	2592	0	26	26	40	66	2434	1666	-900	0	1534,39	17,57	-2,33	19,91	333,45	343,10	338,28	204,14	132,43	1788	1288	1029	883
июлн	2737	0	28	26	0	66	2617	1949	-760	0	1857,34	19,91	-1,97	21,87	343,10	350,61	346,86	204,73	140,42	2295	1653	2003	883
авгт	3770	0	33	26	0	66	3645	1937	-1800	0	1844,71	21,87	-4,67	26,54	350,61	367,07	358,84	204,71	152,43	2474	1782	1671	883
сент	3402	0	14	26	0	0	3362	1717	-1671	0	1690,6	26,54	-4,33	30,87	367,07	380,97	374,02	204,26	168,06	2500	1800	1857	883
окт	2754	0	14	26	0	0	2714	4078	-67	1405	1242,53	30,87	3,47	27,41	380,97	370,00	375,48	161,02	212,77	2326	1675	1805	883
								0,00					0,00	0,00						Эср.многолетняя, млн кВт.ч	15713		

Продолжение приложения А

Таблица А.3 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Мес	Система			Существующая ГЭС			Проектируемая ГЭС			ТЭС			
	Pсис	N нагр	N авар	Nсущ,раб	Nсущ,нагр	Nсущ,рем	Nпроек,раб	Nнагр,проект	N рем	NTЭС,раб	Nавар,ТЭС	N рем	Nрез
1	28547	285	1998	9145	223	0	2472	62	0	16929	1998	0	62
2	27632	280	1934	8330	225	0	2374	55	0	16928	1934	0	55
3	26047	260	1823	7950	206	0	2121	54	0	15975	1823	0	54
4	24216	245	1695	7570	190	0	2088	55	0	14557	1695	0	55
5	22629	230	1584	6820	181	0	1809	49	0	14001	1584	705	49
6	21712	220	1520	6720	159	0	2259	61	0	12733	1520	705	61
7	21709	220	1520	6720	159	0	2253	61	0	12736	1520	705	61
8	22621	230	1583	6820	181	0	2253	49	0	13549	1583	705	49
9	24205	245	1694	7570	190	1524	2276	55	412	14359	1694	0	55
10	26036	260	1822	7950	206	0	2300	54	0	15786	1822	0	54
11	27624	280	1934	8322	225	0	2374	55	0	16928	1934	0	55
12	28544	285	1998	9143	223	0	2472	62	0	16929	1998	0	62

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Выбор основного и вспомогательного оборудования

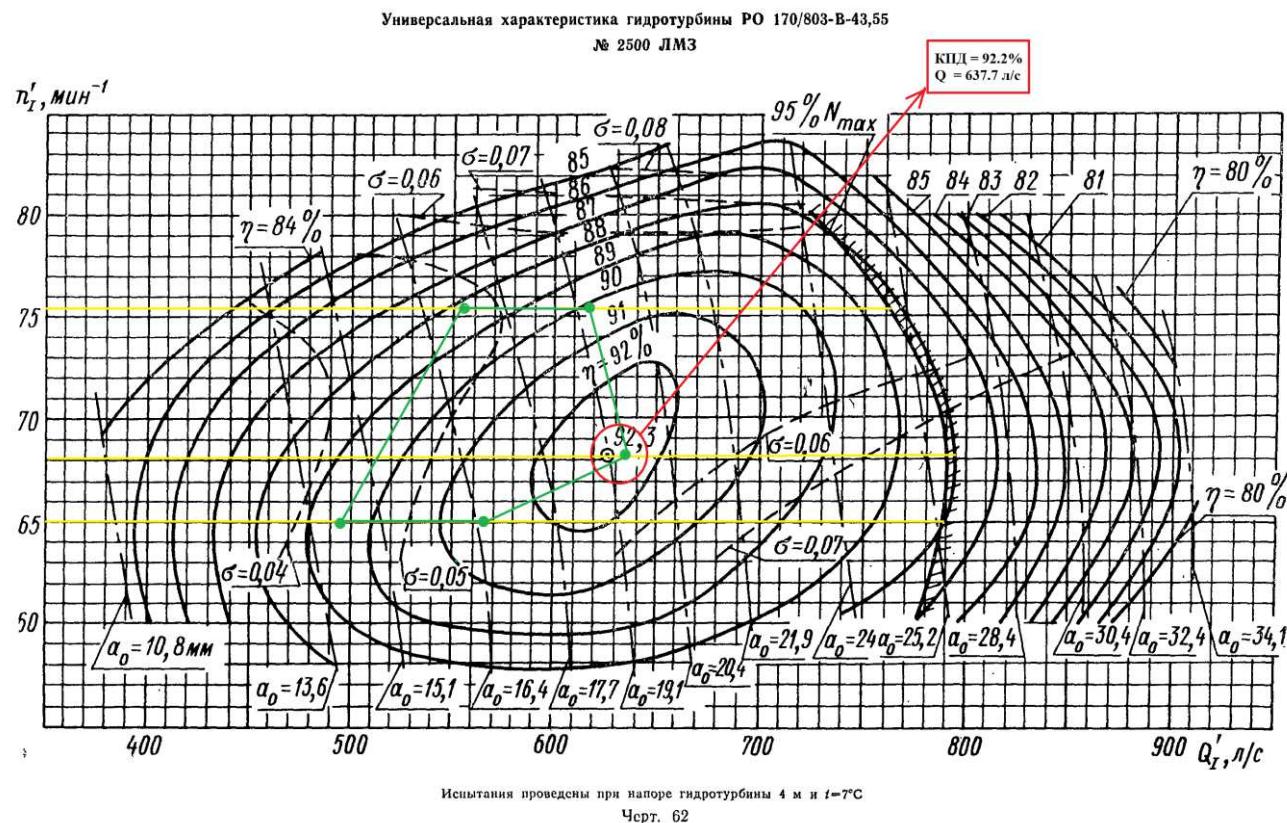


Рисунок Б.1 – Зона работы турбины РО170а-В-630

Продолжение приложения Б

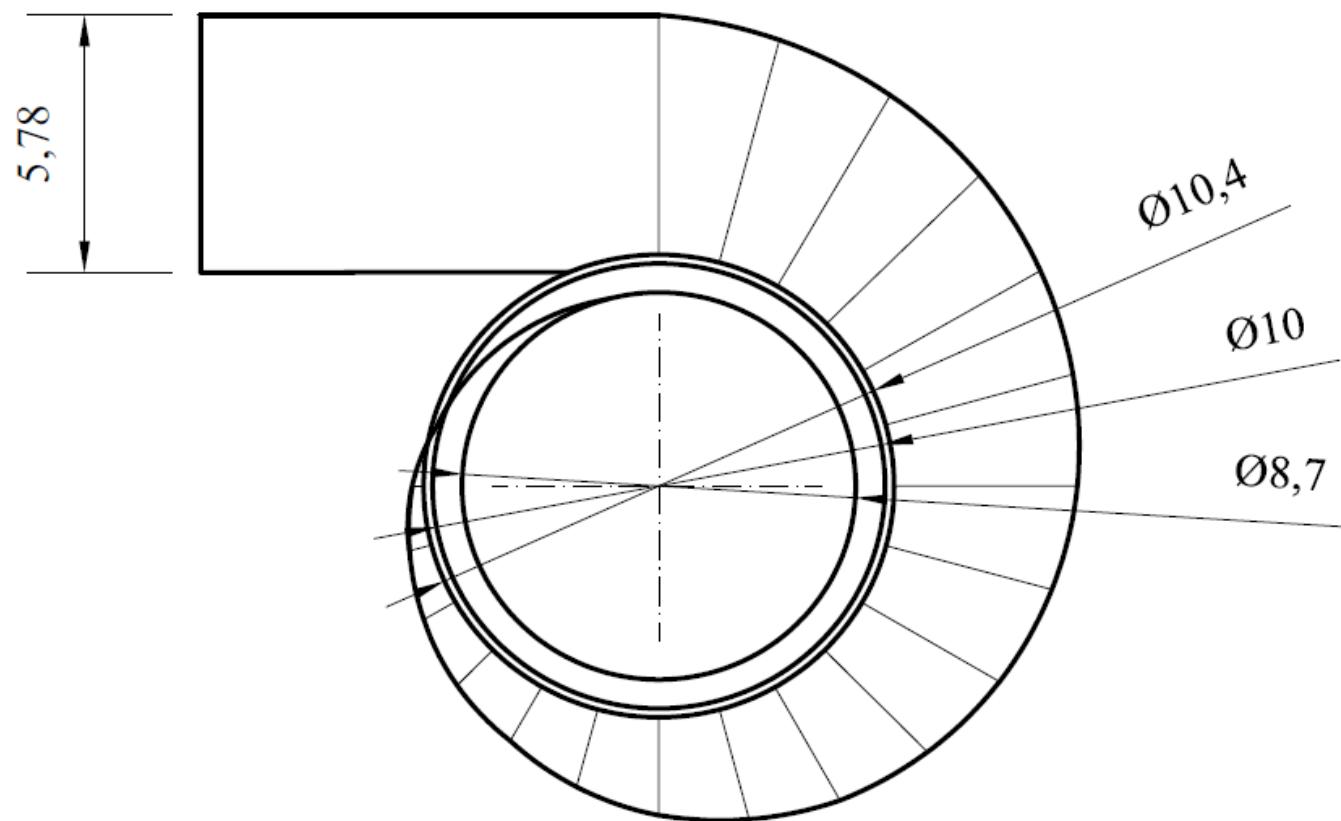


Рисунок Б.2 – Чертёж спиральной камеры

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

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидравлических машин»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

подпись А.А. Андрияш
инициалы, фамилия
« 02 » 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 - Строительство
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЕРЕНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ВИТИМ.
ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ ВЕРХА ГРЕБНЯ,
ВКЛЮЧАЯ ВЕРХ ПРОТИВОФИЛЬТРАЦИОННОГО УСТРОЙСТВА
ГРУНТОВЫХ ПЛОТИН

тема

Руководитель

02 05.07.20
подпись, дата

Инженер СМГТС СШ ГЭС
должность, ученая степень

Е.В. Фирищак
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

Е.Е. Сайгашова
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

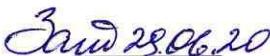
Продолжение титульного листа БР по теме: «Проектирование Теренской ГЭС на реке Витим. Технология проведения ремонтных работ верха гребня, включая верх противофильтрационного устройства грунтовых плотин».

Консультанты по
разделам:

Консультант


подпись, дата 02.07.20
V.B. Zateev инициалы, фамилия

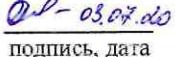
Водно–энергетические расчёты


подпись, дата 28.06.20
E.YU. Zateeva инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование


подпись, дата 02.07.20
A.V. Maslennikova инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла


подпись, дата 01-07.20
E.B. Firiashak инициалы, фамилия

Организация и производство
гидротехнических работ


подпись, дата 01.07.20
T.YU. Toloshinova инициалы, фамилия

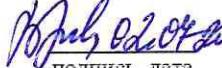
Пожарная безопасность. Охрана труда


подпись, дата 02.07.20
V.A. Kadlychev инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды


подпись, дата 02.07.20
V.A. Kadlychev инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование


подпись, дата 02.07.20
V.B. Lapasova инициалы, фамилия

Нормоконтролер


подпись, дата 02.07.20
A.A. Chabanova инициалы, фамилия