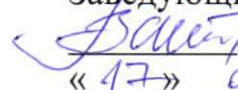


Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидротехнических сооружений»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В.Б. Затеев
«17» 06 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 - Строительство

ПРОЕКТИРОВАНИЕ БЕЛОЯРСКОГО ГИДРОУЗЛА НА РЕКЕ ОБЬ.

**АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ВИЗУАЛЬНЫХ НАБЛЮДЕНИЙ ЗА
СОСТОЯНИЕМ НИЗОВОЙ ГРАНИ ГРУНТОВОЙ ПЛОТИНЫ**

Руководитель

17.06.17

подпись, дата



должность, ученая степень

Т.Ю. Толошинова

Выпускник

17.06.17 AW

подпись, дата

М.С. Ананьев

Саяногорск 2017

Продолжение титульного листа БР по теме Проектирование Белоярского гидроузла на реке Обь. Анализ результатов визуальных наблюдений за состоянием низовой грани грунтовой плотины.

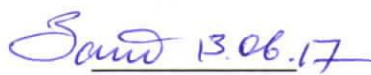
Консультанты
по разделам:

Общая часть

 17.06.17
подпись, дата

Т.Ю. Голошинова

Водно-энергетические
расчеты

 13.06.17
подпись, дата


Е.Ю.Затеева

Выбор основного и
вспомогательного
оборудования

 16.06.17
подпись, дата


А.В.Масленникова

Компоновка гидроузла,
выбор типа и расчет основных
сооружений

 17.06.2017
подпись, дата

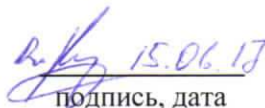
В.Б.Затеев

Технология строительства
гидротехнических
сооружений

 10.06.17
подпись, дата

Н.А. Эклер

Мероприятия по охране природы

 15.06.17
подпись, дата

В.А.Кадычegov

Технико-экономические показатели

 09.06.17
подпись, дата


В.В.Лапасова

Спецвопрос

 17.06.17
подпись, дата

Т.Ю. Голошинова

Нормоконтролер


 22.06.17
подпись, дата

А.А.Чабанова

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Саяно-Шушенский филиал

Кафедра «Гидротехнических сооружений»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
 В.Б. Затеев
« 16 » 03 2017 г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

Студенту Ананьеву Максиму Сергеевичу.

Группа ЗСБ12-01 Б Направление 08.03.01- «Строительство».

Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование Белоярского гидроузла на реке Обь. Анализ результатов визуальных наблюдений за состоянием низовой грани грунтовой плотины.

Утверждена приказом по университету №41/17-С от 16.03.2017г.

Руководитель ВКР Т.Ю. Толошинова, старший преподаватель кафедры ГТС.

Исходные данные для ВКР: среднемесячные расходы реки Гиллой; кривая зависимости объемов водохранилища от уровня воды в нем $V = f(Z_{вб})$; кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе $Q=f(Z_{нб})$; годовой максимум нагрузки 46239 МВт; коэффициент мощности $k_N = 8,7$; потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 0,2$ м; отметка НПУ 111 м.

Перечень разделов ВКР:

1. Общая часть; 2. Водно-энергетический расчет и выбор установленной мощности; 3. Выбор основного и вспомогательного оборудования; 4. Проектирование бетонной водосливной плотины; 5. Технология гидротехнического строительства 5. Разработка мероприятий по охране окружающей среды; 7. Техничко-экономические показатели; 8. Анализ результатов визуальных наблюдений за состоянием низовой грани грунтовой плотины..

Перечень графического материала:

1. Водохозяйственный и водно-энергетический расчеты;
2. Разрез по оси агрегата Белоярской ГЭС;
3. Разрез по грунтовой плотине Белоярской ГЭС;
4. Генеральный план Белоярской ГЭС;
5. Разрез по водосливной плотине Белоярской ГЭС;
6. Этапы строительства Белоярской ГЭС;
7. Техничко-экономические показатели Белоярской ГЭС;
8. Календарный план строительства.

Руководитель ВКР



Т.Ю. Толошинова

(подпись, инициалы и фамилия руководителя)

Задание принял к исполнению



М.С.Ананьев

(подпись, инициалы и фамилия студента)

«17» 06 2017 г.

Отзыв к дипломному проекту «Проектирование Белоярской ГЭС на реке Обь»

Студентом 5 курса группы ЗСБ 12-01 направление «Строительство» Ананьевым Максимом Сергеевичем разработан проект Белоярской гидроэлектростанции.

Белоярская ГЭС располагается на реке Обь. Установленная мощность составляет 356 МВт.

Климат района расположения резко континентальный, холодная зима и теплое лето, минимальная температура зимой до минус 24°C , лето жаркое с температурами до плюс 25°C .

Назначение Белоярской ГЭС - энергетическое, но в проекте не рассмотрены вопросы для чего может использоваться энергия ГЭС, хотя в технологической части указано, что район строительства имеет развитый промышленный комплекс по добыче нефти.

Максимальные зарегулированные расходы в створе Белоярской ГЭС при пропуске весеннего половодья составляют:

Максимальный расчетный расход основного расчетного случая обеспеченностью $P = 0,1\%$, $Q_{\text{расч макс}} = 10156 \text{ м}^3/\text{с}$

Максимальный расчетный расход основного поверочного случая обеспеченностью $P = 0,01\%$, $Q_{\text{расч макс}} = 11576 \text{ м}^3/\text{с}$

Пропуск расходов половодья и паводков предусмотрен через 6 гидроагрегатов ГЭС и эксплуатационный водосброс. **При пропуске паводковых расчетных расходов учтено не использование одного гидроагрегата в соответствии с требованиями нормативно – технических документов.**

Поверочный расход в створе Белоярской ГЭС, равный $11576 \text{ м}^3/\text{с}$, может быть пропущен при отметке ФПУ = $111,0 \text{ м}$ через эксплуатационный водосброс – $9896 \text{ м}^3/\text{с}$ и все агрегаты ГЭС- $6 \cdot 280 \text{ м}^3/\text{с} = 1680 \text{ м}^3/\text{с}$. Других сооружений для пропуска паводковых вод не имеется.

Инженерно-геологические условия строительства нормальные. В основании залегают скальные грунты.

В составе компоновки гидроузла предлагается строительство бетонной гравитационной плотины с водосливной частью и русловое здание ГЭС. Сопряжения с берегами осуществляются с помощью левобережной и правобережной каменно-набросных плотин с асфальтобетонными ядрами в

качестве противofильтрационных элементов. Протяженность напорного фронта Белоярской ГЭС составляет 1171 м.

В виду того, что водобойный колодец по расчету заглублен ниже подошвы водосливной части плотины получилось дополнительное бетонное соединение, которое в проекте недоработано- не хватает деформационного шва.

Каменные плотины в качестве обратного фильтра имеют два переходных слоя, что является достаточным для обеспечения фильтрационной и механической прочности ядра и каменных призм, так как с асфальтобетонным ядром должен сопрягаться песчано-гравийный грунт, а с крупнообломочным материалом призм – мелкая скала. Подъездные пути предусмотрены со стороны правого и левого берега. Около монтажной площадки располагается правобережная пристанционная площадка, на которой проложены подъездные пути, служебно-технологический корпус и КРУЭ 220кВ.

Здание ГЭС с блоком монтажной площадки (руслового типа) расположено на правом берегу.

Бетонная водосливная плотина имеет 13 водосливных пролетов по 12 м в свету. Гашение энергии производится в водобойном колодце с водобойной стенкой. Водосливные пролеты перекрываются плоскими затворами. Для обслуживания затворов на гребне плотины предусмотрен один козловой кран, **что снижает надежность и безопасность работы гидромеханического оборудования во время пропуска половодий и паводков, повышает риск возникновения аварийной ситуации от отказа работы гидромеханического оборудования.** Грузоподъемность козлового крана 70 тн.

Вопросы зимнего пропуска расходов через водосбросные сооружения на случай остановки гидроагрегатов в соответствии с новыми требованиями в проекте не предусмотрена.

Подземный контур представлен цементационной завесой (глубиной -20,6м на чертеже и 10,3м –получено по расчету) и системой дренажа глубиной -14,46 (в расчете -7,23м). **В составе проекта имеются расчеты цементационной завесы и вертикального дренажа.** Для их устройства предусмотрена галерея, которая позволит при необходимости выполнить ремонт цементационной завесы в период эксплуатации, а также выполнять работы по чистке дренажной системы.

В составе спецвопроса студентом **разработаны порядок проведения анализа визуального контроля за состоянием низовой грани каменной плотины. Рассмотрены нормативные требования правил и стандартов по выбору элементов контроля и негативных проявлений в низовой грани каменной плотины. Подробно представлены способы визуального контроля**

негативных проявлений для каждого элемента. Разработан порядок анализа и оценки результатов визуальных наблюдений как во времени, так и путем сравнения с критериальными качественными контролируруемыми параметрами.

Возведение гидротехнических сооружений предусматривает устройство котлованов I и II очереди, путем возведения перемычек. В проекте на I этапе возведения сооружений показана продольная перемычка. В технологической части проекта предложено возведение раздельного устоя в котловане I очереди, что позволит использовать его в качестве продольной перемычки для котлована II очереди. Предложено возведение земляных перемычек, конструкция не разработана. В составе каменных левобережной и правобережной плотин должны были остаться каменные банкетты от перемычек, что в проекте не учтено.

В проекте не рассмотрены вопросы возведения бетонных сооружений, в том числе и в зимний период.

Во время проверки и обсуждения дипломного проекта студент внимательно выслушивал предложения и замечания. Продумывал их, обсуждал и внес изменения, то есть проявил способность к самостоятельной работе. Студент обладает спокойным характером. При этом желания заниматься проектной работой, расчетной деятельностью не выявляется.

Представленный дипломный проект Белоярской ГЭС на реке Обь оценивается выполненным с отметкой хорошо (67 баллов).

Руководитель проекта, преподаватель
Т.Ю.



Голошинова

Дата 20.06.2017 год.

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Белоярской ГЭС	6
Введение.....	8
1 Общая часть	9
1.1 Природные условия	9
1.1.1 Климат	9
1.1.2 Гидрология.....	9
1.1.3 Инженерно-геологические условия	9
1.2 Энерго-экономическая характеристика района	10
2 Водноэнергетические расчёты.....	11
2.1 Исходные данные для бакалаврской работы.....	11
2.2 Выбор расчётных гидрографов для маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока	15
2.3 Построение суточных графиков нагрузки.....	18
2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	20
2.5 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими электростанциями	23
2.6 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в маловодном году ..	26
2.7 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году ..	29
2.8 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов.....	31
2.9 Баланс мощности.....	34
3 Основное и вспомогательное оборудование	36
3.1 Построение режимного поля	36
3.1.1 Выбор турбины по главным универсальным характеристикам.....	39
3.1.2 Проверка работы турбины при ограничении по минимальному расходу ...	43
3.2 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы.....	43
3.2.1 Работа одного агрегата при максимальном напоре и номинальной мощности.....	44
3.2.2 Работа одного агрегата при расчётном напоре и номинальной мощности .	44
3.2.3 Работа одного агрегата минимальном напоре и соответствующей ему мощности на линии ограничения	45
3.3 Подбор и контрольный расчёт отсасывающей трубы.....	45
3.4 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки.....	47
3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора	47
4 Компоновка и сооружения гидроузла	49
4.1 Выбор компоновки гидроузла	49
4.1.1 Класс сооружения	49

4.1.2	Выбор типа плотины.....	49
4.1.3	Определение отметки гребня бетонной плотины.....	50
4.2	Гидравлический расчет водосбросной плотины.....	53
4.2.1	Определение ширины водосливного фронта.....	53
4.2.2	Расчёт ширины быка.....	55
4.2.3	Определение отметки гребня водослива.....	55
4.2.4	Отметка гребня водослива.....	56
4.2.5	Проверка на пропуск поверочного расхода.....	56
4.2.6	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе.....	58
4.2.7	Гашение энергии потока. Комбинированная система колодец плюс стенка.....	59
4.3	Конструирование плотины.....	62
4.3.1	Определение ширины подошвы плотины.....	62
4.3.2	Разрезка плотины швами.....	62
4.3.3	Галереи. Ширина плотины по гребню. Затворы и подъёмные механизмы.....	62
4.3.4	Устои.....	62
4.3.5	Основные размеры цементационной завесы и дренажа.....	63
4.3.6	Фильтрационный расчёт.....	64
4.4	Конструктивные элементы нижнего бьефа.....	65
4.5	Определение основных нагрузок на плотину.....	68
4.5.1	Вес сооружения и механизмов.....	68
4.5.2	Гидростатическое давление.....	69
4.5.3	Взвешивающее давление.....	70
4.5.4	Сила фильтрационного давления.....	70
4.5.5	Давление грунта.....	70
4.5.6	Давление наносов.....	71
4.6	Определение временных нагрузок на плотину.....	73
4.7	Расчёт прочности плотины.....	73
4.7.1	Определение напряжений.....	73
4.7.2	Критерии прочности плотины.....	75
4.8	Расчёт устойчивости плотины.....	76
5	Технология строительства Белоярского гидроузла.....	78
5.1	Природные условия и исходные данные.....	78
5.1.1	Местоположение гидроузла и природные условия.....	78
5.1.2	Энергоэкономическая характеристика района.....	78
5.1.3	Гидрологические данные.....	78
5.1.4	Компоновка гидроузла и состав сооружений.....	78
5.2	Этапы возведения сооружений и схема пропуска строительных расходов на различных этапах.....	79
5.2.1	Первый этап.....	79
5.2.2	Второй этап.....	87
5.2.3	Третий этап.....	91
5.2.4	Четвёртый этап.....	92

5.2.5 Пятый этап	94
6 Мероприятия по охране окружающей среды	96
6.1 Период строительства.....	96
6.2 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	97
6.3 Период эксплуатации.....	98
6.4 Мероприятия по защите растительного и животного мира.....	98
7 Оценка объёмов продаж электроэнергии и расчёт расходов на проект.....	100
7.1 Определение объёмов генерации производства	100
7.2 Текущие расходы по гидроузлу	100
7.3 Налоговые расходы.....	102
7.4 Оценка суммы прибыли	103
7.5 Показатели эффективности проекта	104
7.6 Анализ чувствительности.....	105
8 Анализ визуальных наблюдений за состоянием низовой грани грунтовой плотины	107
8.1 Визуальные наблюдения, их значение в контроле состояния плотин	108
8.2 Методика и техника визуальных наблюдений.....	108
8.2.1 Выбор объектов (элементов) визуального контроля.....	109
8.2.2 Выбор основных проявлений для визуальных наблюдений	110
8.3 Способы выполнения визуальных наблюдений	111
8.3.1 Визуальные наблюдения за состоянием и устойчивостью откосов плотины	111
8.3.2 Наблюдения за местными деформациями низового откоса и бермы.	112
8.3.3 Выявление признаков морозного выветривания	112
8.3.4 Выявление и оценка неконтролируемых выходов фильтрации через сооружения, основание, берега, сопряжения.....	113
8.3.5 Наблюдения за сосредоточенными выходами фильтрации на низовой откос.....	113
8.3.6 Наблюдение за сосредоточенными выходами фильтрации	113
8.4 Анализ и оценка результатов визуальных наблюдений.....	114
Заключение	117
Список использованных источников	118
Приложение А Универсальная характеристика турбины ПЛ20-В с диаметром 9,5 м	120
Приложение Б Проточная часть модели гидротурбины ПЛ20-В	121
Приложение В Эпюры нагрузок, действующих на тело плотины.....	122
Приложение Г Эпюры напряжений на верховой и низовой гранях	123

Сокращенный паспорт Белоярского гидроузла на реке Обь

Наименование ГЭС Белоярская ГЭС на реке Обь,

Местонахождение ГЭС Ханты-Мансийский автономный округ,

Тип проектируемой установки Гидроэлектростанция.

Характерные расходы воды:

а) среднемноголетний 1755 м³/с,

б) всех турбин 1680 м³/с,

в) максимальный с учетом трансформации паводка обеспеченностью 0,1%, 10156 м³/с,

г) максимальный поверочный расход обеспеченностью 0,01%, 11576 м³/с,

Параметры водохранилища:

а) характер регулирования стока многолетний,

б) отметки: НПУ 116 м; УМО 103 м

в) объемы водохранилища: полный 38,45 км³; полезный 15,6 км³.

Напоры ГЭС:

а) максимальный 20 м,

б) расчетный 15,3 м,

в) минимальный 10,8 м.

Энергетические характеристики:

а) мощность установленная 356 МВт; гарантированная 296 МВт;

б) Среднемноголетняя выработка электроэнергии 2 млрд кВт.ч.

в) Число часов использования установленной мощности 6500 час.

Плотины:

а) гравитационная водосливная материал бетон,

б) левобережная каменно-набросная глухая материал известняк,

в) станционная русловая гравитационная материал бетон,

г) правобережная каменно-набросная глухая материал известняк,

д) общая длина 1171 м, максимальная высота 29 м.

Водобросные сооружения

а) тип гашения водобойный колодец и стенка,

б) число пролетов 14 отверстий,

в) общая длина 420 м,

Здание ГЭС:

а) тип здания русловое число агрегатов 6,

б) размеры: общая длина 185 м ширина 24 м.

Основное оборудование:

- а) тип турбины ПЛ20-В-950,
- б) тип генератора СВ- $\frac{1500}{170}$ 96, его мощность 106,3 МВ·А,
- в) частота вращения 62,5 об/мин,

Технико-экономические показатели:

- а) период окупаемости 6,8 лет,
- б) себестоимость энергии 0,048 коп/кВт·ч,
- в) удельные капитальные вложения 125315руб/кВт

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанции занимают особо важное место в современных энергетических системах, выполняя главную роль по регулированию её параметров в нестационарных режимах, а также покрывая наиболее неравномерную часть графиков нагрузки. Кроме того, низкая стоимость товарной продукции ГЭС весьма положительно сказывается на ценообразовании электроэнергии на рынке её сбыта.

Гидростанции – один из самых эффективных источников энергии. Коэффициент полезного действия гидравлических турбин достигает 97%, что существенно выше КПД турбин других типов электростанций.

В себестоимости производства электроэнергии на гидростанциях отсутствует топливная составляющая, что делает энергию более конкурентоспособной в условиях рынка.

Гидростанции являются наиболее маневренными из всех типов электростанций. Гидростанции способны при необходимости увеличивать выработку и выдаваемую мощность в течение нескольких минут, тогда как тепловым станциям для этого требуется несколько часов, а атомным – сутки. Это позволяет ГЭС покрывать пиковые нагрузки и поддерживать частоту тока в энергосистеме.

Гидроэнергетические мощности вносят ощутимый вклад в обеспечение системной надежности и в конечном итоге надежной работы всей Единой электроэнергетической системы страны.

Все эти преимущества подталкивают к строительству новых гидроэлектростанций.

1 Общая часть

1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла

Белоярский гидроузел проектируется в Ханты-Мансийском автономном округе России на реке Обь. Река берёт начало на Алтае при слиянии Бии и Катуня. В створе гидроузла берега реки пологие, ширина реки по урезу воды в межень составляет 600-800 метров.

Климат района расположения гидроузла резко континентальный. Средняя температура января по округу колеблется в пределах $-18...-24$ °С. Средняя температура июля от $+18$ °С до $+25$ °С.

Расчетная скорость ветра (на высоте 10 м) 22 м/с (при 2 % обеспеченности) и 17 м/с (при 20% обеспеченности).

1.2 Гидрологические данные

Длина реки около 3650 километров. Водный режим реки Обь характеризуется четко выраженным весенним половодьем, летнее – осенними дождевыми паводками и устойчивой зимней меженью. Половодье обычно начинается в апреле, его средняя продолжительность составляет 55 дней. Питание реки смешанное с преобладанием снегового. Среднегодовой расход воды в реке составляет 1755 м³/с.

1.3 Инженерно – геологические условия

В основании Белоярского гидроузла залегает известняк. Физические свойства диорита противостоят любым климатическим факторам. Высокая плотность камня $2400-2600$ кН/м³ удерживает породу от смещения. Прочность диоритов при сжатии 20 – 30 МПа, твердость по Моосу — 3. На рисунке 1.1 представлен створ проектируемого гидроузла.



Рисунок 1.1 – Створ Белоярский гидроузла

1.4 Энерго – экономическая характеристика района

Энерго - экономическая характеристика любого региона включает в свой состав показатели, характеризующие уровень развития и экономику его нефтегазодобывающей промышленности, что позволяет определить потребность конкретной территории в энергоресурсах.

Проектируемый речной гидроузел будет иметь энергетическое назначение. В состав проектируемого речного гидроузла входит каменно-набросная правобережная плотина, бетонная водосливная плотина, гидроэлектростанция русловая, совместно с монтажной площадкой и каменно-набросная левобережная плотина.

Вырабатываемая электроэнергия может использоваться предприятиями нефтеперерабатывающей промышленности.

2 Водно – энергетические расчеты

2.1 Исходные данные

1. Данные по энергосистеме:

1.1 Энергосистема Урал.

1.2 Установленная мощность существующих электростанций 1800 МВт.

1.3 Резервы: нагрузочный резерв системы 1%, аварийный резерв 7%.

2. Координаты кривых связей Белоярского гидроузла.

Координаты кривых площадей и объемов Белоярского водохранилища представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Координаты кривой объемов и площадей

Zнб, м	F, км ²	V, км ³
90	0	0
96,925	96	9,6
98	112	11,2
99,275	128	12,8
100,8	152	15,2
102,6	184	18,4
104,7	224	22,4
107,1	272	27,2
109,75	328	32,8
112,65	400	40
115,65	488	48,8

На рисунке 2.1 изображена кривая связи объемов и уровней в верхнем бьефе гидроузла.

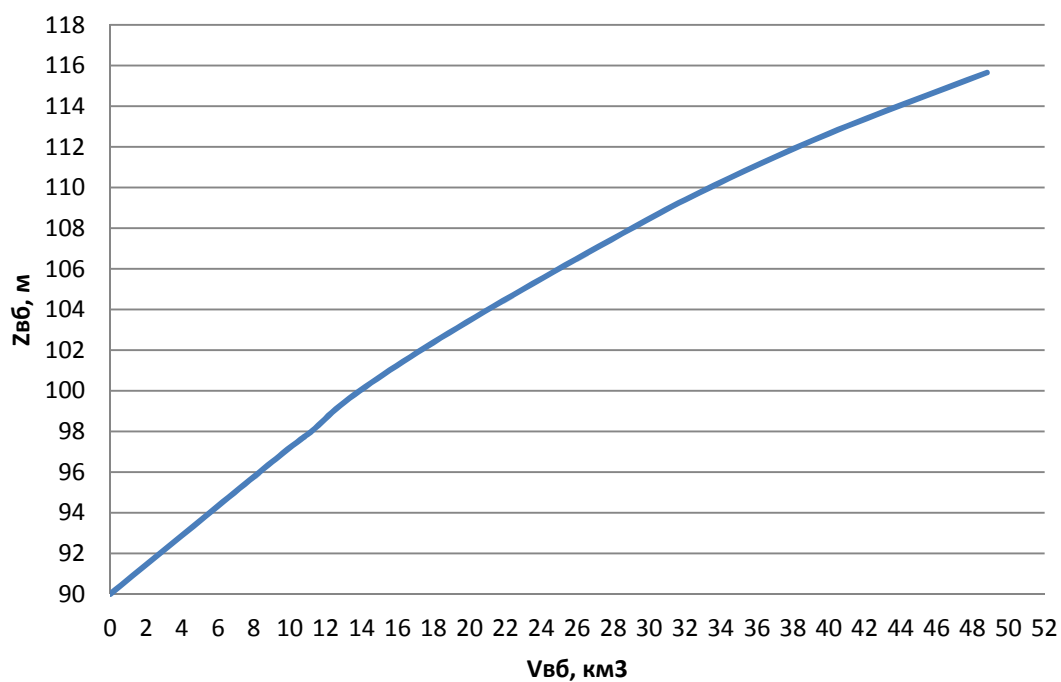


Рисунок 2.1 - График зависимости $Z_{ВБ} = f(V)$

Координаты кривых расходов Белоярского водохранилища представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Координаты кривой расходов

Q _{нб} , лето м ³ /с	Z _{нб} , м	Q _{нб} зима, м ³ /с
0	90,000	0
1400	90,855	700
2800	91,530	1400
4200	92,025	2100
5600	92,430	2800
7000	92,745	3500
8400	92,948	4200
9800	93,105	4900
11200	93,240	5600

На рисунке 2.2 изображена кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла.

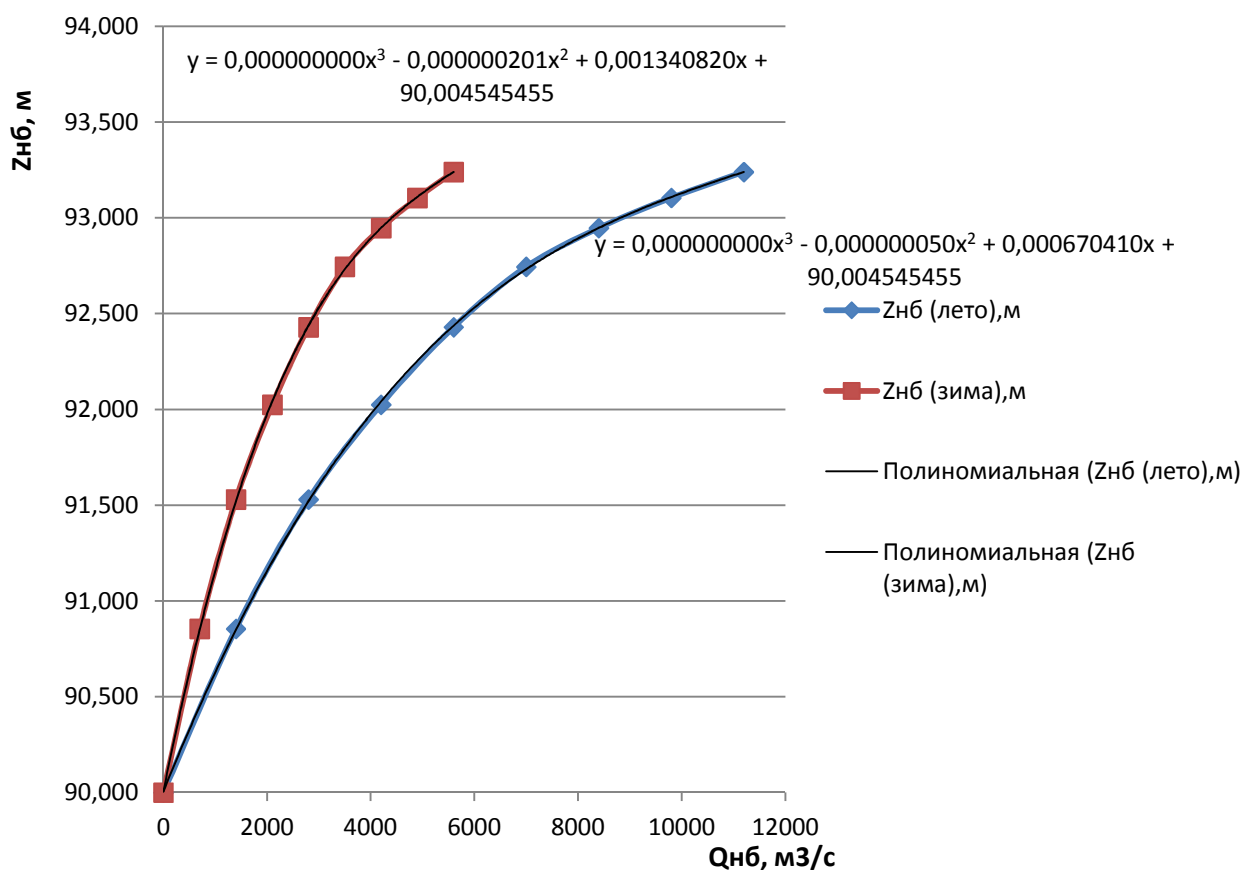


Рисунок 2.2 - График зависимости $Z_{НБ} = f(Q)$

3. Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в НБ 0,5.
4. Коэффициент мощности $k_N = 8,7$.
5. Потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 0,2$ м.
6. НПУ гидроузла = 111,00 м.
7. ДНО гидроузла = 90,00 м.
8. Скорость реки Обь в створе Белоярский ГЭС $v = 1,5$ м/с.
9. Гидрологический ряд среднемесячных расходов воды р. Обь в створе Белоярской ГЭС за период 1932-1983 гг. представлен в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Гидрологический ряд реки Обь

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qcp.год.
1932-1933	357	316	280	1995	1823	3520	2983	1810	1410	1110	691	411	1392
1933-1934	347	296	288	2182	3233	2020	1797	1763	1570	980	341	375	1266
1934-1935	394	346	328	1670	4213	3847	2233	2027	1570	636	553	436	1521
1935-1936	318	285	253	958	6573	3493	1920	1630	1040	808	464	420	1514
1936-1937	500	402	364	771	4677	5633	4877	2247	1870	1180	796	540	1988
1937-1938	439	398	347	791	8333	5383	3393	2153	1400	1390	1020	534	2132
1938-1939	580	484	416	3400	4930	5073	4287	3133	2220	1850	1270	556	2350
1939-1940	394	268	321	2751	5550	3313	3077	1910	1100	935	467	420	1709
1940-1941	473	426	390	2527	3780	3257	2263	1623	1460	1080	549	593	1535
1941-1942	518	426	388	1566	7977	5593	3307	2167	1650	1470	759	517	2195
1942-1943	432	389	333	1547	5447	3790	3487	2610	1360	1650	875	660	1882
1943-1944	296	249	319	2414	4006	3867	2367	1426	1040	761	361	314	1452
1944-1945	315	288	213	2282	3110	3410	2800	2057	1390	1130	436	326	1480
1945-1946	340	309	292	2036	3860	2013	1340	1450	848	670	430	382	1164
1946-1947	658	549	492	2199	3480	4720	3110	2550	2970	2600	1200	708	2103
1947-1948	496	433	530	4117	3470	4100	3547	3060	1990	1270	537	580	2011
1948-1949	495	439	353	3038	5077	3777	3267	1917	1330	1320	743	502	1855
1949-1950	410	356	366	2637	5340	3853	2990	1713	1360	1120	458	471	1756
1950-1951	325	312	261	914	6827	5817	2300	1770	1480	1040	413	424	1824
1951-1952	320	299	276	2328	3883	2427	1703	1270	853	759	438	397	1246
1952-1953	396	322	381	1201	5443	4587	3423	2360	1380	1040	466	430	1786
1953-1954	337	316	279	2769	3780	3270	1673	1370	922	778	430	344	1356
1954-1955	383	317	309	554	5523	4997	4920	2143	1850	1130	919	538	1965
1955-1956	285	254	256	2333	4893	2880	1493	1223	1120	1200	590	436	1414
1956-1957	390	307	305	2559	3203	3707	3347	2070	1880	1320	1020	440	1712
1957-1958	437	398	397	2998	4137	5947	3440	2510	1880	1550	1470	650	2151
1958-1959	370	360	360	3598	5717	6640	6287	3507	2020	1620	1080	555	2676

Окончание таблицы 2.3

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср.год.
1959-1960	353	340	332	3180	5030	4793	3327	1920	1410	910	540	425	1880
1960-1961	507	460	457	2250	5470	5080	4423	2773	1371	1340	925	645	2142
1961-1962	522	473	473	4927	3927	5153	3523	2903	2280	1630	820	678	2276
1962-1963	351	340	597	3863	4026	3627	1720	1373	950	850	434	400	1544
1963-1964	466	303	296	1395	3390	4117	2187	1513	1200	1010	1310	590	1481
1964-1965	371	335	341	949	5047	3473	2647	1720	1090	780	506	393	1471
1965-1966	425	423	364	2400	5480	2870	1800	1640	1083	1320	710	550	1589
1966-1967	325	292	310	2311	7633	6330	4123	2063	1200	820	503	406	2193
1967-1968	312	263	730	1798	2990	2543	2310	3357	1970	1260	615	405	1546
1968-1969	290	238	255	3200	4113	2860	1583	1267	970	800	441	395	1368
1969-1970	440	377	412	2320	8950	7483	4067	2253	2070	2120	1050	570	2676
1970-1971	385	354	360	3870	4097	5713	3227	2353	1830	1710	790	550	2103
1971-1972	310	275	275	3637	5043	4263	3520	1753	1180	830	480	330	1825
1972-1973	412	354	348	3256	4410	3527	2943	1890	1390	1160	860	540	1758
1973-1974	328	271	305	3931	5047	5037	4330	2293	1410	1040	650	435	2090
1974-1975	305	272	273	3251	3187	2657	1467	1035	980	1510	535	355	1319
1975-1976	325	240	265	2552	3580	5690	3183	1570	1020	1140	620	320	1709
1976-1977	358	307	321	1972	4377	3307	2340	2543	1370	1660	657	416	1636
1977-1978	368	352	392	4199	4977	4060	2287	2057	1620	1450	1000	408	1931
1978-1979	409	353	370	4043	3603	2937	2093	2000	1250	1000	707	391	1596
1979-1980	434	348	368	1462	5473	4627	2510	1570	1670	1240	1210	650	1797
1980-1981	353	317	300	1990	3337	3580	2503	1737	1320	952	705	529	1469
1981-1982	313	317	300	2477	3253	2570	2190	1323	1180	1010	550	392	1323
Среднее	392	342	350	2473	4660	4122	2892	1999	1446	1195	711	472	1328

2.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и среднего по водности года при заданной обеспеченности стока

Гидрологический ряд наблюдений приточности р. Обь в створе Белоярской ГЭС за период 1932-1983 гг. представлен в таблице 2.3.

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 пятый, шестой, седьмой месяцы. Расчетные значения обеспеченности маловодного и средневодного года приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 - Расчетные значения обеспеченности маловодного и средневодного года

№	P, %	Среднегодовой		Половодье		Межень	
		Год	Qср.год., м3/с	Год	Qср.пол., м3/с	Год	Qср.меж., м3/с
1	2	1958-1959	2676	1958-1959	5150	1946-1947	1311
2	4	1969-1970	2676	1969-1970	5015	1938-1939	1054
3	6	1938-1939	2350	1966-1967	4492	1969-1970	1006
4	8	1961-1962	2276	1938-1939	4165	1961-1962	982
5	10	1941-1942	2195	1973-1974	4128	1957-1958	969
6	12	1966-1967	2193	1941-1942	4122	1958-1959	909
7	14	1957-1958	2151	1961-1962	4087	1970-1971	854
8	16	1960-1961	2142	1937-1938	4011	1979-1980	846
9	18	1937-1938	2132	1960-1961	3999	1947-1948	834
10	20	1970-1971	2103	1970-1971	3852	1941-1942	818
11	22	1946-1947	2103	1957-1958	3806	1960-1961	815
12	24	1973-1974	2090	1947-1948	3659	1942-1943	814
13	25	1947-1948	2011	1959-1960	3650	1956-1957	809
14	27	1936-1937	1988	1971-1972	3643	1936-1937	807
15	29	1954-1955	1965	1936-1937	3641	1977-1978	799
16	31	1977-1978	1931	1954-1955	3627	1967-1968	794
17	33	1942-1943	1882	1950-1951	3526	1937-1938	790
18	35	1959-1960	1880	1977-1978	3516	1954-1955	778
19	37	1948-1949	1855	1948-1949	3415	1948-1949	740
20	39	1971-1972	1825	1952-1953	3403	1963-1964	739
21	41	1950-1951	1824	1942-1943	3376	1976-1977	727
22	43	1979-1980	1797	1939-1940	3320	1972-1973	723
23	45	1952-1953	1786	1975-1976	3315	1940-1941	710
24	47	1972-1973	1758	1949-1950	3307	1965-1966	696
25	49	1949-1950	1756	1946-1947	3212	1932-1933	654
26	51	1956-1957	1712	1972-1973	3205	1949-1950	649
27	53	1939-1940	1709	1979-1980	3128	1978-1979	640
28	55	1975-1976	1709	1956-1957	2977	1980-1981	639
29	57	1976-1977	1636	1978-1979	2935	1973-1974	634
30	59	1978-1979	1596	1962-1963	2922	1952-1953	631
31	61	1965-1966	1589	1935-1936	2915	1959-1960	616
32	63	1967-1968	1546	1976-1977	2908	1934-1935	609
33	65	1962-1963	1544	1965-1966	2838	1950-1951	608
34	67	1940-1941	1535	1943-1944	2816	1974-1975	604
35	69	1934-1935	1521	1934-1935	2798	1933-1934	600
36	71	1935-1936	1514	1964-1965	2767	1982-1983	593
37	73	1963-1964	1481	1944-1945	2732	1955-1956	592
38	75	1944-1945	1480	1940-1941	2690	1944-1945	585
39	76	1964-1965	1471	1980-1981	2629	1981-1982	580
40	78	1980-1981	1469	1968-1969	2605	1975-1976	561
41	80	1943-1944	1452	1967-1968	2600	1962-1963	560
42	82	1955-1956	1414	1953-1954	2572	1939-1940	558
43	84	1932-1933	1392	1955-1956	2564	1966-1967	551
44	86	1968-1969	1368	1963-1964	2520	1964-1965	545
45	88	1953-1954	1356	1932-1933	2426	1971-1972	526
46	90	1982-1983	1328	1981-1982	2363	1935-1936	513
47	92	1981-1982	1323	1982-1983	2358	1953-1954	487
48	94	1974-1975	1319	1951-1952	2322	1968-1969	484

Окончание таблицы 2.4 - Расчетные значения обеспеченности маловодного и средневодного года

№	P, %	Среднегодовой		Половодье		Межень	
		Год	Q _{ср.год.} , м3/с	Год	Q _{ср.пол.} , м3/с	Год	Q _{ср.меж.} , м3/с
49	96	1933-1934	1266	1974-1975	2319	1951-1952	477
50	98	1951-1952	1246	1933-1934	2199	1943-1944	477

По расчетным обеспеченностям определяются маловодный и средневодный год. За маловодный принимается год со среднегодовой обеспеченностью 90%, т.е. в данном случае принимаем 1982-1983 год.

Для 1982-1983 года:

$$\alpha_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{п},90\%}}{Q_{\text{п},1953}} = \frac{2363}{2358} = 1,0, \quad (2.1)$$

$$\alpha_{\text{м}} = \frac{Q_{\text{м},90\%}}{Q_{\text{м},1953}} = \frac{513}{593} = 0,84. \quad (2.2)$$

За средневодный год принимается год с обеспеченностью 50%, т.е. в данном случае принимаем 1996-1997 год.

Для 1996-1997 года:

$$\alpha_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{п},50\%}}{Q_{\text{п},1996}} = \frac{3205}{2977} = 1,08, \quad (2.3)$$

$$\alpha_{\text{м}} = \frac{Q_{\text{м},50\%}}{Q_{\text{м},1996}} = \frac{649}{809} = 0,80. \quad (2.4)$$

Выбрав расчетные гидрографы средневодного и маловодного годов, необходимо уточнить годовой сток умножив среднемесячные расходы на вычисленные коэффициенты (таблица 2.5 и 2.6). Для большей наглядности гидрограф маловодного и средневодного года представлен на рисунке 2.4.

Таблица 2.5 - Маловодный год (P=90%) с приведением и без приведения (1982-1983 год):

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.} , м ³ /с
Q _{90%,м³/с}	313	317	300	2477	3253	2570	2190	1323	1180	1010	550	392	1323
Q _{пр.90%,м³/с}	313	317	300	2477	3253	2570	2190	1323	1180	1010	550	392	1323

Таблица 2.6 - Средневодный год (P=50%) с приведением и без приведения (1996-1997 год):

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.} , м ³ /с
Q _{50%} , м ³ /с	400	407	405	2559	3203	3707	3347	2070	1600	1320	1020	510	1712
Q _{пр. 50%} , м ³ /с	318	324	322	2756	3450	3992	3605	2229	1274	1051	812	2756	1712

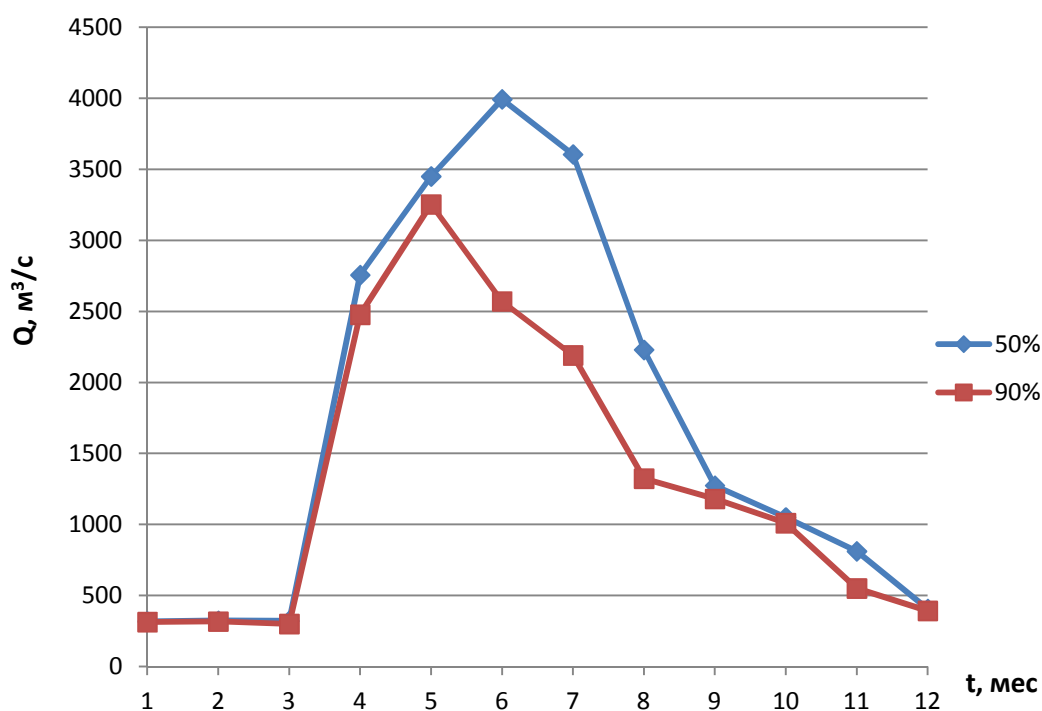


Рисунок 2.4 - Гидрографы маловодного и средневодного года

2.3 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

В проекте рассматриваются характерные суточные графики нагрузки для двух периодов: весенне-летнего и осенне-зимнего.

Типичными летними сутками принимаем 10.07.2012, типичными зимними сутками 10.12.2012г. Данные для дальнейших расчетов берутся с сайта системного оператора [1] для заданного района расположения гидроузла: ОЭС Восток (таблица 2.7 и 2.8).

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.

Таблица 2.7 - Суточные графики нагрузки и ИКН для зимнего периода

Время	Мощность потребления (МВт)	Мощность потребления (ранжированная) (МВт)	ΔP_z , тыс. МВт	$\Delta \Sigma z$, МВт·ч	ΣP , тыс. МВт	$\Sigma \Sigma$, млн.кВт·ч
0	31748	37660	60	0,06	60	0,06
1	30005	37600	178	0,356	238	0,416
2	29797	37422	105	0,315	343	0,731

Окончание таблица 2.7

Время	Мощность потребления (МВт)	Мощность потребления (ранжированная) (МВт)	ΔP_z , тыс. МВт	$\Delta \Sigma z$, МВт·ч	ΣP , тыс. МВт	$\Sigma \Sigma$, млн.кВт*·ч
3	29556	37317	244	0,976	587	1,707
4	30196	37073	72	0,36	659	2,067
5	32284	37001	55	0,33	714	2,397
6	34013	36946	70	0,49	784	2,887
7	35981	36876	32	0,256	816	3,143
8	37073	36844	9	0,081	825	3,224
9	37600	36835	89	0,89	914	4,114
10	37422	36746	33	0,363	947	4,477
11	36713	36713	732	8,784	1679	13,261
12	36876	35981	624	8,112	2303	21,373
13	37317	35357	569	7,966	2872	29,339
14	37001	34788	775	11,625	3647	40,964
15	36835	34013	633	10,128	4280	51,092
16	36844	33380	1072	18,224	5352	69,316
17	36946	32308	24	0,432	5376	69,748
18	37660	32284	536	10,184	5912	79,932
19	36746	31748	1552	31,04	7464	110,972
20	35357	30196	191	4,011	7655	114,983
21	34788	30005	208	4,576	7863	119,559
22	33380	29797	241	5,543	8104	125,102
23	32308	29556	29556	709,344	37660	834,446

Таблица 2.8 - Суточные графики нагрузки и ИКН для летнего периода

Время	Мощность потребления (МВт)	Мощность потребления (ранжированная) (МВт)	$\Delta P_{л}$, МВт	$\Delta \Sigma_{л}$, МВт·ч	ΣP , тыс. МВт	$\Sigma \Theta$, млн.кВт*ч
0	25330	27433	120	0,12	120	0,12
1	24264	27313	19	0,038	139	0,158
2	22898	27294	81	0,243	220	0,401
3	22606	27213	11	0,044	231	0,445
4	23121	27202	9	0,045	240	0,49
5	23541	27193	6	0,036	246	0,526
6	24975	27187	24	0,168	270	0,694
7	26608	27163	31	0,248	301	0,942
8	26953	27132	94	0,846	395	1,788
9	27202	27038	13	0,13	408	1,918
10	27313	27025	72	0,792	480	2,71
11	27294	26953	111	1,332	591	4,042
12	27187	26842	203	2,639	794	6,681
13	27163	26639	31	0,434	825	7,115
14	27213	26608	445	6,675	1270	13,79
15	27193	26163	507	8,112	1777	21,902
16	27433	25656	326	5,542	2103	27,444
17	27038	25330	355	6,39	2458	33,834
18	27025	24975	711	13,509	3169	47,343
19	27132	24264	723	14,46	3892	61,803
20	26842	23541	420	8,82	4312	70,623
21	26639	23121	223	4,906	4535	75,529
22	26163	22898	292	6,716	4827	82,245
23	25656	22606	22606	542,544	27433	624,789

2.4. Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Максимальная нагрузка энергосистемы для рабочего дня каждого месяца определяется следующим образом и заносится в таблицу 2.9:

$$P_t^{max} = a + (b \cdot \cos|30^\circ \cdot t - 15^\circ|), \quad (2.7)$$

где t - порядковый номер месяца в году (1- январь, 2- февраль и т. д.);
 a, b - коэффициенты, для определения которых используются формулы:

$$a = \frac{P_{зима}^{max} + P_{лето}^{max}}{2}, \quad (2.8)$$

$$b = \frac{P_{зима}^{max} - P_{лето}^{max}}{2}. \quad (2.9)$$

Таблица 2.9 - Данные для построения графика годовых графиков максимальных нагрузок энергосистемы Урал

Месяц	$(30 \cdot t - 15) \cdot (3,14/180)$	cos	a	b	Pt,max, МВт
1	0,26	0,97	32547	5114	37486
2	0,79	0,71			36164
3	1,31	0,26			33873
4	1,83	-0,26			31228
5	2,36	-0,71			28935
6	2,88	-0,97			27609
7	3,40	-0,97			27605
8	3,93	-0,71			28924
9	4,45	-0,26			31212
10	4,97	0,26			33858
11	5,50	0,71			36152
12	6,02	0,97			37482

По данным строим график максимальных нагрузок энергосистемы, рисунок 2.5.

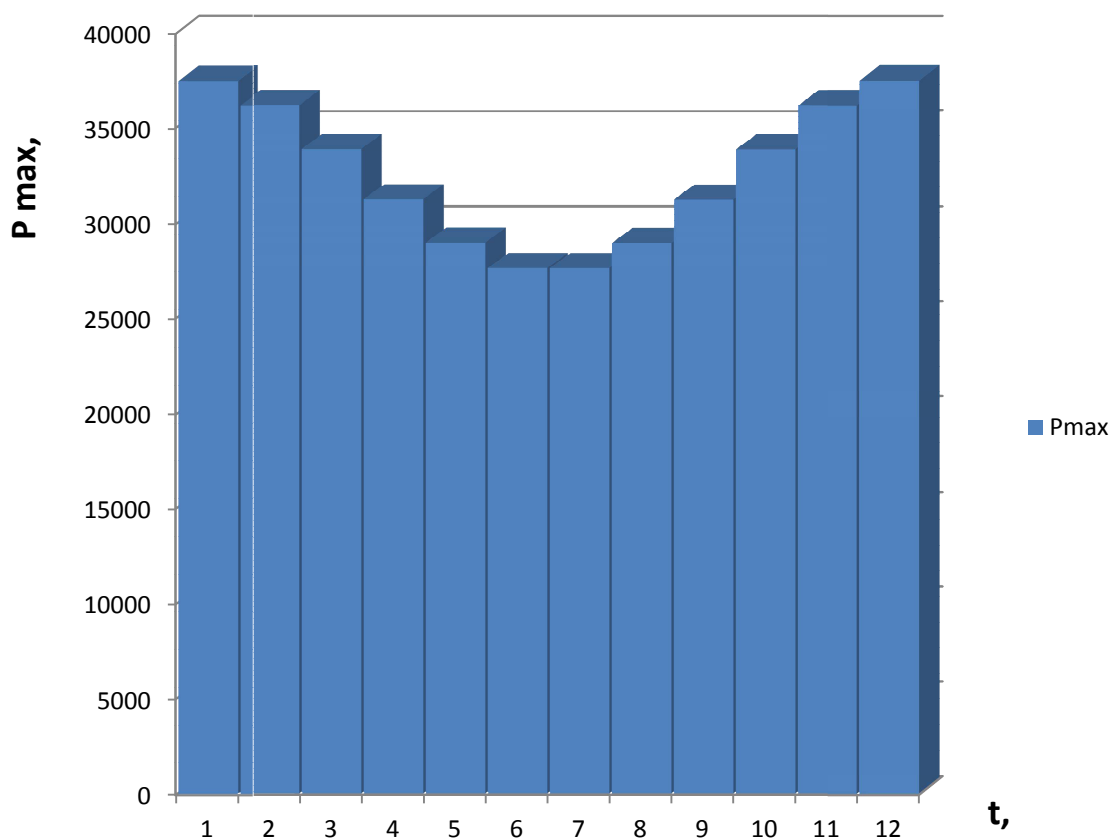


Рисунок 2.5 - График максимальных нагрузок энергосистемы

Средняя нагрузка энергосистемы для рабочего дня каждого месяца вычисляется по формуле и заносится в таблицу 2.10:

$$P_t^{\text{сред}} = a + (b \cdot \cos|30^\circ \cdot t - 15^\circ|), \quad (2.10)$$

где t - порядковый номер месяца;
 a, b – коэффициенты, вычисляются следующим образом:

$$a = \frac{P_{\text{зима}}^{\text{сред}} + P_{\text{лето}}^{\text{сред}}}{2}, \quad (2.11)$$

$$b = \frac{P_{\text{зима}}^{\text{сред}} - P_{\text{лето}}^{\text{сред}}}{2}. \quad (2.12)$$

Таблица 2.10 - Данные для построения годовых графиков среднемесячных нагрузок энергосистемы Урал

Месяц	$(30 \cdot t - 15) \cdot (3,14/180)$	cos	a	b	Pt,средн, Мвт
1	0,26	0,97	30313	4311	34478
2	0,79	0,71			33363
3	1,31	0,26			31432
4	1,83	-0,26			29201
5	2,36	-0,71			27268
6	2,88	-0,97			26150
7	3,40	-0,97			26146
8	3,93	-0,71			27258
9	4,45	-0,26			29188
10	4,97	0,26			31418
11	5,50	0,71			33353
12	6,02	0,97			34474

По данным таблицы строим график среднемесячных нагрузок энергосистемы, рисунок 2.6.

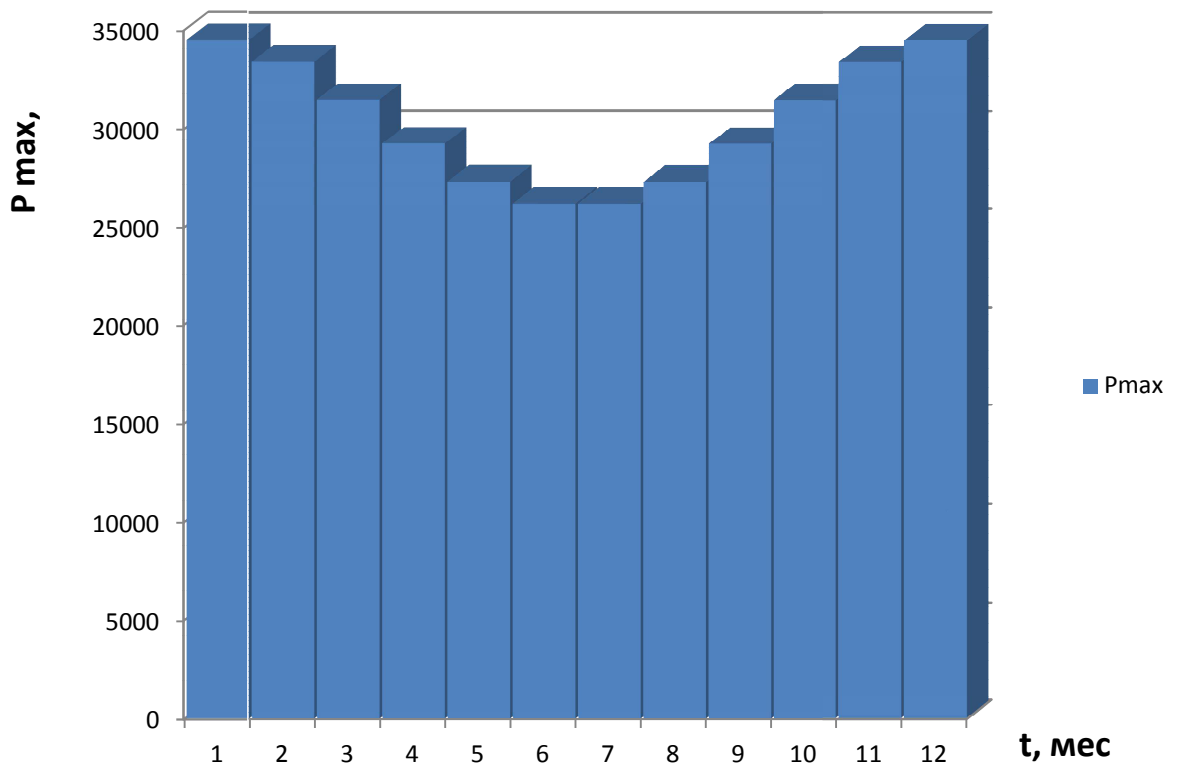


Рисунок 2.6 - График среднемесячных нагрузок энергосистемы

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

Для выбранного расчетного маловодного года (1982-1983) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N \cdot Q^{\text{пр}90\%} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.13)$$

где k_N – коэффициент мощности, $k_N = 8,7$;
 $Q^{\text{пр}90\%}$ – полезный бытовой расход расчетного маловодного года, $\text{м}^3/\text{с}$;
 $H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$ – подведенный напор ГЭС, м.

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = Z_{\text{ВВ}} - Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t)) - \Delta h, \quad (2.14)$$

где $Z_{\text{ВВ}}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке $\nabla\text{НПУ}=112$ м;
 $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t))$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривой связи, м;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях, $\Delta h = 0,2$ м.

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

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{ПОДВ}}, \quad (2.15)$$

где $Q_{\text{ВХК}}$ – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса, м³/с.

Результаты расчетов представлены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 - Режим работы без регулирования с учетом ВХК

месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Qбыт90%	313	317	300	2477	3253	2570	2190	1323	1180	1010	550	392
Qвхк	600	1700	1700	1700	1700	1100	800	800	600	600	600	600
Qфильтр	50	50	50	75	75	100	100	100	75	75	50	50
Qиспарен	0	0	0	20	20	30	30	20	10	0	0	0
Qлед	10	3	0	0	-5	-24	0	0	0	0	6	10
Qшлюз	0	0	0	3	3	3	3	3	3	0	0	0
Qсумм	60	53	50	98	93	109	133	123	88	75	56	60
Qпол.быт	253	264	250	2379	3160	2461	2057	1200	1092	935	494	332
Zвб, м	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111
Zнб, м	90,35	90,36	90,21	91,28	91,61	91,31	91,13	90,72	91,19	91,04	90,61	90,44
Nпол, м	20,65	20,64	20,79	19,72	19,39	19,69	19,87	20,28	19,81	19,96	20,39	20,56

Окончание таблица 2.11

месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Nбыт	45	47	45	408	533	422	356	212	188	162	88	59
Qвхк	600	1700	1700	1700	1700	1100	800	800	600	600	600	600
Zвб, м	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111
Zнб, м	90,72	91,70	90,96	90,96	90,96	90,66	90,51	90,51	90,72	90,72	90,72	90,72
Nвхк	20,28	19,30	20,04	20,04	20,04	20,34	20,49	20,49	20,28	20,28	20,28	20,28
Nвхк	106	285	296	296	296	195	143	143	106	106	106	106
Nбыт- Nвхк	-60	-238	-251	112	237	227	213	69	82	56	-18	-46

Данный расчёт выполняется с целью определения месяцев, в которые ГЭС будет работать на расходах, превышающих требования ВХК.

Также по формуле (2.16) рассчитывается мощность, которую мы можем распределить в месяцы регулирования. Рассчитав разность между суммарной бытовой мощностью и суммарной мощностью ВХК, можем судить о количестве «лишней» воды:

$$\sum N_{\text{быт}} - N_{\text{вхк}} = 382 \text{ МВт}. \quad (2.16)$$

Необходимо распределить получившуюся мощность таким образом, чтобы в каждый месяц мощность была бы не меньше мощности ВХК, данные сведены в таблицу 2.12 и для наглядности представлены на рисунке 2.7.

Таблица 2.12 - Данные для построение баланса энергии

t, мес.	Рср, МВт	Нсущ гэс, МВт	Нбыт, МВт	Нвхк, МВт
1	34478	1500	45	106
2	33363	1460	47	285
3	31432	1420	45	296
4	29201	1380	408	296
5	27268	1340	533	296
6	26150	1300	422	195
7	26146	1300	356	143
8	27258	1340	212	143
9	29188	1380	188	106
10	31418	1420	162	106
11	33353	1460	88	106
12	34474	1500	59	106

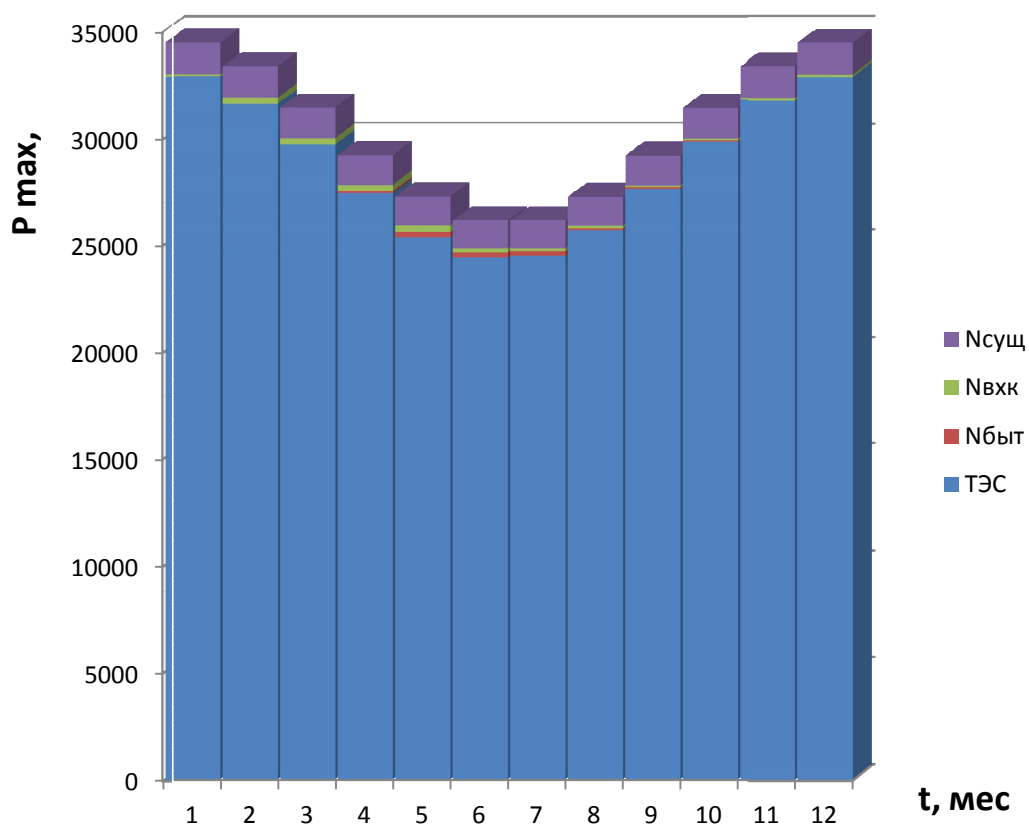


Рисунок 2.7 - Баланс энергии для проектируемой ГЭС, с учётом перераспределения бытовых мощностей

2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

Данный расчет сводится к определению периода и глубины сработки водохранилища в расчетный маловодный год.

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен $\nabla_{НПУ} = 111$ м. Месяцем, в который начинается сработка водохранилища принимается первый после половодья, в котором мощность ВХК превышает мощность проектируемой ГЭС по водотoku, в рассматриваемом случае это ноябрь.

Регулирование мощности осуществляется регулированием расхода ГЭС. Уровни верхнего и нижнего бьефа определяются с помощью кривых связей, изображенных на рисунке 2.1 и 2.2.

На рисунке 2.8 представлен график сработки и накопления водохранилища проектируемой ГЭС в маловодном году

Результаты расчетов представлены в таблицу 2.13.

Таблица 2.13 - Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году

Месяц	Qпол-быт, м ³ /с	QФил, м ³ /с	Qвхк, м ³ /с	Qвод-ща, м ³ /с	Qгэс, м ³ /с	Qхол сб, м ³ /с	Qнб, м ³ /с	V, км ³			Zвб нач, м	Zвб кон, м	Zсред, м	Zнб, м	H, м	Nгэс, МВт	Nгаран, МВт
								Vнач	ΔV	Vкон							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
11	494	50	600	56	550	0	600	35,78	0,15	35,63	111,00	110,86	110,93	90,72	20,00	96	по ВХК
12	332	50	600	1560	1892	0	1942	35,63	4,23	31,40	110,86	109,03	109,95	91,89	17,84	294	294
1	253	50	600	1920	2173	0	2223	31,40	5,13	26,27	109,03	106,70	107,86	92,08	15,56	294	294
2	264	75	1700	1361	1625	0	1700	26,27	3,46	22,81	106,70	104,99	105,84	91,70	13,92	197	по ВХК
3	250	75	1700	1375	1625	0	1700	22,81	3,43	19,38	104,99	103,17	104,08	90,96	12,90	182	по ВХК
4	2379	100	1700	-779	1600	0	1700	19,38	-2,00	21,48	103,17	104,30	103,74	90,96	12,56	175	по ВХК
5	3160	100	1700	-1560	1600	0	1700	21,49	-4,16	25,65	104,30	106,40	105,35	90,96	14,17	197	по ВХК
6	2461	100	1100	-1461	1000	0	1100	25,65	-3,87	29,52	106,40	108,20	107,30	90,66	16,41	143	по ВХК
7	2057	75	800	-1332	725	0	800	29,52	-3,38	32,90	108,20	109,69	108,94	90,51	18,21	115	по ВХК
8	1200	75	800	-475	725	0	800	32,90	-1,05	33,95	109,69	110,14	109,91	90,51	19,19	121	по ВХК
9	1092	50	600	-542	550	0	600	33,95	-1,20	35,15	110,14	110,66	110,40	90,72	19,46	93	по ВХК
10	935	50	600	-385	550	0	600	35,15	-0,63	35,78	110,66	111,00	110,83	90,72	19,89	95	по ВХК

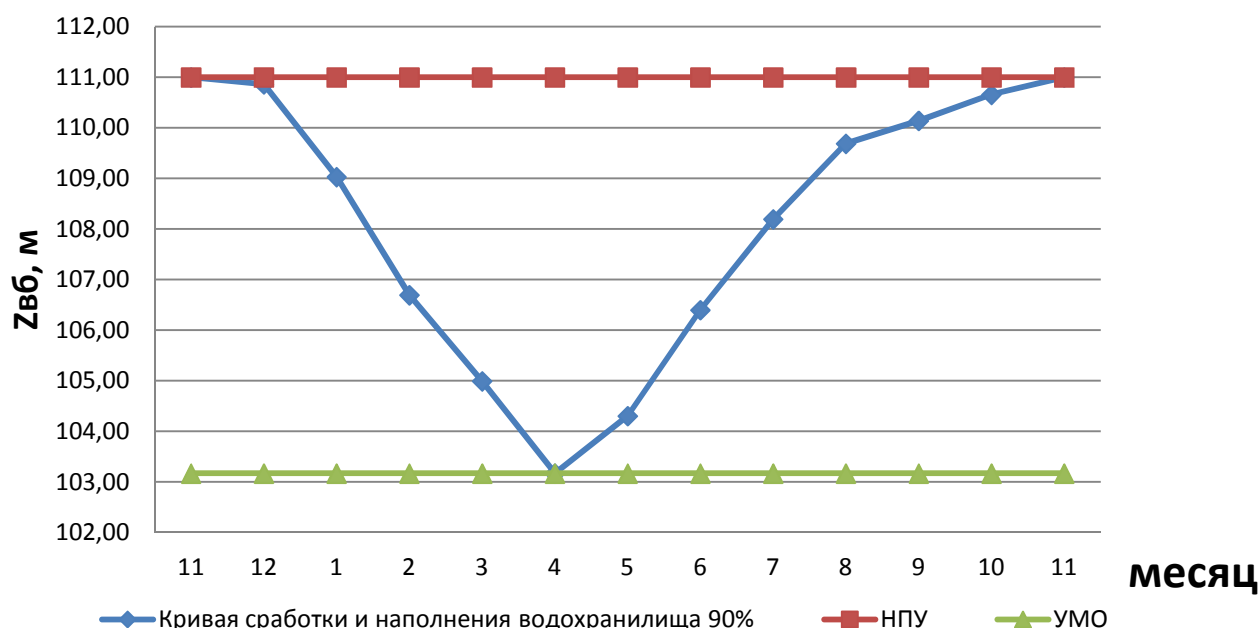


Рисунок 2.8 - График сработки и накопления водохранилища проектируемой ГЭС в маловодном году

Используя кривую связи объёмов водохранилища от уровня воды (рис.2.2) определяем полезный объём водохранилища:

$$V_{\text{ПОЛЕЗН}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 35,78 - 19,38 = 16,40 \text{ км}^3. \quad (2.17)$$

Коэффициент зарегулированности стока, который равен отношению полезного объёма водохранилища $V_{\text{ПОЛЕЗН}} = 16,40 \text{ км}^3$ к среднему за многолетний период объёма годового стока ГЭС $\bar{W} = 35,78 \text{ м}^3/\text{с}$:

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{\bar{W}}, \quad (2.18)$$

$$\beta = \frac{16,40 \cdot 10^9}{35,78 \cdot 10^9} = 0,46.$$

По полученному коэффициенту зарегулированности стока $\beta = 0,46$ получаем многолетнее регулирование, т.е. цикл длится несколько лет. Особенностью этого вида регулирования является непостоянство продолжительности цикла регулирования. При неизменном расходе водохранилища период наполнения и период опорожнения водохранилища определяется исключительно гидрологической обстановкой каждого года.

Считается что для того, чтобы водохранилище могло осуществлять многолетнее регулирование его объём должен составлять не менее 30-50% среднего за многолетний период объёма годового стока реки.

Проведя ВЭР режима ГЭС в маловодный год получили отметку $\nabla_{\text{УМО}} = 103,17$ м и рассчитали полезный объем водохранилища который составил $V_{\text{ПОЛЕЗН}} = 16,40$ км³. Также из условий маловодного года определили гарантированную мощность проектируемой Восточной ГЭС $N_{\text{гар}}=294$ МВт.

2.7 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году

Водно-энергетический расчет в среднем по водности году производится аналогично расчету в маловодном году и представлен в таблице 2.14 и на рисунке 2.9.

В таблице 2.14 был рассмотрен режим сработки и наполнения водохранилища в маловодном году.

По данному режиму была рассчитана выработка ГЭС за период от начала наполнения до начала сработки.

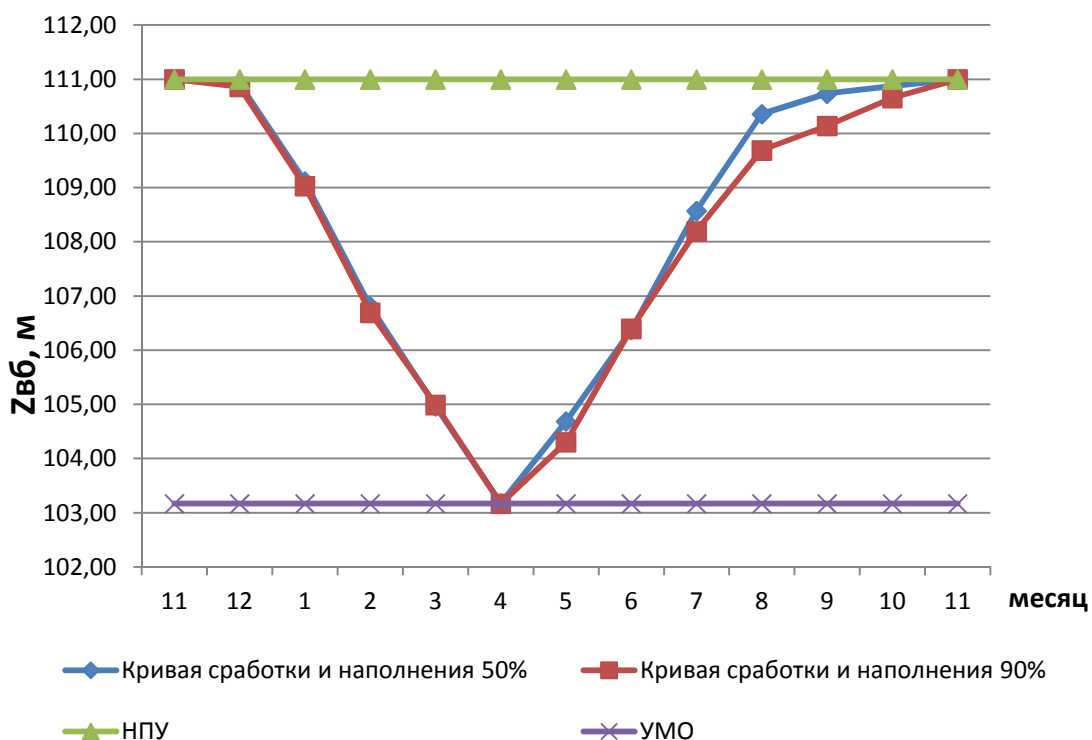


Рисунок 2.9 - График сработки и заполнения водохранилища проектируемой ГЭС в средневодном году

Таблица 2.14 - Режим работы проектируемой ГЭС в средневодном году

мес яц	Qпол- быт, м³/с	Q Фил, м³/с	Qвхк, м³/с	Qвод- ща, м³/с	Qгэс, м³/с	Qхол сб, м³/с	Qнб, м³/с	V, км³			Zвб нач, м	Zвб кон, м	Zсред, м	Zнб, м	H, м	Nгэс, МВт	Nгаран, МВт	Э, млн.кВ т·ч
								Vнач	ΔV	Vкон								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
11	756	50	600	0	756	0	806	35,78	0,00	35,78	111,00	110,92	110,96	90,92	19,82	130	96	94
12	346	50	600	1540	1886	0	1936	35,78	4,18	31,60	110,92	109,12	110,02	91,88	17,92	294	294	219
1	258	50	600	1900	2158	0	2208	31,60	5,08	26,52	109,12	106,81	107,97	92,07	15,67	294	294	219
2	271	75	1700	1470	1741	0	1816	26,52	3,76	22,76	106,81	104,97	105,89	91,79	13,88	210	197	141
3	272	75	1700	1353	1625	0	1700	22,76	3,37	19,39	104,97	103,17	104,07	90,96	12,89	182	182	136
4	2658	100	1700	-1058	1600	0	1700	19,39	-2,82	22,21	103,17	104,69	103,93	90,96	12,75	177	175	128
5	3357	100	1700	-1260	2097	0	2197	22,21	-3,41	25,62	104,69	106,38	105,53	91,19	14,12	258	197	192
6	3883	100	1100	-1800	2083	0	2183	25,62	-4,75	30,37	106,38	108,57	107,48	91,19	16,07	291	143	210
7	3472	75	800	-1620	1852	0	1927	30,37	-4,09	34,46	108,57	110,36	109,47	91,07	18,18	293	115	218
8	2106	75	800	-417	1689	0	1764	34,46	-0,88	35,34	110,36	110,74	110,55	90,99	19,34	284	121	211
9	1186	50	600	-200	986	0	1036	35,34	-0,32	35,66	110,74	110,87	110,80	91,14	19,45	167	93	120
10	976	50	600	-185	791	0	841	35,66	-0,12	35,78	110,87	111,00	110,93	90,95	19,76	136	95	101
Сумма																Э = 1988 млн. кВт·ч		

2.8 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов

На интегральной кривой нагрузки определяется место работы существующих электростанций. Проектируемая станция вписывается в график суточных нагрузок.

В часы полупиковой нагрузки зимнего дня Белоярская ГЭС будет работать с мощностью $N=250$ МВт ($\Theta=3530$ мил.кВт*ч), в часы базовой нагрузки по мощности $N=147$ МВт ($\Theta=3530$ мил.кВт*ч).

В полупиковые часы нагрузки летнего дня с $N=250$ МВт ($\Theta=3530$ мил.кВт*ч), в часы базовой нагрузки $N=147$ МВт ($\Theta=3530$ мил.кВт*ч).

Для наглядности график нагрузки и ИКН зимних и летних суток представлен на рисунках 2.10 и 2.11.

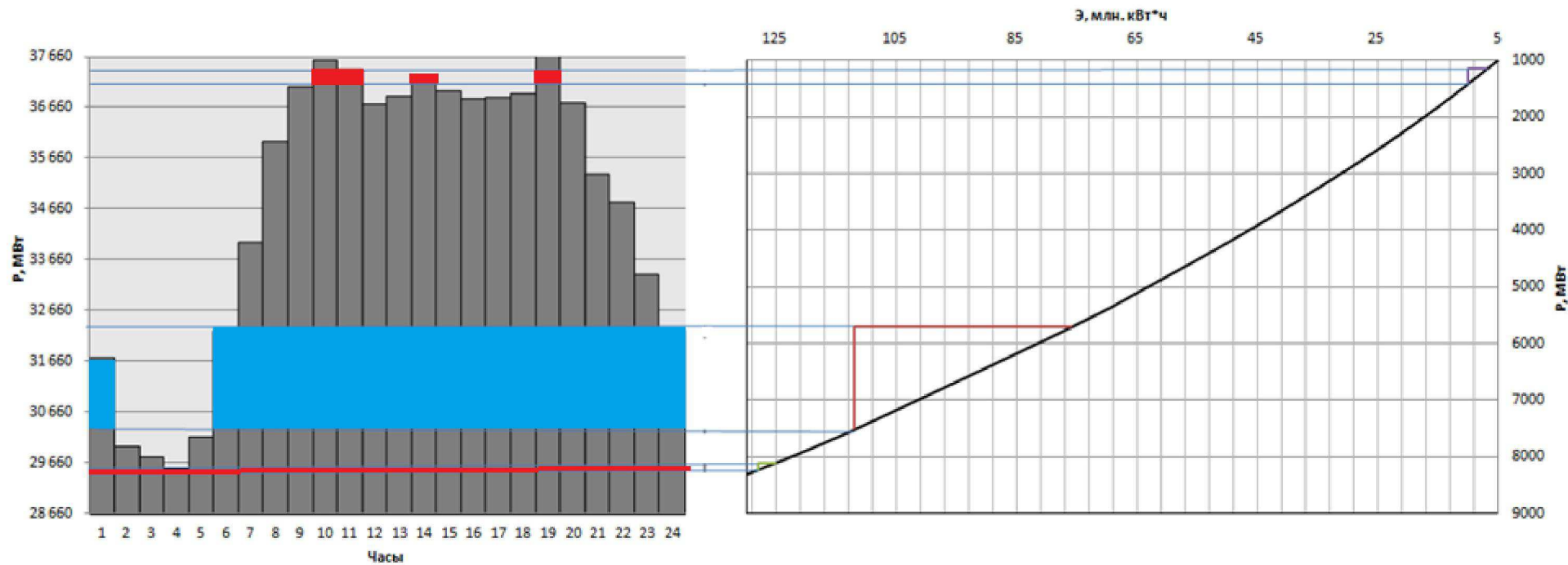


Рисунок 2.10 - График нагрузки и ИКН зимних суток: красным цветом обозначен режим работы существующих ГЭС; зелёным и фиолетовым цветом обозначен режим работы Белоярской ГЭС

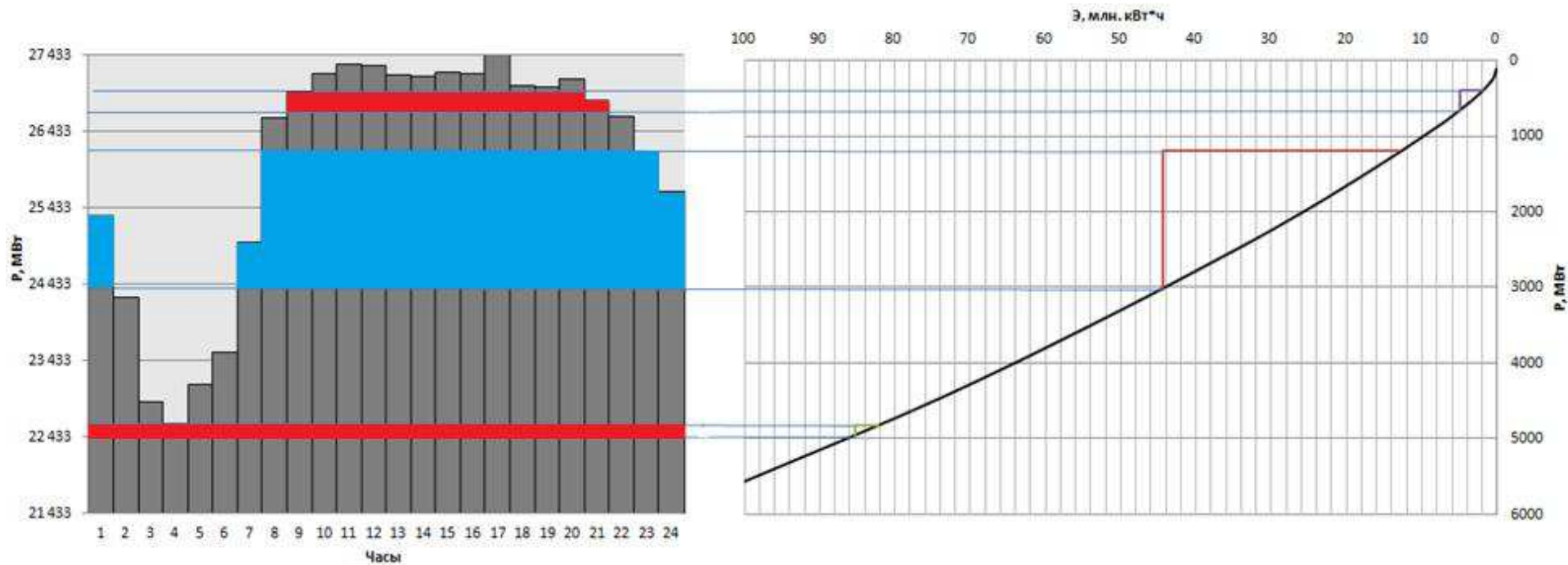


Рисунок 2.11 - График нагрузки и ИКН летних суток: красным цветом обозначен режим работы существующих ГЭС; зелёным и фиолетовым цветом обозначен режим работы Белоярской ГЭС

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 существующих ГЭС. Аварийный будет размещен как на ГЭС, так и на ТЭС. Установленную мощность ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{раб.}^{ГЭС} + N_{рез.}^{ГЭС} \quad (2.19)$$

Установленная мощность проектируемой ГЭС равна: $N_{уст.}^{ГЭС} = 225$ МВт.

Установленную мощность ТЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ТЭС} = N_{раб.}^{ТЭС} + N_{а.р.}^{ТЭС} + N_{н.р.}^{ТЭС} \quad (2.20)$$

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.

Расчеты сведены в таблицу 2.15.

Баланс мощности и энергии представлен на рисунке 2.14.

Таблица 2.15 - Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	ЭС			сущ гЭС			проект гЭС		тЭС		
	P _{tmax}	Нав	Нн	Нраб	Нав	Нн	Нраб	Нн	Нраб	Нав	Нрем
1	37486	2624	375	1500	120	312	294	62	35692	2624	0
2	36164	2531	362	1460	117	319	197	43	34507	2531	0
3	33873	2371	339	1420	114	300	182	39	32271	2371	500
4	31228	2186	312	1380	110	277	175	35	29673	2186	2325
5	28935	2025	289	1340	107	252	197	37	27398	2025	3900
6	27609	1933	276	1300	104	249	143	27	26166	1933	4920
7	27605	1932	276	1300	104	254	115	22	26190	1932	4920
8	28924	2025	289	1340	107	265	121	24	27463	2025	3900
9	31212	2185	312	1380	110	292	93	20	29739	2185	2325
10	33858	2370	339	1420	114	317	95	21	32342	2370	500
11	36152	2531	362	1460	117	339	96	22	34597	2531	0
12	37482	2624	375	1500	120	312	294	62	35688	2624	0

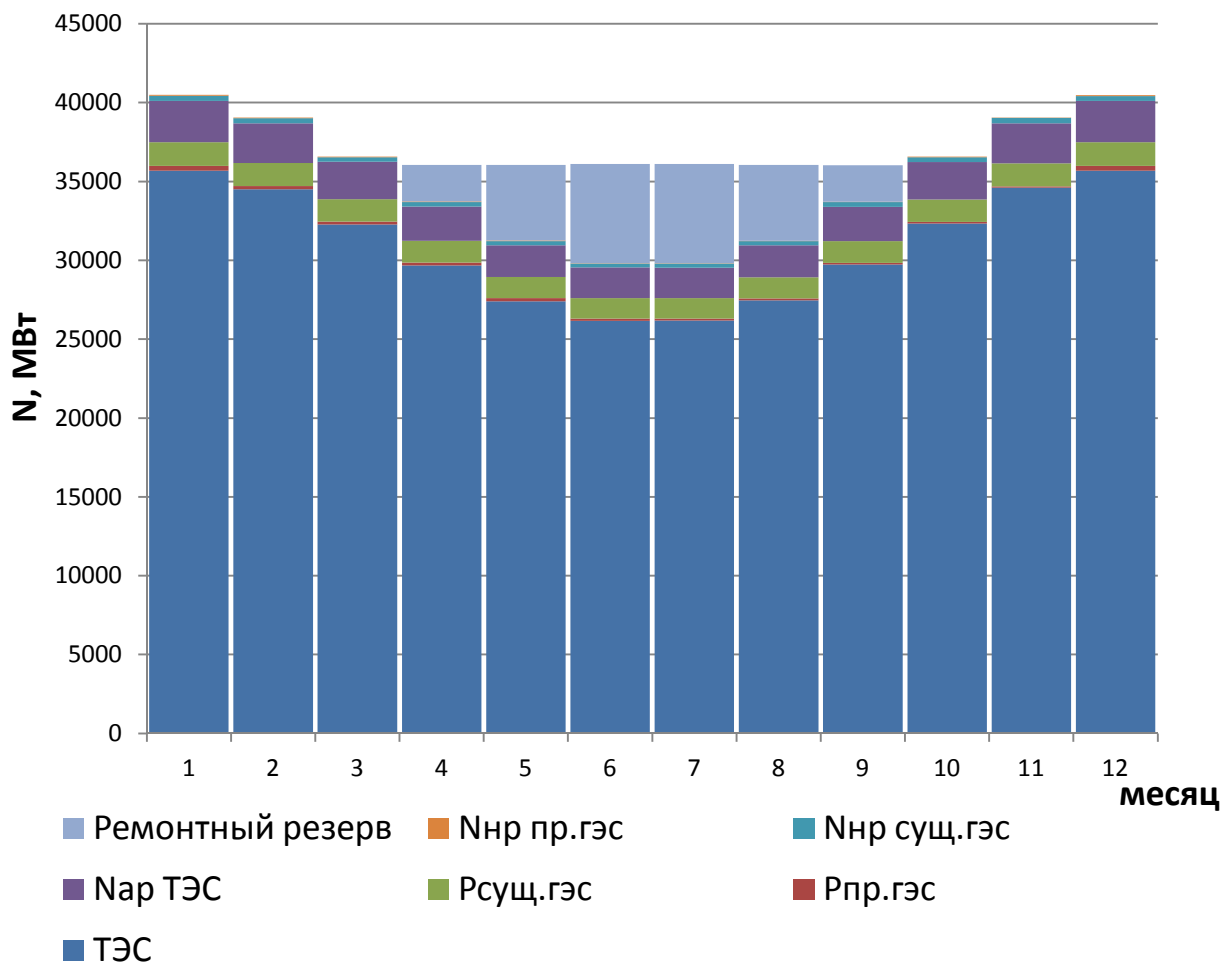


Рисунок 2.12 - Баланс мощности и энергии в маловодном году

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Построение режимного поля

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

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = \nabla ВБ - z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h_{вс}, \quad (3.1)$$

где $\nabla ВБ$ - отметка уровня воды в верхнем бьефе;
 $z_{НБ}(Q_{НБ})$ - отметка уровня воды в НБ в зависимости от расхода;
 $\Delta h_{вс}$ - потери напора в водопроводящих сооружениях.

Ограничения работы турбин:

- ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое:

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

где k_N – коэффициент мощности ($k_N = 8,7$).

- ограничение по пропускной способности ГЭС:

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

где H_p - расчетный по мощности напор. Определяется в точке пересечения линий ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчетного напора;

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

- ограничения по минимальному расходу $Q_{\min} = Q_{ВХК} = 600 \text{ м}^3/\text{с}$.

По полученным значениям строится режимное поле с учетом ограничений по минимальному расходу, мощности и пропускной способности, из которого определяем диапазон изменения напоров и расходов. Результаты расчета приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля Восточного гидроузла

Кривые связи НБ для зимы и лета		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчету установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Q _{нб} , м ³ /с	Z _{нб} , м	Н _{нпу} , м	Н _{умо} , м	Н _{звб1} , м	Н, м	Q, м ³ /с	Н, м	Q, м ³ /с
0	90,1	20,7	12,9	17,6	200	204,6	200	0,1
200	90,3	20,5	12,7	17,3	400	102,3	400	0,3
400	90,5	20,3	12,4	17,1	600	68,2	600	0,8
600	90,7	20,1	12,2	16,9	800	51,1	800	1,4
800	90,9	19,9	12,0	16,7	1000	40,9	1000	2,1
1000	91,1	19,7	11,8	16,5	1200	34,1	1200	3,1
1200	91,3	19,5	11,7	16,4	1400	29,2	1400	4,2
1400	91,5	19,3	11,5	16,2	1600	25,6	1600	5,4
1600	91,6	19,2	11,3	16,0	1800	22,7	1800	6,9
1800	91,8	19,0	11,2	15,9	2000	20,5	2000	8,5
2000	91,9	18,9	11,0	15,7	2200	18,6	2200	10,3
2200	92,1	18,7	10,9	15,6	2400	17,0	2400	12,2
2400	92,2	18,6	10,8	15,4	2600	15,7	2600	14,4
2600	92,3	18,5	10,6	15,3	2800	14,6	2800	16,7
2800	92,4	18,3	10,5	15,2	3000	13,6	3000	19,1

По полученным значениям построено режимное поле с учетом ограничений по мощности и пропускной способности. Оно отображено на рисунке 3.1.

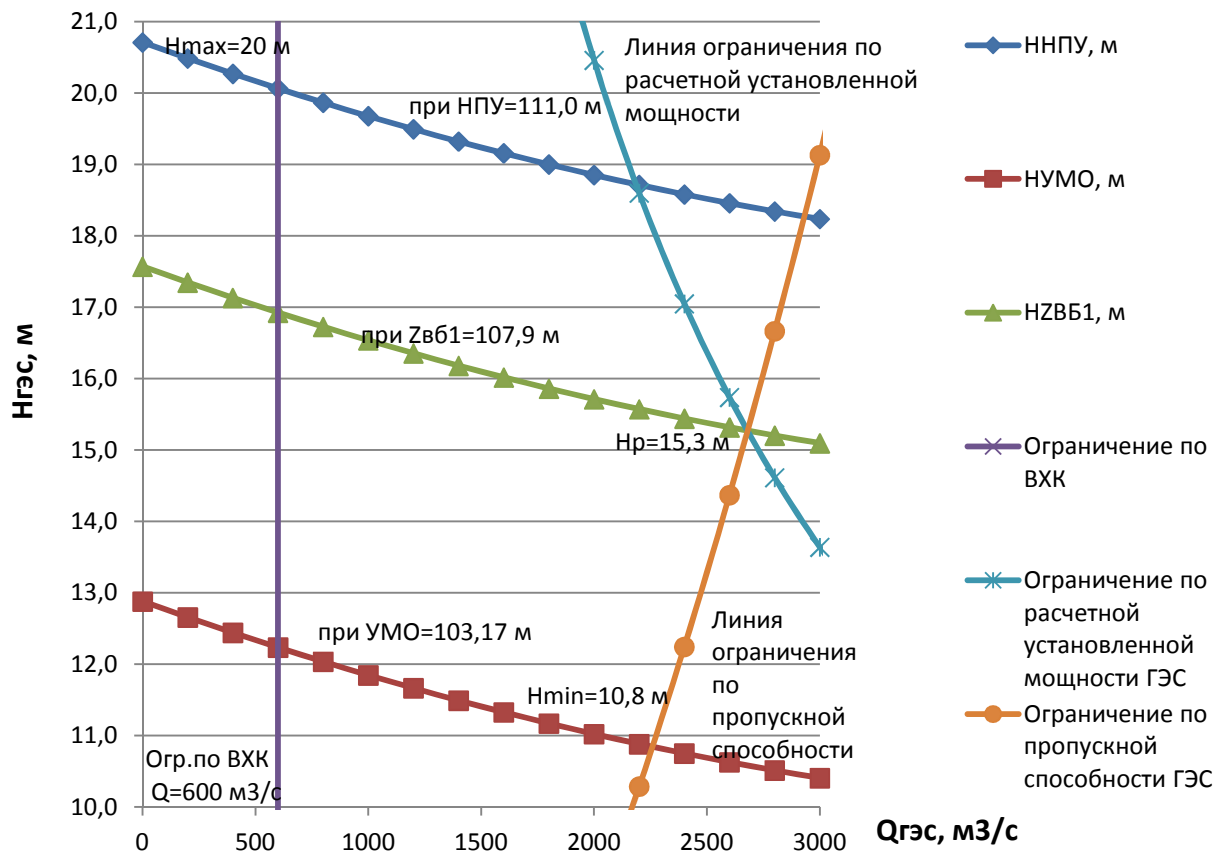


Рисунок 3.1 – Режимное поле Восточного гидроузла

Из построенного режимного поля определяем:

- максимальный напор $H_{max} = 20$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу $Q_{min}=Q_{вхк}=600$ м³/с;

- расчётный напор $H_{расч} = 15,3$ м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

- минимальный напор $H_{min} = 10,8$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

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

1. Значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного.
2. Отношение $\frac{H_{min}}{H_{max}}$ должно быть не меньше справочных данных.
3. Максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбины должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

3.1.1 Выбор турбины по главным универсальным характеристикам

Гидротурбины выбираем, исходя из величины максимального напора на станции и отношения минимального к предельному напору турбины.

Данный диапазон напоров соответствует ПЛ20-В со следующими параметрами, представленными в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметры		ПЛ20 - В
Максимальный напор	$H_{пред}, \text{ м}$	20
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,54
Оптимальная приведенная частота вращения	$n_{1opt}, \text{ об/мин}$	146
Оптимальный КПД модели	$\eta_m, \%$	0,92
Приведенный максимальный расход	$Q_{1max}, \text{ л/с}$	1850
Коэффициент кавитации	$\sigma \text{ при } Q_{1max}$	1
Приведенный диаметр РК	$D'_{1м}, \text{ м}$	0,5
Напор модельной турбины	$H_m, \text{ м}$	10
Температура	$t_m, \text{ }^\circ\text{C}$	20

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполняем расчет для ряда диаметров для каждого типа турбин.

КПД натурной турбины:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_m) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1м}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_m}{H_p^N}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_m}} \right), \quad (3.4)$$

где $\eta_m, D_{1м}, H_m$ - КПД, диаметр и напор модельной турбины;

D_1, H_p^N - диаметр и расчетный напор натурной турбины;

v_H, v_m - коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды;

ε - коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям.

Мощность одного агрегата:

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{1р} \cdot D_1^2 \cdot H_p^N \sqrt{H_p^N} \cdot \eta_T \cdot \eta_G^{cp}, \quad (3.5)$$

где $Q'_{1р}$ - приведенный расход в расчетной точке;

η_G^{cp} - средний КПД генератора (принимается $\eta_G^{cp} = 0,97$).

Число установленных на ГЭС агрегатов:

$$Z'_a = \frac{N_{ГЭС}^{уст}}{N_a}, \quad (3.6)$$

где $N_{ГЭС}^{уст}$ – расчетная установленная мощность ($N_{ГЭС}^{уст} = 356$ МВт).

Расчетное число агрегатов Z'_a округляем в большую сторону Z_a . Рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной.

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{ГЭС}^{уст}}{Z_a}. \quad (3.7)$$

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{1p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.8)$$

где n'_{1p} - приведенная частота вращения модельной гидротурбины в расчетной точке (таблица 3.2);

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

По полученной синхронной частоте вращения принимаем ближайшее большее стандартное значение по стандартному ряду.

Для выбранного диаметра турбины и стандартного значения синхронной частоты вращения необходимо нанести на главную универсальную характеристику линии приведенной частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины H_{max} , H_p , H_{min} , предварительно вычислив три значения приведенной частоты вращения:

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.9)$$

где n_c – стандартное значение синхронной частоты вращения;
 H - напор на станции, соответствует H_{max} , H_p , H_{min} .

Произведение приведенного расхода в расчетной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9.81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1.5} \cdot \eta_{гcp}}, \quad (3.10)$$

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии n'_{Ip} , чтобы произведение $Q'_I \cdot \eta_T$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства. Необходимо сделать перерасчет режимного поля на координаты универсальной характеристики.

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

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

Правая граница пересчитанного режимного поля состоит из двух линий. Верхняя линия проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата. Нижняя линия строится по формуле (3.10), подстановкой в формулу максимального напора.

Все расчеты сведены в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Результат расчета параметров оборудования для различных значений $D1$ гидротурбины ПЛ20 – В

$D1$	8,50	9,00	9,50
$\eta_T, \%$	0,9460	0,9464	0,9468
$N'_a, \text{кВт}$	70158,6	78703,1	87740,6
$Z'_a, \text{шт}$	6,88	6,14	5,50
$Z_a, \text{шт}$	8	8	6
$N_a, \text{кВт}$	60375,0	60375,0	60375,0
Δ	1,043	1,043	1,044
$n'_c, \text{об/мин}$	68,6	64,8	61,4
$n \text{ синх}, \text{об/мин}$	71,4	65,2	62,5
$n'_{\min}, \text{об/мин}$	180,9	174,8	176,8
$n'_p, \text{об/мин}$	152,0	146,9	148,6
$n'_{\max}, \text{об/мин}$	132,9	128,5	129,9
$Q'_I \cdot \eta_p$	1,47	1,31	1,57
$Q'_I \cdot \eta_{\max}$	1,41	1,26	1,48
Q_{\max}	1,24	1,10	0,99
Q_{\min}	0,91	0,81	0,73

Примечание к таблице 3.3: цветом обозначены значения параметров, выбранных вариантов гидротурбины ПЛ20-В-950.

Из полученных вариантов выбираем турбину ПЛ20-В-950 с диаметром $D1=9,50$ м, $Z_a=6$ и $n_c=148,6$ об/мин, так как это турбина удовлетворяющая таким требованиям как:

- высоким значение КПД в расчетной точке;
- маленьким количеством агрегатов, что приводит к увеличению КПД реактивных турбин за счет масштабного эффекта, снижению стоимости

основного оборудования, сокращения сроков изготовления, монтажа численности эксплуатационного персонала проектируемой ГЭС;

- рабочая зона на универсальной характеристике расположена таким образом, что оптимум КПД попадает между линиями n'_{Ip} и n'_{Imin} .

На главной универсальной характеристике проводим линии $n'_{I_{max}}$, n'_{Ip} и n'_{Imin} . Определяем окончательно положение расчетной точки на линии n'_{Ip} с учетом округленного числа агрегатов и уточненной мощности агрегата. Для этого на ГУХ на линии n'_{Ip} подбираем такое сочетание Q'_I и η_T , чтобы выполнялось равенство, приведенное в уравнении (3.10).

Для полученной расчетной точки строим линию ограничения по мощности генератора, для этого на линии n'_{Imin} , соответствующей напору H_{max} , аналогичным образом, подставив в уравнение (3.10) вместо H_p максимальный напор.

Линию ограничения по турбине строим проведением через расчетную точку линии параллельной открытию направляющего аппарата, α_0 .

Далее переносим режимное поле на универсальную характеристику (рисунке 3.2).

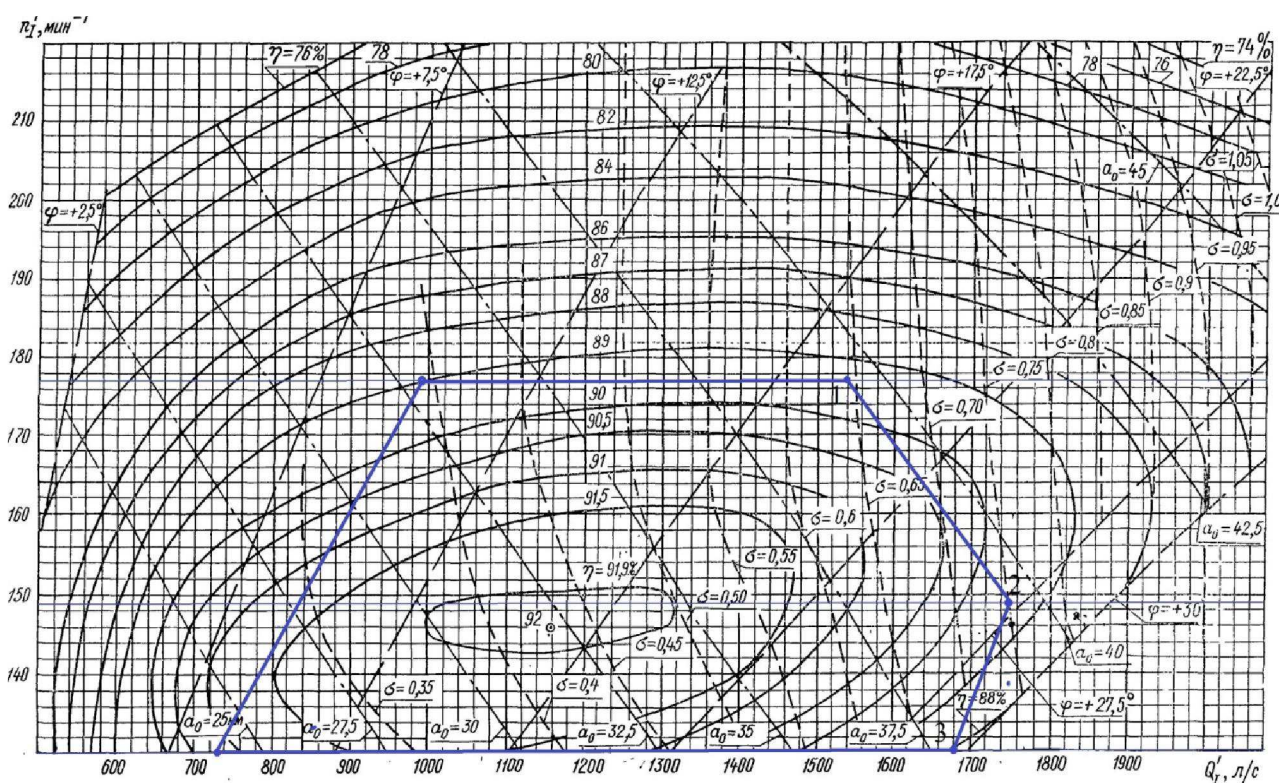


Рисунок 3.2 – Главная универсальная характеристика ПЛ20-В-950

3.1.2 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу

Линию ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитываем в координату универсальной характеристики для двух значений напора H_{\max} и H_{\min} по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{\min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H}} \quad (3.12)$$

Количество агрегатов, обеспечивающих минимальный расход равен шести, таким образом, линии ограничения рассчитываем:

$$Q'_I = \frac{Q_{\min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{\min}}} = \frac{600000}{6 \cdot 9.50^2 \cdot \sqrt{1.044 \cdot 10.8}} = 990 \text{ л/с}, \quad (3.13)$$

$$Q'_I = \frac{Q_{\min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{\max}}} = \frac{600000}{6 \cdot 9.50^2 \cdot \sqrt{1.044 \cdot 20}} = 730 \text{ л/с}. \quad (3.14)$$

При выбранных параметрах турбин f может работать при минимальном расходе, так как линия ограничения, соответствует приведенным расходам, не выходит за пределы рабочего диапазона универсальной характеристики (рис.3.2).

3.2 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы

Отметку рабочего колеса находим по формуле:

$$\nabla Z_{\text{рк}} = Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) + H_s, \quad (3.15)$$

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

Глубина отсасывания рассчитывается для трех наиболее опасных с точки зрения кавитационных случаев, то есть требующая наибольшего заглубления рабочего колеса:

- работа одного агрегата при расчетном напоре и номинальной мощности;
- работа одного агрегата при максимальном напоре и номинальной мощности;
- работа одного агрегата при минимальном напоре и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высоту отсасывания определяем по формуле:

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

где B - барометрическое давление ($B=10,33$ м вод.ст.);

$Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})$ - отметка НБ при данном расходе;

σ - коэффициент кавитации, определяемый по универсальной характеристике;

ΔZ_{min} - разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбины, которая для РО рассчитывается как:

$$\Delta Z_{\text{min}} = b_0/2, \quad (3.17)$$

где b_0 - высота направляющего аппарата.

3.2.1 Работа одного агрегата при максимальном напоре и номинальной мощности

На ГУХ проектируемой турбины (рис.3.2) находим точку расчетного напора и соответствующий ей расход, который пересчитываем из приведенного по формуле (3.15). В этой точке определяем $\sigma = 0,64$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) = 90,4$ м.

$$Q_{\text{min}} = Q' \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta \cdot H_{\text{max}}}, \quad (3.18)$$

$$Q_{\text{min}} = 1,54 \cdot 9,50^2 \cdot \sqrt{1,044 \cdot 20} = 466,7 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Определяем высоту отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{90,4}{900} - 0,64 \cdot 10,8 - 1,5 = 1,82 \text{ м}.$$

3.2.2 Работа одного агрегата при расчетном напоре и номинальной мощности

На ГУХ проектируемой турбины (рис.3.2) находим точку максимального напора и соответствующий ей расход, который пересчитываем из приведенного по формуле (3.15). В этой точке определяем $\sigma = 0,75$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) = 90,75$ м.

$$Q_{\text{min}} = Q' \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta \cdot H_p}, \quad (3.19)$$

$$Q_{\text{min}} = 1,75 \cdot 9,50^2 \cdot \sqrt{1,044 \cdot 15,3} = 631,2 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Определяем высоту отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{90,75}{900} - 0,75 \cdot 15,3 - 1,5 = -2,75 \text{ м.}$$

3.2.3 Работа одного агрегата при минимальном напоре и соответствующей ему мощности на линии ограничения

На ГУХ проектируемой турбины (рис.3.2) находим точку минимального напора и соответствующий ей расход, который пересчитываем из приведенного по формуле (3.15). В этой точке определяем $\sigma = 0,68$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{нб}(Q_{нб}) = 90,9$ м.

$$Q_{\min} = Q' \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta \cdot H_{\min}}, \quad (3.20)$$

$$Q_{\min} = 1,68 \cdot 9,50^2 \cdot \sqrt{1,044 \cdot 10,8} = 692,8 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Определяем высоту отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{90,9}{900} - 0,68 \cdot 10,8 - 1,5 = -4,77 \text{ м.}$$

Полученные результаты сведены в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	D_1 , м	Z_a , шт	n_c , об/мин	N_a , МВт	H_{s1} , м	H_{s2} , м	H_{s3} , м
ПЛ20-В	9.50	6	148.6	88	1.82	-2.75	-4.77

Из всех полученных расчетных значений H_s выбираем такое значение, которое обеспечивает бескавитационную работу во всех рассмотренных режимах работы, то есть $H_s = 0,35$ м.

3.3 Подбор и контрольный расчет отсасывающей трубы

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,43 \cdot D_1 = 2,43 \cdot 9,5 = 23,09 \text{ м.} \quad (3.21)$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{с.к.вх} = 1,2 \cdot D_1 = 1,2 \cdot 9,5 = 11,4 \text{ м.} \quad (3.22)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_{с.к} = 210^\circ.$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{сп} = 2,65 \cdot D_1 = 2,65 \cdot 9,5 = 25,18 \text{ м.} \quad (3.23)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,05 \cdot D_1 = 4,05 \cdot 9,5 = 38,48 \text{ м.} \quad (3.24)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,65 \cdot D_1 = 2,65 \cdot 9,5 = 25,18 \text{ м.} \quad (3.25)$$

Наружный диаметр вала:

$$D'_в = 105 \cdot \left(\frac{N_a}{n_c}\right)^{0,35} = 105 \cdot \left(\frac{88000}{62,5}\right)^{0,35} = 1235 \text{ мм.} \quad (3.26)$$

где N_a – мощность агрегата, кВт;

n_c – синхронная частота вращения турбины.

Полученное значение диаметра округляют до стандартизованного (кратное 50 мм при $D'_в$ менее 1000 мм и кратное 100 мм при $D \geq 1000$ мм).

$$D'_в = 1300 \text{ мм.}$$

Диаметр шахты агрегата:

$$D_{ш} = D_c + 2 \cdot B_{вк} = 15,0 + 2 \cdot 1,2 = 17,4 \text{ м.} \quad (3.27)$$

где $B_{вк}$ – ширина воздушной камеры, принимаем равной 1,2 м.

По рекомендациям ширина здания ГЭС:

$$B'_{ГЭС} = D_{ш} + 11,0 = 17,4 + 11,0 = 28,4 \text{ м.} \quad (3.28)$$

где $D_{ш}$ – диаметр шахты агрегата по формуле (5.7).

Принимаем ширину машинного зала:

$$B_{мз} = 28,4 \text{ м.}$$

Ширина агрегатного блока с округлением до целого в большую сторону:

$$B_{\text{бл}} = (2,7 \div 3,7) \cdot D_1 = 3,7 \cdot 9,5 = 35,15 \approx 36 \text{ м.} \quad (3.29)$$

Ширина монтажной площадки для ГЭС с числом агрегатов 4-6 рекомендуется принимать [8]:

$$L_{\text{мп}} = (1 \div 1,3) \cdot B_{\text{бл}} = 1,1 \cdot 36 = 39,6 \text{ м.} \quad (3.30)$$

Принимаем ширину монтажной площадки $L_{\text{мп}} = 40 \text{ м.}$

Длина машинного зала:

$$L_{\text{мз}} = n \cdot B_{\text{бл}} + L_{\text{мп}} = 6 \cdot 36 + 40 = 256 \text{ м.} \quad (3.31)$$

Высота машинного зала:

Принимаем высоту машинного зала:

$$H_{\text{м.з.}} = 23 \text{ м.}$$

По справочным данным назначаем колонну:

$$H_{\text{к}} = 14 \text{ м.}$$

3.4 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки

Маслонапорные установки (МНУ) предназначены для питания маслом под давлением гидравлической части системы регулирования гидротурбин. МНУ состоит из гидравлического аккумулятора, маслонасосного агрегата и аппаратуры автоматики. В гидроаккумуляторе содержится необходимый для регулирования объем масла, остальная часть аккумулятора заполнена сжатым воздухом.

Габаритные размеры МНУ определяются объемом масловоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме для турбины ПЛ20-В-950 определим тип маслонапорной установки: МНУ 6,3/1 – 40 – 8 – 2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором ГА 6,3/1-40 вместимостью $6,3 \text{ м}^3$, состоящим из одного сосуда на давление 4 МПа (40 кгс/см^2); с маслонасосным агрегатом, имеющим сливной бак МА8-2 вместимостью 8 м^3 с двумя насосами.

3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения.

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi}; \quad (3.32)$$

где $\cos\varphi = 0,8 - 0,9$;

$$S_{\text{ном}} = \frac{85,0}{0,80} = 106,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{6000}{n_c}; \quad (3.33)$$

$$p = \frac{6000}{62,5} = 96.$$

По каталогу гидрогенераторов НПО «ЭЛСИБ», выбираем гидрогенератор по номинальной мощности и числу пар полюсов: СВ 1500/170-96.

4 Компонировка и сооружения гидроузла

4.1 Выбор компоновки гидроузла

Существенное влияние на компоновку оказывают особенности рельефа на месте строительства. В данном случае для проектируемого гидроузла выбираем плотинную компоновку. Исходя из этого, в состав гидроузла входят следующие сооружения:

- бетонная водосбросная плотина гравитационного типа;
- здание ГЭС руслового типа;
- глухая грунтовая плотина.

4.1.1 Класс сооружения

Плотина высотой 30 м. Основание – известняк.

Класс основных гидротехнических сооружений назначаем в зависимости от их высоты и типа грунтов оснований по СНиПу [1]:

Водосливная часть плотины, присваиваем класс III, так как высота плотины находится в пределах 20-50 м.

Глухая грунтовая часть плотины, присваиваем класс III по тому же признаку.

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их социально-экономической ответственности и условий эксплуатации:

По объему водохранилища присваиваем класс I, так как объем водохранилища свыше 1000 млн. м³.

Вывод: присваиваем I класс всем основным сооружениям гидроузла.

4.1.2 Выбор типа плотины

Длина створа по гребню составляет 1171 метров, с экономической точки зрения бетонную плотину такой длины возводить не выгодно, поэтому принято решение спроектировать каменно-набросную плотину общей длиной 525 м. Заложение откосов плотины принято $ctg\varphi = 1,25$. Ширину каменно-набросной плотины по гребню принимаем равной 11 м. Максимальная ширина подошвы плотины, полученная, исходя из заложения откосов, и ширины гребня составила 28,4 метров. Отметка гребня каменно-набросной плотины соответствует отметке ГБ. В качестве противодиффузионного устройства принята асфальтобетонная диафрагма, защищенная слоями ПГС и мелкообломочной скалы. На откосах плотины устраиваем бермы шириной 4 метра.

Сопряжение с грунтовой плотиной осуществляем с помощью врезки зуба бетонной плотины в асфальтобетонную диафрагму.

4.1.3 Определения отметки гребня бетонной плотины

При определении отметки гребня земляной плотины производится волновой расчёт для основного случая (при отметке уровня верхнего бьефа равной НПУ).

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s; \quad (4.1)$$

Условная расчётная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla_{\text{УВБ}} - \nabla_{\text{ДНО}}}{2}; \quad (4.2)$$

где $\nabla_{\text{УВБ}}$ – отметка уровня воды в верхнем бьефе: для основного случая - $\nabla_{\text{НПУ}}$;

$\nabla_{\text{ДНО}}$ – отметка дна водохранилища принимается из кривой связи расходов в нижний бьеф и уровней нижнего бьефа.

$$d = \frac{111 - 90}{2} = 11,5 \text{ м.}$$

Высота ветрового нагона:

$$\Delta h_{\text{set}} = K_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot (d + \Delta h_{\text{set}})} \cdot \cos(\alpha), \quad (4.3)$$

где V_w – расчётная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды примем $V_w = 18 \text{ м/с}$;

L – длина разгона волны, принимаем $L = 16000 \text{ м}$;

d – условная расчётная глубина воды в водохранилище;

α – угол между продольной осью водохранилища и направлением господствующих ветров, в настоящем курсовом проекте $\alpha = 0^\circ$;

$K_w = 2,1 \cdot 10^{-6}$.

$$\Delta h_{\text{set1}} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{18^2 \cdot 16000}{9,81 \cdot 11,5} \cdot \cos(0^\circ) = 0,0965 \text{ м,}$$

$$\Delta h_{\text{set}} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{18^2 \cdot 16000}{9,81 \cdot (11,5 + 0,0582)} \cdot \cos(0^\circ) = 0,096 \text{ м.}$$

Безразмерные комплексы для определения высоты волны 1% обеспеченности:

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2}, \quad (4.4)$$

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 10000}{18^2} = 302,7,$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w}, \quad (4.5)$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{18} = 11772,$$

где t – период развития волн на водохранилище, принимаем $t = 21600$ с..

По графику [2] по верхней огибающей кривой определяются параметры:

По значению $\frac{g \cdot L}{V_w^2} = 333,1$:

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,028;$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 2,07;$$

По значению $\frac{g \cdot t}{V_w} = 11772$,

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,08;$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 4;$$

Выбираем минимальное значение и вычисляем средний период волны и среднюю высоту волны:

$$\bar{h} = \frac{0,030 \cdot V_w^2}{g}; \quad (4.6)$$

$$\bar{h} = \frac{0,028 \cdot 18^2}{9,81} = 0,925 \text{ м};$$

$$\bar{T} = \frac{2,07 \cdot V_w}{g}; \quad (4.7)$$

$$\bar{T} = \frac{2,07 \cdot 18}{9,81} = 3,79 \text{ с.}$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2 \cdot \pi}; \quad (4.8)$$

$$\bar{\lambda}_d = \frac{9,81 \cdot 3,79^2}{2 \cdot 3,14} = 22,44 \text{ м,}$$

Проверка условия:

$$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d; \quad (4.9)$$

11,5 > 0,5 · 22,44 – условие выполняется.

Условия выполнены. Производим расчёт для глубоководной зоны.

Высота волны 1 (%) обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i; \quad (4.10)$$

где K_i – коэффициент, определяемый по [2].

$$K_i = 2,$$

$$h_{1\%} = 0,925 \cdot 2 = 1,85 \text{ м,}$$

Высота наката волн на откос обеспеченностью 1% по накату:

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

Выбирая каменное крепление откосов из [5] принимаем: $k_r = 0,95$ и $k_p = 0,85$; $k_{sp} = 1,2$. Коэффициент $k_{run} = 2,2$ - снятый с графика [2].

$$h_{run1\%} = 0,95 \cdot 0,85 \cdot 1,2 \cdot 2,2 \cdot 1,85 = 3,9 \text{ м.}$$

Превышение гребня плотины над расчётным уровнем в верхнем бьефе.

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a; \quad (4.12)$$

где a – конструктивный запас, принимаем 0,8 м.

$$h_s = 3,9 + 0,096 + 0,8 = 4,8 \text{ м.}$$

Определим отметку гребня плотины:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = 111 + 4,8 = 115,8 \text{ м;}$$

Отметку гребня грунтовой плотины и быка принимаем:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = 116 \text{ м.}$$

4.2 Гидравлический расчет водобросной плотины

Гидравлический расчет выполняется для основного расчетного случая (при НПУ и УНБ($Q_{0,1\%}$)) и поверочного расчетного случая (при ФПУ и ($Q_{0,01\%}$)).

4.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Основной расчетный случай:

Расчетный расход через водобросную плотину:

$$Q_{\text{расч}} = Q_{\text{max.осн}} - (n - 1) \cdot Q_{\text{ГА}}; \quad (4.13)$$

где $Q_{\text{max.осн}}$ – максимальный основной расход обеспеченностью 0,1%,

n – количество гидроагрегатов на станции;

$Q_{\text{ГА}}$ – пропускная способность одного агрегата.

$$Q_{\text{расч}} = 10156 - (6 - 1) \cdot 280 = 8756 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Определяем ширину водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_b}, \quad (4.14)$$

где q_b – удельный расход на водосливе, определяется по формуле:

$$q_b = 1,25 \cdot q_p, \quad (4.15)$$

где q_p – удельный расход на рисберме, определяется по формуле:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}}, \quad (4.16)$$

где $[v_h]$ – допустимая скорость на рисберме, принимаемая в зависимости от грунтов слагающих дно реки, в нашем случае имеем известняк $[v_h] = 6 \frac{\text{м}}{\text{с}}$.

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

В данном случае:

$$h_{\text{НБ}} = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{ДНА}}, \quad (4.17)$$

$$h_{\text{НБ}} = 93,1 - 90,0 = 3,1 \text{ м};$$

$$q_p = 6 \cdot 3,1 = 18,6 \frac{\text{м}^2}{\text{с}};$$

$$q_B = 1,25 \cdot 18,6 = 23,25 \frac{\text{м}^2}{\text{с}};$$

$$B = \frac{8756}{23,25} = 376,6 \text{ м},$$

Определим число пролетов n , которые имеют стандартную ширину, которая принимается в соответствии с техническим регламентом заводов изготовителей гидромеханического оборудования.

$$n = \frac{B}{b}, \quad (4.18)$$

где b – ширина пролета, принимаем из стандартного ряда $b = 30 \text{ м}$;

$$n = \frac{376,6}{30} = 12,6 \approx 13.$$

Так как число пролетов больше 6, то добавляется один пролет, следовательно:

$$n = 13 + 1 = 14$$

Тогда ширина водосливного фронта, которую будем принимать в дальнейших расчетах:

$$B = n \cdot b, \quad (4.19)$$

$$B = 14 \cdot 30 = 420 \text{ м}.$$

4.2.2 Расчет ширины быка

Ширина быка определяется по формуле:

$$\delta_B = 0,2 \cdot b, \quad (4.20)$$

$$\delta_B = 0,2 \cdot 30 = 6 \text{ м.}$$

4.2.3 Определение отметки гребня водослива

Определим напор на водосливе.

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m(B-b)\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}}; \quad (4.21)$$

где m – коэффициент расхода водослива.

Для предварительных расчетов принимаем водослив безвакуумного практического профиля $m = 0,49$ по [6], тогда:

$$H_{01} = \left(\frac{8756}{0,49 \cdot (420 - 30) \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 4,75 \text{ м.}$$

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_n \cdot (B - b) \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (4.22)$$

где $\sigma_{сж}$ – коэффициент бокового сжатия;

σ_n – коэффициент подтопления, $\sigma_n = 1$.

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (4.23)$$

где b – ширина одного пролета;

ε – коэффициент формы береговых устоев или промежуточных быков водослива, принимаем $\varepsilon = 0,45$ [6];

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot 0,45 \cdot \frac{4,75}{30} = 0,99.$$

$$H_{02} = \left(\frac{8756}{0,49 \cdot 0,99 \cdot 1,0 \cdot (420 - 30) \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 4,78 \text{ м.}$$

Напор на гребне водослива с учетом скорости подхода потока к водосливу V_0 :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g}, \quad (4.24)$$

где V_0 – скорости подхода потока к водосливу, определяется по формуле:

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}) \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_B)}, \quad (4.25)$$

где α – коэффициент Кориолиса, в расчетах принимаем $\alpha = 1,1$;
 $\delta_B = 6$ м – толщина бычка.

$$V_0 = \frac{8756}{(111 - 90) \cdot (420 + (14 - 1) \cdot 6)} = 0,84 \frac{\text{м}^2}{\text{с}},$$

$$H = 4,78 - \frac{1,1 \cdot 0,84^2}{2 \cdot 9,81} = 4,74 \text{ м.}$$

4.2.4 Отметка гребня водослива:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}}, \quad (4.26)$$

где $H_{\text{ст}}$ – стандартный напор, м, ближайший к H в соответствии с техническим регламентом. Принимаем $H_{\text{ст}} = 5,0$ м.

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}}, \quad (4.27)$$

$$\nabla_{\text{ГВ}} = 111 - 5 = 106 \text{ м.}$$

4.2.5 Проверка на пропуск поверочного расхода

Определяется напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^2; \quad (4.28)$$

где

$$Q_{\text{р.пов}} = Q_{\text{пов.мах}} - Q_{\text{ГЭС}}; \quad (4.29)$$

где $Q_{\text{мах.пов}}$ – максимальный основной расход с 0,01 % повторяемостью;
 $Q_{\text{ГЭС}}$ – расход через все турбины ГЭС, при работе на номинальную мощность, определяется с режимного поля и равен $Q_{\text{ГЭС}} = 1680 \text{ м}^3/\text{с}$.

$$Q_{p.пов} = 11576 - 1680 = 9896 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$H_{01} = \left(\frac{9896}{0,49 \cdot 420 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 4,90 \text{ м.}$$

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (4.30)$$

где $\sigma_{сж}$ – коэффициент бокового сжатия;
 σ_n – коэффициент подтопления, $\sigma_n = 1$.

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (4.31)$$

где b – ширина одного пролета;

ε – коэффициент формы береговых устоев или промежуточных быков водослива, принимаем $\varepsilon = 0,45$ [6];

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot 0,45 \cdot \frac{4,9}{30} = 0,99.$$

$$H_{02} = \left(\frac{9896}{0,49 \cdot 0,99 \cdot 1,0 \cdot 420 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 4,94 \text{ м.}$$

Напор на гребне водослива с учетом скорости подхода потока к водосливу V_0 :

$$H_{пов} = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g}, \quad (4.32)$$

где V_0 – скорости подхода потока к водосливу, определяется по формуле:

$$V_0 = \frac{Q_{p.пов}}{(\nabla ФПУ - \nabla дна) \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_B)}, \quad (4.33)$$

где α – коэффициент Кориолиса, в расчетах принимаем $\alpha = 1,1$;
 $\delta_B = 6 \text{ м}$ – толщина бычка.

$$V_0 = \frac{9896}{(112 - 90) \cdot (420 + (14 - 1) \cdot 6)} = 0,90 \frac{\text{м}^2}{\text{с}},$$

$$H_{\text{пов}} = 4,94 - \frac{1,1 \cdot 0,90^2}{2 \cdot 9,81} = 4,89 \text{ м};$$

Определяется расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla \text{ФПУ}_p = \nabla \text{ГВ} + H_{\text{пов}}, \quad (4.34)$$

$$\nabla \text{ФПУ}_p = 106 + 4,89 = 111 \text{ м.}$$

Расчетная отметка ФПУ должна быть равна или меньше заданной, условие выполняется.

4.2.6 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Предварительно определим критическую глубину:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B + (n - 1) \delta_B)^2 g}}; \quad (4.35)$$

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 8756^2}{(420 + (14 - 1) \cdot 6)^2 \cdot 9,81}} = 3,26 \text{ м.}$$

Вычислим полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА}, \quad (4.36)$$

$$T_0 = 111 - 90 = 21 \text{ м.}$$

Определяем отношение:

$$\varepsilon_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}}, \quad (4.37)$$

$$\varepsilon_{T_0} = \frac{21}{3,26} = 6,4.$$

По графику М.Д. Чертоусова [6] в зависимости от коэффициента скорости φ и ε_{T_0} определяются ε_c и ε''_c .

По графику Чертоусова [6] определяем:

$$\varepsilon' = 0,3; \quad \varepsilon''_c = 2,5.$$

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h'_c = \varepsilon_c \cdot h_{кр}; \tag{4.38}$$

$$h'_c = 0,3 \cdot 3,26 = 0,98 \text{ м.}$$

$$h''_c = \varepsilon''_c \cdot h_{кр}; \tag{4.39}$$

$$h''_c = 2,5 \cdot 3,26 = 8,15 \text{ м.}$$

Определим тип прыжка:

$h''_c = 8,15$ м; глубина нижнего бьефа при расходе $Q_p = 8756 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$, $h_{НБ} = 3,1$ м, значит $h''_c > h_{НБ}$ – имеем отогнанный прыжок.

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать с нижним бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии.

4.2.7 Гашение энергии потока. Комбинированная система колодец плюс стенка

При раздельном расчете стенки и колодца высоты получаются слишком большие, целесообразно применить комбинированную систему, исходя из условия в этом случае:

$$\sigma \cdot h''_c = d_{\text{кол}} + d_{\text{ст}} + H_{\text{ст}}, \tag{4.40}$$

где σ - коэффициент запаса, $\sigma = 1,1$;

$d_{\text{кол}}$ – глубина колодца, м;

$d_{\text{ст}}$ – высота водобойной стенки, м;

$H_{\text{ст}}$ – напор над водобойной стенкой, м.

Принимаем $d_{\text{кол}} = 3$ м.

Высота стенки рассчитывается по формуле:

$$d_{\text{ст}} = \sigma \cdot h''_c - d_{\text{кол}} - H_{\text{ст}}; \tag{4.41}$$

Напор над водобойной стенкой рассчитаем:

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{q}{m \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{\alpha \cdot q^2}{2 \cdot g \cdot (\sigma \cdot h_c'')^2}; \quad (4.42)$$

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{17,6}{0,45 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 17,6^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 8,5)^2} = 4,1 \text{ м.}$$

Высота водобойной стенки по формуле (2.21):

$$d_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 8,5 - 3 - 4,1 = 1,85 \text{ м.}$$

Принимаем $d_{\text{ст}} = 1,9 \text{ м.}$

Проверим сопряжение бьефов за стенкой:

Полная удельная энергия за стенкой равна:

$$T_0 = d_{\text{ст}} + H_{\text{ст}}; \quad (4.43)$$

$$T_0 = 1,9 + 4,1 = 6 \text{ м.}$$

Вычисляем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}}; \quad (4.44)$$

$$\xi_{T_0} = \frac{6}{3,26} = 1,8.$$

Коэффициент скорости $\varphi = 0,95$ по [6].

По графику М. Д. Чертоусова [6] в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T_0} определяем ξ_c и ξ_c'' .

$$\xi_c = 0,68; \quad \xi_c'' = 0,8.$$

Вычисляем сопряженные глубины:

- первая сопряженная глубина:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{\text{кр}}, \quad (4.45)$$

$$h_c' = 0,68 \cdot 3,26 = 2,21 \text{ м;}$$

- вторая сопряженная глубина:

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр}, \quad (4.46)$$

$$h''_c = 0,8 \cdot 3,26 = 2,61 \text{ м.}$$

Определим тип прыжка:

$h''_c = 2,61$ м, глубина нижнего бьефа при расходе $Q_p = 8756 \left(\frac{\text{м}^3}{\text{с}}\right)$, $h_{НБ} = 3,1$ м, значит $h''_c < h_{НБ}$ – имеем затопленный прыжок. Дополнительные гасители не требуется.

Толщина водобойной плиты:

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c}; \quad (4.47)$$

где v_c – скорость течения в сжатом сечении:

$$v_c = \frac{q_p}{h'_c} = \frac{17,6}{2,21} = 7,96 \left(\frac{\text{м}^2}{\text{с}}\right),$$

$$\delta_B = 0,15 \cdot 7,96 \cdot \sqrt{2,21} = 1,8 \text{ м.}$$

Длина водобоя для потока падающего с уступа рассчитывается по формуле:

$$l_{\text{вод}} = 0,8 \cdot l_{\text{п}} + \frac{v_c}{(2 \cdot p/g)^{\frac{1}{2}}}, \quad (4.48)$$

где p – высота уступа;

$l_{\text{п}}$ – длина гидравлического прыжка:

$$l_{\text{п}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h''_c - h'_c); \quad (4.49)$$

$$l_{\text{п}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 2,61 - 2,21) = 6,9 \text{ м.}$$

Длина водобоя по формуле (2.36):

$$l_{\text{вод}} = 0,8 \cdot 6,9 + \frac{7,96}{(2 \cdot 3/9,81)^{\frac{1}{2}}} = 15,7 \text{ м.}$$

Принимаем $l_{\text{вод}} = 16$ м.

4.3 Конструирование плотины

4.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Бетонные плотины на скальном основании принимают вид прямоугольного треугольника с заложением низового откоса m^t , принимаем $m^t = 0,75$.

$$B_n = H \cdot m^t; \quad (4.50)$$

$$B_n = 21 \cdot 0,75 = 15,75 \text{ м.}$$

4.3.2 Разрезка плотины швами

Ширину раскрытия температурных швов, образуемых путём покраски поверхности блока битумом или установки битумных матов, принимаем 5 мм. При этом учитываем, что при самой высокой температуре среды шов замкнётся, (просвет шва исчезнет), а при самой низкой максимально раскроется.

Разрезаем плотину температурно-усадочными швами с интервалом 36 м.

4.3.3 Галереи. Ширина плотины по гребню. Затворы и подъёмные механизмы

Устраиваем галерею цементационной завесы и дренажа, размер из практических рекомендаций принимаем с учетом работающей техники 3,5 x 3,0 м. Ширина плотины по гребню включает в себя ширину пешеходной дорожки и место для движения крана. На гребне проектируем дорожку для людей шириной – 1,5 м, проезжую часть шириной – 3,5 м и место под кран – 6 м. Общая ширина сооружения по гребню не меньше 11 м. Ширина плотины по гребню может измениться при расчётах сооружения на прочность и устойчивость, но не может быть меньше заданной величины.

На станции предусматриваем основной и аварийно-ремонтный плоские затворы. Аварийно-ремонтные затворы складываются в специальном помещении на гребне сооружения в зоне досягаемости крана.

4.3.4 Устой

Устраиваем отдельные (в виде отдельных стенок) устои, для отделения водосливной части от стационарной и глухой грунтовой части плотины.

4.3.5 Основные размеры цементационной завесы и дренажа

Для снижения фильтрационного давления на плотину устраиваем подземный контур из цементационной завесы и дренажа.

На скальных основаниях применяют цементационные завесы [3].

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_3 = \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{J_{cr,m}}; \quad (4.51)$$

где ΔH_3 – потери напора на завесе, определяются из фильтрационного расчёта $\Delta H_3 = 12,36$ м;

$J_{cr,m}$ – критический градиент напора на завесе принимаем $J_{cr,m} = 15$.

$$\delta_3 = \frac{12,36 \cdot 1,25}{15} = 1,03 \text{ м.}$$

Толщина одного ряда цементационной завесы – 1,03 м.

Заглубление завесы относительно подошвы сооружения:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8) \cdot (\nabla_{НПУ} - \nabla_{НБ_{min}}); \quad (4.52)$$

$$h_{зав} = 0,5 \cdot (111 - 90,4) = 10,3 \text{ м.}$$

Расстояние от напорной грани до оси завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,10) \cdot B_n; \quad (4.53)$$

$$l_1 = 0,1 \cdot 15,75 = 1,58 \text{ м.}$$

Для отвода профильтровавшейся воды, снятия фильтрационного давления на сооружение, предотвращения разрушения и образования трещин в скальном основании под подошвой сооружения устраивают дренажи.

Диаметр дренажа принимаем $d = 0,2$ м.

Заглубление дренажа относительно подошвы сооружения:

$$h_{др} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{зав}; \quad (4.54)$$

$$h_{др} = 0,7 \cdot 10,3 = 7,21 \text{ м.}$$

Расстояние от завесы до дренажа принимаем: $l_2 = 4$ м.

4.3.6 Фильтрационный расчет

Фильтрационный расчёт для плотин на скальном основании производится по СНиП [4].

Производится расчёт при уровне верхнего бьефа, соответствующем нормальному подпорному уровню, через плотину пропускаем расход на нужды водохозяйственного комплекса ($Q_{ВХК}$).

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НБ_{min}}; \quad (4.55)$$

$$H_d = 111 - 90,4 = 20,6 \text{ м},$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d; \quad (4.56)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot 20,6 = 8,24 \text{ м},$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d; \quad (4.57)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot 20,6 = 4,12 \text{ м}.$$

Определим потери напора на завесе:

$$\Delta H_3 = H_d - H_{as}; \quad (4.58)$$

$$\Delta H_3 = 20,6 - 8,24 = 12,36 \text{ м}.$$

4.4 Конструктивные элементы нижнего бьефа

Для защиты грунтов основания от размыва потоком, сбрасываемым через плотину, устраиваем комбинированную систему колодец плюс стенка, а для гашения остаточной энергии устраиваем рисберму.

Рисберма

За системой водобойный колодец плюс стенка устраиваем рисберму для успокоения и рассеяния потока. Выполняем её в виде крепления из бетонных плит, расположенных в шахматном порядке.

Конструкцию рисбермы по течению облегчаем. Принимаем длину каждой плиты рисбермы 10 м. Примем количество рядов плит рисбермы равной 3. Дренажные отверстия в плитах выполняем шагом 2,5 метров в шахматном порядке диаметром 10 см.

Длина рисбермы принимается $L_p = 30$ м.

Толщина плит рисбермы определяется по следующей формуле:

$$t_p = \frac{\rho_B \cdot h_p \cdot K_c}{(\rho_6 - \rho_B)}, \quad (4.59)$$

где K_c – коэффициент запаса, $K_c = 1,25$;

$$h_p = 2 \cdot h_v \cdot \left(\frac{h_{кр.р.}}{x} \right)^{1,34}, \quad (4.60)$$

где $h_{кр.р.}$ критическая глубина на рисберме;

x - расстояние от сжатого сечения до рассматриваемой плиты;

$$h_v = \frac{\alpha \cdot v_c^2}{2 \cdot g}; \quad (4.61)$$

где v_c – скорость воды в сжатом сечении;

$$v_c = \frac{Q_p}{B_n \cdot h'_c}; \quad (4.62)$$

$$v_c = \frac{8756}{498 \cdot 2,21} = 7,96 \left(\frac{м}{с} \right).$$

По формуле (4.3):

$$h_v = \frac{1,1 \cdot 7,96^2}{2 \cdot 9,81} = 3,55 \text{ м.}$$

Критическую глубину определяем по формуле:

$$h_{\text{кр.р}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot q_{\text{рис}}^2}{g}}; \quad (4.61)$$

где q_p – удельный расход на рисберме;

Удельный расход на рисберме определяем по формуле:

$$q_p = \frac{Q_p}{B_{\text{п}}}; \quad (4.62)$$

$$q_p = \frac{8756}{498} = 17,58 \left(\frac{\text{м}^2}{\text{с}} \right).$$

Тогда критическая глубина по формуле (4.5):

$$h_{\text{кр.р}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 17,58^2}{9,81}} = 3,26 \text{ м.}$$

Для первой плиты рисбермы:

Расстояние от сжатого сечения до рассматриваемой плиты $x = l_{\text{в}} = 16 \text{ м.}$

h_p по формуле (4.2):

$$h_p = 2 \cdot 3,55 \cdot \left(\frac{3,26}{16} \right)^{1,34} = 0,85 \text{ м.}$$

Толщина первой плиты рисбермы по формуле (4.1):

$$t_p = \frac{1000 \cdot 0,85 \cdot 1,25}{(2400 - 1000)} = 0,76 \text{ м,}$$

Принимаем толщину первой плиты рисбермы, как половину толщины водобойной плиты:

$$t_p = \frac{1}{2} \cdot \delta_{\text{в}} = \frac{1}{2} \cdot 1,8 = 0,9 \text{ м.}$$

Для второй плиты рисбермы:

Расстояние от сжатого сечения до рассматриваемой плиты:

$$x = l_b + l_{p1}; \quad (4.63)$$

где l_{p1} - длина первой плиты рисбермы;

$$x = 16 + 10 = 26 \text{ м.}$$

h_p по формуле (4.2):

$$h_p = 2 \cdot 3,55 \cdot \left(\frac{3,26}{26}\right)^{1,34} = 0,61 \text{ м.}$$

Толщина второй плиты рисбермы по формуле (4.1):

$$t_p = \frac{1000 \cdot 0,61 \cdot 1,25}{(2400 - 1000)} = 0,54 \text{ м.}$$

Для третьей плиты рисбермы:

Расстояние от сжатого сечения до рассматриваемой плиты:

$$x = l_b + l_{p1} + l_{p2}; \quad (4.64)$$

где l_{p2} - длина второй плиты рисбермы;

$$x = 16 + 10 + 10 = 36 \text{ м.}$$

h_p по формуле (4.2):

$$h_p = 2 \cdot 3,55 \cdot \left(\frac{3,26}{36}\right)^{1,34} = 0,38.$$

Толщина третьей плиты рисбермы по формуле (4.1):

$$t_p = \frac{1000 \cdot 0,38 \cdot 1,25}{(2400 - 1000)} = 0,34 \text{ м.}$$

В конце третьей плиты устраиваем зуб для устойчивости рисбермы против сдвига по основанию.

4.5 Определение основных нагрузок на плотину

Расчеты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях. Коэффициент надежности по нагрузке при расчете плотин принимается по СНиПу [1].

Основной расчетный случай - нормальный эксплуатационный при НПУ в верхнем бьефе и минимальном уровне в нижнем (при $Q_{\text{вхк}}$).

4.5.1 Вес сооружения и механизмов

Вес водосливной части плотины на 1 погонный метр:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл1}} \cdot b \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}}; \quad (4.65)$$

где $S_{\text{пл}}$ – площадь поперечного сечения водосливной части плотины, определяется с помощью AutoCAD $S_{\text{пл}} = 160,12 \text{ (м}^2\text{)}$:

$$G_{\text{пл}} = \frac{160,12 \cdot 30 \cdot 24}{30 + 6} = 3202,4 \text{ кН.}$$

Для расчётов понадобится момент относительно середины подошвы плотины. Плечо $G_{\text{пл}} - l_{G_{\text{пл}}} = 4,83 \text{ м}$.

Вес бычка:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}}; \quad (4.66)$$

где $S_{\text{б}}$ – площадь поперечного сечения быка водосливной части плотины, определяется с помощью AutoCAD: $S_{\text{б}} = 251,76 \text{ (м}^2\text{)}$:

$$G_{\text{б}} = \frac{251,76 \cdot 6 \cdot 24}{30 + 6} = 1007,0 \text{ кН.}$$

Плечо $G_{\text{б}} - l_{G_{\text{б}}} = 1,22 \text{ м}$.

Площадь затвора:

$$f = (\nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{ГВ}} + 0,5) \cdot b \quad (4.67)$$

$$f = (112 - 106 + 0,5) \cdot 30 = 195 \text{ (м}^2\text{)}.$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 = 0,055 \cdot f^{1,5} \cdot g; \quad (4.68)$$

$$Q_3 = 0,055 \cdot 195^{1,5} \cdot 9,81 = 1469,2 \text{ кН.}$$

Вес затвора на 1 погонный метр:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b}; \quad (4.69)$$

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{1469,2}{30} = 49,0 \text{ кН.}$$

4.5.2 Гидростатическое давление

Сила гидростатического давления воды определяется по формулам гидравлики. Эпюры гидростатического давления на верхнюю и нижнюю грань приняты по треугольнику.

Сила гидростатического давления воды со стороны верхнего бьефа:

$$W_B = \frac{\gamma_B \cdot (\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под(ВБ)}})^2}{2}; \quad (4.70)$$

$$W_B = \frac{9,81 \cdot (111 - 90)^2}{2} = 2163,1 \text{ кН.}$$

Сила гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа:

$$W_H = \frac{\gamma_B \cdot (\nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под(НБ)}})^2}{2}; \quad (4.71)$$

$$W_H = \frac{9,81 \cdot (90,4 - 85,2)^2}{2} = 132,6 \text{ кН.}$$

Плечо для силы гидростатического давления воды определяется как треть высоты поверхности давления:

$$l_{W_B} = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под(ВБ)}}}{3}; \quad (4.72)$$

$$l_{W_B} = \frac{111 - 90}{3} = 7,0 \text{ м,}$$

$$l_{W_H} = \frac{\nabla_{НБ_{min}} - \nabla_{ПОДОШВЫ}}{3}; \quad (4.73)$$

$$l_{W_H} = \frac{90,4 - 85,2}{3} = 1,73 \text{ м.}$$

4.5.3 Взвешивающее давление

Эюра взвешивающего давления повторяет подземный контур плотины от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы сооружения. $S_{W_{ВЗВ}}$ – площадь эюры взвешивающего давления, определяется с помощью AutoCAD $S_{W_{ВЗВ}} = 32,93 \text{ (м}^2\text{)}$. Плечо взвешивающего давления $l_{W_{ВЗВ1}} = 2,17 \text{ м}$.

Сила взвешивающего давления:

$$W_{ВЗВ} = \gamma_B \cdot S_{W_{ВЗВ}}; \quad (4.74)$$

$$W_{ВЗВ} = 9,81 \cdot 32,93 = 323,0 \text{ кН.}$$

4.5.4 Сила фильтрационного давления

Площадь эюры фильтрационного давления определяем с помощью AutoCAD.

Площадь эюры фильтрационного давления $S_\phi = 64,31 \text{ (м}^2\text{)}$. Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_\phi = \gamma_B \cdot S_\phi; \quad (4.75)$$

$$W_\phi = 9,81 \cdot 64,31 = 630,9 \text{ кН.}$$

Плечо момента сил фильтрационного давления определяем с помощью AutoCAD, $l_{W_\phi} = 4,3 \text{ м}$.

4.5.5 Давление грунта

Давление грунта со стороны верхнего бьефа:

$$p_{гр} = \gamma_{гр}^{ВЗВ} \cdot h_{гр} \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot C \cdot tg \left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right); \quad (4.76)$$

где $\gamma_{гр}^{ВЗВ}$ – удельный вес взвешенного грунта, $\gamma_{гр}^{ВЗВ} = 31,2 \text{ кН/м}^3$;

$h_{гр}$ – толщина слоя грунта, $h_{гр} = 2 \text{ м}$;

C – коэффициент сцепления грунта, $C = 200 \text{ кН/м}^2$;

$\varphi_{\text{гр}}$ – угол внутреннего трения грунта, $\varphi_{\text{гр}} = 39^\circ$,

$$p_{\text{гр}} = 31,2 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{39^\circ}{2} \right) - 2 \cdot 200 \cdot tg \left(45^\circ - \frac{39^\circ}{2} \right) = -176,59 \text{ кПа.}$$

$$E_{\text{гр}} = \frac{p_{\text{гр}} \cdot h_{\text{гр}}}{2}; \quad (4.77)$$

$$E_{\text{гр}} = \frac{-176,59 \cdot 2}{2} = -176,59.$$

Активное давление грунта отсутствует, в связи с большим сцеплением грунта.

4.5.6 Давление наносов

Давление наносов определяется по формуле:

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right); \quad (4.78)$$

где $\gamma_{\text{н}}$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии $\gamma_{\text{н}} = 11 \text{ кН/м}^3$;

$h_{\text{н}}$ – толщина слоя наносов $h_{\text{н}} = 3 \text{ м}$;

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

$$p_{\text{н}} = 11 \cdot 3 \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{20^\circ}{2} \right) = 16,18 \text{ кПа.}$$

Равнодействующая давления наносов:

$$E_{\text{н}} = \frac{p_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}}}{2}; \quad (4.79)$$

$$E_{\text{н}} = \frac{7,51 \cdot 3}{2} = 24,27 \text{ кН.}$$

4.6 Определение временных нагрузок на плотину

Волновое давление

Равнодействующая волнового давления по формуле А.Л. Можевитинова [2]:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \gamma_{\text{в}} \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right); \quad (4.80)$$

где h_0 – определяется по формуле:

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}}; \quad (4.81)$$

$$h_0 = \frac{3,14 \cdot 1,85^2}{22,44} = 0,48;$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 9,81 \cdot 1,85 \cdot \left(\frac{22,44}{3,14} + \frac{0,48}{2} \right) = 67,02 \text{ кН.}$$

Плечо силы волнового давления относительно уровня покоя верхнего бьефа:

$$l_{\text{волн}} = \frac{\bar{\lambda}}{2 \cdot \pi} + \frac{3}{8} \cdot h_{1\%}; \quad (4.82)$$

$$l_{\text{волн}} = \frac{22,44}{2 \cdot 3,14} + \frac{3}{8} \cdot 1,85 = 4,27 \text{ м.}$$

$$y_{\text{волн}} = 21 - 4,27 = 16,73 \text{ м.}$$

4.7 Расчёт прочности плотины

4.7.1 Определение напряжений

Расчет напряжений для плотины производим по сечению 1-1. Для каждой силы по СНиПу [1] определяется коэффициент надёжности по нагрузке, указывается направление действия силы и плечо силы (если момент силы по часовой стрелке, то знак «плюс», если против – «минус»).

Таблица 4.1 – Основные нагрузки на плотину

№ п/п	Обозначение силы	γ_B	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
1	W_B	1	→	2163,1	7	15141,7
2	W_H	1	←	56,7	-1,73	-98,1
3	G_6	0,95	↓	956,7	-2,32	-2219,5
4	$G_{пл}$	0,95	↓	3042,3	-3,53	-10739,3
5	E_H	1,2	→	29,1	1,88	54,7
6	$W_{взв}$	1	↑	323,0	-2,17	-700,9
7	W_ϕ	1	↑	630,9	4,2	2649,8
8	$W_{волн}$	1	→	67,0	18,73	1255,3
9	Q_3	1	↓	49,0	-7,88	-386,1
10	Σ					4957,6

Сумма вертикальных сил (все силы с учётом коэффициента надёжности по нагрузке):

$$\Sigma N = G_6 + G_{пл} + Q_3 - W_{взв} - W_\phi; \quad (4.83)$$

$$\Sigma N = 956,7 + 3042,3 + 49,0 - 323,0 - 630,9 = 3094,1 \text{ кН.}$$

Краевые напряжения в сечениях плотины для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{\Sigma N}{B} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2}; \quad (4.84)$$

где ΣM – сумма моментов сил действующих на сооружение относительно середины его подошвы;

$$\sigma_y^u = -\frac{3094,1}{15,75} + \frac{6 \cdot 7087,2}{15,75^2} = -76,5 \text{ кПа,}$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2); \quad (4.85)$$

где m_u – заложение верховой грани на уровне расчётного сечения, $m_u = 0$;
 H_d^u – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа,

$$\sigma_x^u = -76,5 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 21 \cdot (1 - 0^2) = -206,0 \text{ кПа},$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_B \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u; \quad (4.86)$$

$$\tau_{xy}^u = (9,81 \cdot 21 + (-76,5)) \cdot 0 = 0 \text{ кПа},$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_B \cdot H_d^u \cdot m_u^2; \quad (4.87)$$

$$\sigma_1^u = -76,5 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 21 \cdot 0^2 = -76,5 \text{ кПа},$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_B \cdot H_d^u; \quad (4.88)$$

$$\sigma_3^u = -9,81 \cdot 21 = -206,0 \text{ кПа}.$$

Краевые напряжения в сечениях плотины для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{\Sigma N}{B_{\Pi}} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_{\Pi}^2}; \quad (4.89)$$

$$\sigma_y^t = -\frac{3057,2}{15,75} - \frac{6 \cdot 7443}{15,75^2} = -316,4 \text{ кПа},$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2); \quad (4.90)$$

$$\sigma_x^t = -316,4 \cdot 0,75^2 - 9,81 \cdot 5,2 \cdot (1 - 0,75^2) = -200,3 \text{ кПа},$$

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t; \quad (4.91)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 5,2 - 316,4) \cdot 0,75 = 199,0 \text{ кПа},$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2; \quad (4.92)$$

$$\sigma_3^t = -316,4 \cdot (1 + 0,75^2) + 9,81 \cdot 5,2 \cdot 0,75^2 = -465,7 \text{ кПа},$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_B \cdot H_d^t; \quad (4.93)$$

$$\sigma_1^t = -9,81 \cdot 5,2 = -51,0 \text{ кПа}.$$

Рассчитанные напряжения сведены в таблицу 7.2:

Таблица 4.2 – Основные напряжения в теле плотины основное сочетании нагрузок

		Напряжения в кПа	
Напорная грань		Низовая грань	
σ_y^u	-76,5	σ_y^t	-316,4
σ_x^u	-206,0	σ_x^t	-200,3
τ_{xy}^u	0	τ_{xy}^t	199,0
σ_1^u	-76,5	σ_1^t	-51,0
σ_3^u	-206,0	σ_3^t	-465,7

4.7.2 Критерии прочности плотины

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot \sigma_3 \leq \gamma_{cd} \cdot R_b; \quad (4.94)$$

где γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок [2];

γ_{cd} – коэффициент условий работы принимаем по СНиПу [2]:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^t| = 1,25 \cdot 1 \cdot 465,7 = 582,1 \text{ кПа},$$

Подбирая различные классы бетона по расчетному сопротивлению бетона сжатию, видим, что подходит бетон класса В5 с $R_b = 2800$ кПа.

$$\gamma_{cd} \cdot R_b = 1 \cdot 2800 = 2800,$$

Условие выполняется $\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot \sigma_3 \leq \gamma_{cd} \cdot R_b \Rightarrow 582,1 \leq 2800$.

2. На верховой грани не должно быть растягивающих напряжений, для основного случая:

$$\sigma_y^u < 0; \quad (4.95)$$

$$\sigma_y^u < 0 \Rightarrow -76,5 < 0.$$

3. В зоне верховой грани:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_B \cdot H_d^u; \quad (4.96)$$

$$0,25 \cdot \gamma_B \cdot H_d^u = 0,25 \cdot 9,81 \cdot 21 = 56,41 \text{ кПа},$$

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_B \cdot H_d^u \Rightarrow |-76,5| \geq 56,41 .$$

4.8 Расчёт устойчивости плотины

Расчётное значение обобщённой несущей способности:

$$R = \Sigma N \cdot tg(\varphi) + E_{\text{п}} \cdot \gamma'_c + c \cdot \omega; \quad (4.97)$$

где ΣN - сумма вертикальных сил;

$tg(\varphi)$ – тангенс угла внутреннего трения, $tg\varphi = 0,67$;

γ'_c – коэффициент условия работы для пассивного давления грунта принимается $\gamma'_c = 0$;

c – сцепление грунта основания, $c = 100$;

ω – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр;

$$\omega = B_n \cdot 1; \quad (4.98)$$

$$\omega = 15,75 \cdot 1 = 15,75(\text{м}^2),$$

$$R = 3094,1 \cdot 0,67 + 100 \cdot 15,75 = 3648,05 \text{ кН},$$

Сдвигающая сила. При расчете плотины на сдвиг необходимо учесть гидростатическое давление на зуб плотины.

$$W_{\text{гид.з}} = \gamma_B \cdot S_{\text{гид.з}}; \quad (4.99)$$

где $S_{\text{гид.з}}$ – площадь эпюры взвешенного давления, определяем с помощью AutoCAD, $S_{\text{гид.з}} = 41,52 (\text{м}^2)$:

$$W_{\text{гид.з}} = 9,81 \cdot 41,52 = 407,3 \text{ кН}.$$

Сдвигающая сила определяется:

$$F = W_B - W_H + W_{\text{волн}} + W_{\text{гид.з}}; \quad (4.100)$$

$$F = 2163,1 - 56,7 + 67,0 + 407,3 = 2577,7 \text{ кН}.$$

Рассчитываем выражение:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} = \frac{3648,05}{2577,7} \cdot \frac{0,95}{1} = 1,34.$$

Полученное значение должно быть больше либо равно коэффициенту надёжности по назначению сооружения, но не превышать его на более чем на 10 (%).

5 Технология строительства Белоярского гидроузла

5.1. Природные условия и исходные данные

5.1.1. Местоположение гидроузла и природные условия

Река в Западной Сибири. Одна из крупнейших рек в мире. Берёт начало на Алтае при слиянии Бии и Катуня. Длина Оби - 3650 км, площадь её водосборного бассейна - 2 990 000 км². В устье образует Обскую губу и впадает в Карское море. В створе гидроузла берега реки пологие, ширина реки по урезу воды в межень составляет 600-800 метров.

5.1.2 Энергоэкономическая характеристика района

В Ханты-Мансийской энергосистеме работают четыре ГРЭС Нижневартовская ГРЭС, Няганская ГРЭС, Сургутская ГРЭС-1, Сургутская ГРЭС-2.

Общая численность населения экономического района составляет 1500000 чел. Средняя плотность населения в районе - 3 чел./км².

Район располагает относительно развитой промышленностью. Основу промышленности экономического района составляет нефтегазодобывающая.

5.1.3 Гидрологические данные

Общая характеристика.

Максимальные расчетные расходы:

- Основной 10156 м³/с
- Поверочный 11576 м³/с

В таблицах 5.1 и 5.2 представлены характеристики стока реки.

Таблица 5.1 - Зависимость между расходами реки и уровнями в створе сооружений

Расход, м ³ /с	0	1400	2800	4200	5600	7000	8400	9800	11200
Уровень, м	90,00	90,86	91,53	92,00	92,43	92,75	92,95	93,11	93,24

Таблица 5.2 - Значения максимальных расходов различной обеспеченности

P, %	0,01	0,1	0,5	1	2	5	10
Q _{стр}	11576	10156	8723	4271	2676	2483	2195

5.1.4 Компоновка гидроузла и состав сооружений

Гидроузел представляет собой русловое здание ГЭС, водобросную плотину и здание КРУЭ 220 кВ. Белоярская ГЭС является средним по мощности и напору гидроузлом руслового типа.

Напорный фронт состоит из водосливной части плотины длиной 504 м; станционной части 185 м; левобережной и правобережной грунтовых частей длиной 157,7 и 309 м соответственно. Высота плотины составляет 26 м.

Установленная мощность Белоярской ГЭС составляет 356 МВт; длина и ширина машинного зала составляет 185 м и 28,4 м соответственно; в здании ГЭС установлено 6 гидроагрегатов с диаметром рабочего колеса 9,5 м; максимальный расход через 1 агрегат составляет 280 м³/с; ширина агрегатного блока составляет 36 м, длина монтажной площадки 39 м; по гребню плотины возможен автомобильный проезд.

5.2. Этапы возведения сооружений и схема пропуска строительных расходов на различных этапах

Так как гидроэлектростанция является низконапорной (20 м), принято решение применить русловую компоновку гидроузла, соответственно все бетонизируемые части сооружения находятся в русле реки.

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

Строительство гидроузла разбито на 5 основных этапов:

1 этап – возведение сооружений, необходимых для перекрытия русла;

2 этап – перекрытие русла;

3 этап – наращивание сооружений до отметок, необходимых для начала наполнения водохранилища;

4 этап – наполнение водохранилища до отметок пуска первых агрегатов;

5 этап - наращивание сооружений и наполнение водохранилища до проектных отметок с последовательным поочередным пуском всех агрегатов.

5.2.1. Первый этап

Строительство плотины начинается с перекрытия русла реки, создания котлована, в котором возводится водосливная плотина и разделительный устой. Пропуск расхода на данном этапе осуществляется через стесненное русло реки со стороны правого берега.

Для создания котлована, в котором будут производиться основные работы по возведению сооружения, необходимо возвести грунтовые перемычки.

Часть русла, перекрытая перемычками, составляет 70 % ширины русла в створе.

Основные строительные работы 1 этапа:

- возведение верховой, продольной и низовой перемычек;
- откачка воды из котлована первой очереди;
- бетонирование тела водосбросной плотины до отм. 94 м.
- бетонирование сопрягающего устоя до отметки 94 м;
- устройство глубокой цементационной завесы;
- бурение дренажных скважин в основании плотины.

Расчет перемычек с учетом пропуска строительных расходов через стесненное русло:

цель расчета – обеспечить безопасный пропуск строительных расходов и определить оптимальные размеры перемычек.

Перемычки относятся к временным сооружениям IV класса капитальности. Ежегодную расчетную вероятность превышения расчетных максимальных расходов воды при сроке эксплуатации перемычек до 3-х лет принимаем равной –10% [1, п.8.3].

Значения максимальных расходов соответствующей обеспеченности, рассчитанные ранее в курсовой работе по ИВЭ, приведены в таблице 1.2.

По данным таблицы 1.1 расчетный строительный расход 10 % обеспеченности составляет $Q_{cmp} = 2195 \text{ м}^3/\text{с}$, при этом глубина воды в реке равна 1,5 м.

Отметка гребней продольной и верховой перемычек напрямую зависит от повышения уровня воды перед верховой перемычкой.

Бытовую скорость воды в реке можно определить по формуле:

$$V_0 = \frac{Q_{cmp}}{w_0} \quad (5.1)$$

где w_0 - площадь поперечного сечения русла реки до стеснения при Q_{cmp} .

$$V_0 = \frac{Q_{cmp}}{w_0} = \frac{2195}{1200} = 1,5 \text{ м/с.}$$

$$V_c = \frac{Q_{cmp}}{w_c} \quad (5.2)$$

где w_c - площадь поперечного сечения суженной части русла при Q_{cmp} принимаем 60% от w_0 ;

$$V_c = \frac{Q_{cmp}}{w_c} = \frac{2195}{600} = 3,0 \text{ м/с.}$$

Площади рассчитаны в программе AutoCAD.

Значение повышения уровня воды перед верховой перемычкой можно вычислить по формуле:

$$Z = \frac{1}{\varphi^2} \cdot \frac{V_c^2}{2 \cdot g} - \frac{V_0^2}{2 \cdot g}, \quad (5.3)$$

где φ – коэффициент скорости, для трапецидальных перемычек $\varphi = 0,8 - 0,85$, принимаем φ равным 0,85;

V_0 – бытовая скорость воды в реке;

V_c – бытовая скорость воды в реке и скорость потока в суженном русле.

$$Z = \frac{1}{\varphi^2} \cdot \frac{V_c^2}{2 \cdot g} - \frac{V_0^2}{2 \cdot g} = \frac{1}{0,85^2} \cdot \frac{2,97^2}{19,62} - \frac{1,83^2}{19,62} = 0,45 \text{ м.}$$

Отметки гребней продольной и верховой перемычек можно определить по формулам:

для верховой перемычки:

$$H_{вн} = H_{нб} + Z + a, \quad (5.4)$$

$$H_{вн} = H_{нб} + Z + a = 1,5 + 0,5 + 1 = 3,0 \text{ м.}$$

для продольной перемычки:

$$H_{пн} = H_{нб} + Z, \quad (5.5)$$

$$H_{пн} = H_{нб} + Z = 1,5 + 0,5 = 2,0 \text{ м.}$$

где $H_{нб}$ – глубина воды в нижнем бьефе, соответствующая $Q_{сгр}$;

Z – значение повышения уровня воды перед верховой перемычкой;

a – конструктивный запас, принимаемый равным 1 м.

По плану определяем длины верховой перемычки $L_{в}$ и продольной перемычки $L_{п}$ ($L_{в} = 540$ м, $L_{п} = 26$ м).

Принят запас до продольной перемычки 5 м, до поперечной 20 м.

Тип и конструкция перемычек

Принимаем земляные перемычки, с шириной по гребню 6 м. Низовой откос верховой перемычки 1:2, верховой 1:2; для продольной перемычки верховой и низовой откос составляет 1:1. Поперечные сечения верховой и поперечной перемычек представлены на рисунках 5.1 и 5.2

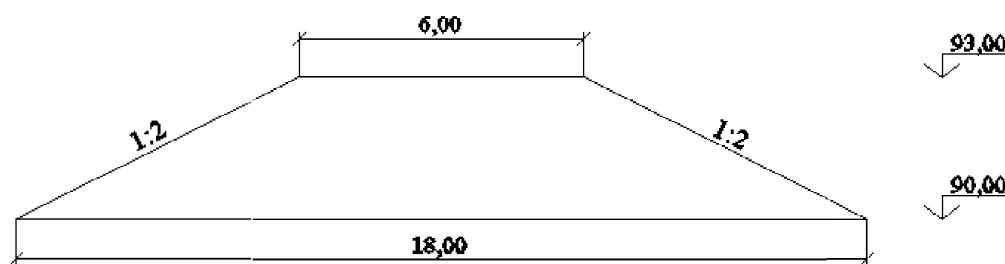


Рисунок 5.1 – Поперечное сечение верховой перемычки

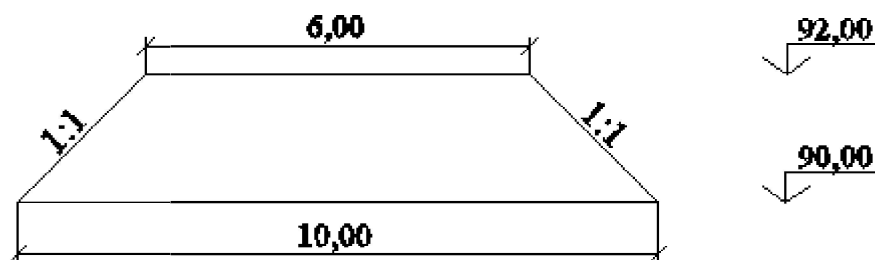


Рисунок 5.2 – Поперечное сечение продольной перемычки

Площади поперечного сечения перемычек.

Определяем площади поперечного сечения перемычек $\omega_{nn} = 16 \text{ м}^2$;
 $\omega_{вп} = 36 \text{ м}^2$.

Определяем суммарный объем верховой и продольной перемычек первой очереди:

$$V = \omega_{пп} \cdot L_{пп} + \omega_{вп} \cdot L_{вп}, (\text{м}^3); \quad (5.6)$$

$$V = \omega_{пп} \cdot L_{пп} + \omega_{вп} \cdot L_{вп} = 26 \cdot 16 + 540 \cdot 36 = 19856 \text{ м}^3.$$

Определяем отметку гребня низовой перемычки:

$$H_{nn} = H_{нб} + a(\text{м}); \quad (5.7)$$

$$H_{nn} = H_{нб} + a = 1,5 + 1 = 2,5 \text{ м}.$$

Определяем наибольшую площадь поперечного сечения низовой перемычки (рисунок 5.3): $\omega_{пп} = 27,5 \text{ м}^2$.

Определяем объем низовой перемычки:

$$V = \omega \cdot L_{пп}; \quad (5.8)$$

$$V = \omega \cdot L_{пп} = 27,5 \cdot 540 = 14850 \text{ м}^3;$$

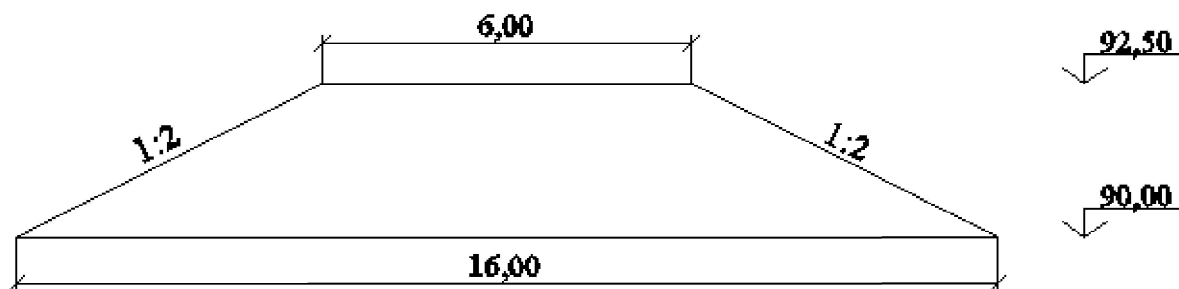


Рисунок 5.3— Поперечное сечение низовой перемычки

Назначаем время начала работ по возведению перемычек.

Определяем время, необходимое для возведения всех перемычек:

$$t_{пер} = \Sigma V_{пер} / J_{пер}, \quad (5.9)$$

где $\Sigma V_{пер}$ – суммарный объем всех перемычек, $J_{пер}$ – интенсивность возведения грунтовой перемычки, принимаем $2000 \text{ м}^3/\text{сут}$. (отсыпка призм, уплотнение, крепление верхового откоса).

$$t_{пер} = \Sigma V_{пер} / J_{пер} = \frac{19856 + 14850}{2000} = 1,74 \text{ мес}.$$

Время необходимое на отсыпку перемычек 1,74 месяца.

Осушение котлована 1-й очереди

Определяем площадь котлована $S=14040 \text{ м}^2$ с помощью программы AutoCad. Определяем глубину воды в котловане $H=1,5 \text{ м}$.

Находим объём воды, который требуется откачать из котлована:

$$V = H \cdot S; \quad (5.10)$$

$$V = 1,5 \cdot 14040 = 21060 \text{ м}^3;$$

Для откачки воды из котлована выбираем консольные насосы (ЗК-13, имеющие производительность $W=40 \text{ м}^3/\text{час}$ в количестве 3 шт. + резервный.

Рассчитываем время откачки с использованием 3 насосов.

$$t = \frac{V}{W \cdot n}; \quad (5.11)$$

$$t = \frac{21060 / (40 \cdot 3)}{24} = 7,3 \text{ смен.}$$

Находим интенсивность понижения уровня воды:

$$J = \frac{H}{t}; \quad (5.12)$$

$$J = \frac{H}{t} = \frac{1,5}{7,3} = 0,21 \frac{\text{м}}{\text{смен}}$$

Интенсивность откачки не превышает допустимую величину $0,7 \text{ м/сут.}$
Условие выполняется.

Разработка котлована под водосливную плотину

Определим объём разрабатываемого грунта.

Размеры котлована в плане 540 м и 26 м соответственно, глубина 3 м .

Определяем объём вынимаемого грунта:

$$V = a \cdot b \cdot c; \quad (5.13)$$

$$V = 540 \cdot 26 \cdot 3 = 42120 \text{ м}^3.$$

В качестве ведущего механизма для разработки грунта основания применяется экскаватор ЭО4124, вместимость ковша $q_{\text{ков}} = 1 \text{ м}^3$.

Производительность цикла экскаватора:

$$P_{\text{эч}} = q_{\text{ц}} \cdot n_{\text{ц}} \cdot k_{\text{в}}; \quad (5.14)$$

$$P_{\text{эч}} = q_{\text{ц}} \cdot n_{\text{ц}} \cdot k_{\text{в}} = 0,62 \cdot 133 \cdot 0,75 = 61,8 \text{ м}^3/\text{час};$$

$$q_{\text{ц}} = q_{\text{ков}} \cdot k_{\text{н}} / k_{\text{р}} \quad (5.15)$$

$$q_{\text{ц}} = 1 \cdot \frac{0,9}{1,45} = 0,62,$$

где $k_{\text{н}} = 0,9$ - коэффициент наполнения ковша;

$k_{\text{р}} = 1,45$ коэффициент разрыхления грунта;

$k_{\text{в}} = 0,75$ - коэффициент использования внутрисменного рабочего времени;

$q_{\text{ков}}$ - геометрическая емкость ковша экскаватора.

Число циклов в час:

$$n_{\text{ц}} = 3600 / t_{\text{цэк}}; \quad (5.16)$$

$$n_{\text{ц}} = 3600 / t_{\text{цэк}} = 3600 / 27 = 133$$

где $t_{\text{ц}}$ - продолжительность цикла экскаватора 27 секунд.

Определяем время разработки котлована под водосбросную плотину:

$$t_{\text{выем}} = \frac{V_{\text{выем}}}{P_{\text{эч}}}; \quad (5.17)$$

$$t_{\text{выем}} = \frac{V_{\text{выем}}}{P_{\text{эч}}} = \frac{12602,7}{61,8} = 681,6 = 85,2 \text{ смен};$$

Для бесперебойной работы ведущей машины и перевозки грунта из котлована применяется автосамосвал КамАЗ-65201 со следующими характеристиками:

- вместительность кузова 5 м^3 .

Скорости транспортирования грунта по строительной дороге:

- груженный $V_{\text{гр}} = 20 \text{ км/ч}$;

- порожний $V_{\text{пор}} = 30 \text{ км/ч}$.

Согласно стройгенплана расстояние от места выемки грунта до места разгрузки примерно 3 км.

Определение количества ковшей грунта в емкости автосамосвала:

$$n_{\text{ков}} = \frac{Q_{\text{сам}}}{q_{\text{ков}}}; \quad (5.18)$$

$$n_{\text{ков}} = \frac{Q_{\text{сам}}}{q_{\text{ков}}} = \frac{5}{1} = 5 \text{ ковшей},$$

где $q_{\text{ков}}$ - коэффициент наполнения ковша.

Время одного цикла транспортировки грунта:

$$t_{\text{ца}} = \frac{L_m}{V_{\text{сп}}} + \frac{L_m}{V_{\text{нор}}} + (t_p + t_{\text{маш}}); \quad (5.19)$$

$$t_{\text{ца}} = \frac{L_m}{V_{\text{сп}}} + \frac{L_m}{V_{\text{нор}}} + (t_p + t_{\text{маш}}) = \frac{3}{20} + \frac{3}{30} + (0,032 + 0,021) = 0,3 \text{ ч.}$$

Необходимое для бесперебойной работы ведущей машины количество транспортных машин:

$$N_{a/c} = \frac{t_{\text{ца}}}{t_{\text{ц}} \cdot n_{\text{ковш}}}; \quad (5.20)$$

$$N_{a/c} = \frac{t_{\text{ца}}}{t_{\text{ц}} \cdot n_{\text{ковш}}} = \frac{0,3 \cdot 3600}{27 \cdot 5} \approx 8 \text{ машин.}$$

Возведение гребёнки

Ширина подошвы бетонной плотины $B=15,75$ м;

Высота фундаментной плиты $h=1$ м;

Ширина водосливного фронта $L=420$ м;

Ширина быка $b=6$ м;

Площадь быка (AutoCAD) $S=252\text{ м}^2$;

Количество быков $n=14$;

Отметка подошвы водосливной плотины 87 м;

На первом этапе бетонируем чётные пролёты гребёнки и глухие пролёты до отметки 94 м. Высота бетонирования $h_{\text{гр}}=7$ м.

Находим суммарный объём бетонных работ:

$$V = h \cdot B \cdot L / 2 + h_{\text{гр}} \cdot B \cdot L / 2 + b \cdot S, \quad (5.21)$$

$$V = 1 \cdot 15,75 \cdot 210 + 7 \cdot 15,75 \cdot 210 + 6 \cdot 252 + 7 \cdot 15 \cdot 15,75 = 29625,75 \text{ м}^3.$$

Определяем общий объём бетонируемой части водосливной плотины:

Задаемся интенсивностью бетонирования $J_{\text{б.р.}}=12000 \text{ м}^3/\text{мес.}$

Определяем время бетонирования:

$$t = V_{\text{б.р.}} / J_{\text{б.р.}}; \quad (5.22)$$

$$t = 29625,75 / 12000 = 2,5 \text{ мес.}$$

Определение порога гребёнки

Скорость потока в сечении гребёнки:

$$v = \gamma \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_b}; \quad (5.23)$$

$\gamma = 0,9 \dots 1,0$, $Z_b = 1,0 \dots 1,5$; Принимаем $\gamma = 0,9$, $Z_b = 1,4$.

$$v = 1 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 1,4} = 5,23 \text{ м/с.}$$

Площадь живого сечения на временном пороге:

$$A = Q_{\text{стр}} / v; \quad (5.24)$$

$$A = 2195 / 5,23 = 420 \text{ м}^2.$$

Глубина воды на временном пороге:

$$a = A / B_{\text{гр}}; \quad (5.25)$$

$B_{\text{гр}}$ – ширина водосливного фронта;

$$a = 210 / 420 = 0,5 \text{ м.}$$

Отметка временного порога:

$$V_{\text{пор}} = \text{УНБ} - a; \quad (5.26)$$

УНБ – уровень воды в нижнем бьефе при строительном расходе;

$$V_{\text{пор}} = 1,5 - 0,5 = 1 \text{ м.}$$

Бетонные работы в нижней части разделительного устоя

Основные характеристики сопрягающего устоя плотины:

Ширина устоя $B = 15$ м;

Высота бетонированной части водосливной плотины $h = 7$ м;

Длина бетонированного участка плотины $L = 30$ м;

Определяем общий объём бетонированной части водосливной плотины:

$$V_{\text{б.р.}} = B \cdot L \cdot h; \quad (5.27)$$

$$V_{\text{б.р.}} = 15 \cdot 30 \cdot 7 = 7125 \text{ м}^3.$$

Задаемся интенсивностью бетонирования $J_{б.р.}=10000 \text{ м}^3/\text{мес.}$
Определяем время бетонирования:

$$t=V_{б.р.}/J_{б.р.}; \quad (5.28)$$

$$t=3150/10000=0,3 \text{ мес.}$$

Бетонирование глухих секций

Ширина секции $B=15,75 \text{ м};$

Высота бетонлируемой части глухих секций $h=7 \text{ м};$

Длина бетонлируемого участка плотины $L=15 \text{ м};$

Определяем общий объём бетонлируемой части водосливной плотины:

$$V_{б.р.}=B \cdot L \cdot h; \quad (5.29)$$

$$V_{б.р.}=15,75 \cdot 15 \cdot 7=1653,75 \text{ м}^3.$$

Задаемся интенсивностью бетонирования $J_{б.р.}=7000 \text{ м}^3/\text{мес.}$

Определяем время бетонирования:

$$t=V_{б.р.}/J_{б.р.}; \quad (5.30)$$

$$t=1653,75/7000=0,2 \text{ мес.}$$

На рисунке 5.4 представлен вид плотины с НБ на первом этапе строительства.

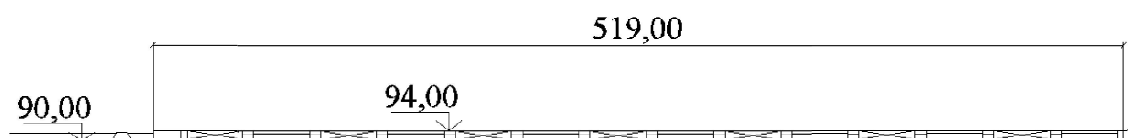


Рисунок 5.4- Вид плотины с НБ на первом этапе строительства

5.2.2 Второй этап

Пропуск расчетного строительного расхода производится через 7 пролётов гребёнки, построенной в котловане первой очереди.

Основные работы второго этапа:

- разбирают низовую перемышку первой очереди и затапливают котлован;
- разбирают верховую перемышку первой очереди (вода пропускается через донные отверстия);
- отсыпают банкет для перекрытия реки и образования котлована второй очереди, для возведения стационарной части плотины;

- возводят стационарную часть плотины и подводную часть здания ГЭС с монтажом металлоконструкций в водоотводящем тракте;
- устраивают глубокую цементационную завесу;
- бурят дренажные скважины в основании плотины;
- разрабатывают грунт под отводящий канал здания ГЭС.

Возведение перемычек второй очереди

Верховую перемычку – банкет, выполняем трапециевидного сечения с заложением откосов: верхового 1:2; низового 1:2.

Ширину по гребню принимаем 6 м.

Площадь поперечного сечения банкета составляет $\omega = 27,5 \text{ м}^2$,

Длина банкета составляет $L_{\text{бан}} = 185 \text{ м}$.

На рисунке 5.5 представлено поперечное сечение банкета.

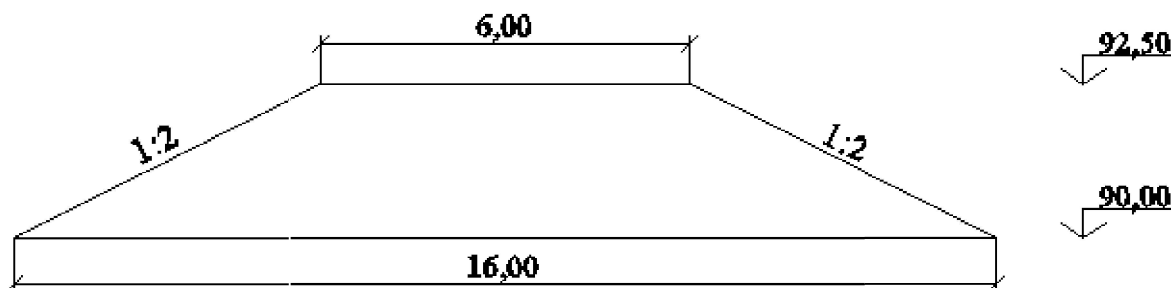


Рисунок 5.5– Поперечное сечение банкета

Таким образом, объем банкета равен

$$V = L_{\text{бан}} \cdot \omega; \quad (5.31)$$

$$V = 27,5 \cdot 185 = 5087,5 \text{ м}^3.$$

Конструкция низовой перемычки второй очереди аналогична низовой перемычке первой очереди, длина ее $L_{\text{низ}} = 190 \text{ м}$. Объем низовой перемычки равен:

$$V = \omega \cdot L_{\text{низ}}; \quad (5.32)$$

$$V = 27,5 \cdot 190 = 5225 \text{ м}^3;$$

Определим время необходимое для возведения банкета и низовой перемычки отдельно:

$$t_{\text{бан}} = V_{\text{бан}} / J_{\text{бан}}; \quad (5.33)$$

$$t_{\text{пер}} = V_{\text{пер}} / J_{\text{пер}}; \quad (5.34)$$

$$t_{\text{бан}} = V_{\text{бан}} / J_{\text{бан}} = 5087,5/800 = 6,4 \text{ сут.}$$

$$t_{\text{пер}} = V_{\text{пер}} / J_{\text{пер}} = 5225/800 = 6,5 \text{ сут.}$$

Осушение котлована 2-й очереди

Определяем площадь котлована

Глубина воды в котловане при среднем расходе воды в реке $Q = 1275 \text{ м}^3/\text{с}$ равна $h = 1 \text{ м}$.

Находим объём воды, который требуется откачать из котлована:

$$V = H_{\text{нб}} \cdot S; \quad (5.35)$$

$$V = 1 \cdot 17100 = 17100 \text{ м}^3;$$

Для откачки воды из котлована используем те же, что и на котловане первой очереди консольные насосы ЗК-13.

Проведем расчет времени откачки с использованием 3 насоса + один резервный. Время откачки составит:

$$t = \frac{17100 / (40 \cdot 3)}{24} = 15,9 \text{ смен.}$$

Интенсивность откачки воды составит:

$$t = \frac{V}{W \cdot n}; \quad (5.36)$$

$$J = \frac{h}{t} = \frac{1}{5,9} = 0,17 \text{ м/час.}$$

В дальнейшем для поддержания котлована в осушенном состоянии будут применяться эжекторные иглофильтровые насосы ЭИ-4А типа 6НДс4К-18 с производительностью $18 \text{ м}^3/\text{час}$.

Разработка котлована под водосливную плотину и здание ГЭС

Определим объемы разрабатываемого грунта в котловане второй очереди.

Размеры котлована под станционную часть плотины в плане составляют 50×185 , глубина 3 м . Таким образом, объем вынимаемого грунта равен:

$$V = a \cdot b \cdot c; \quad (5.37)$$

$$V = a \cdot b \cdot c = 27750 \text{ м}^3.$$

Для разработки песчаного грунта основания используем экскаватор ЭО4124 (производительность цикла $\Pi_{\text{эч}} = 310 \text{ м}^3/\text{сут}$, была определена выше).

Определим время разработки котлована под стационарную часть плотины:

$$t_{\text{выем}} = \frac{V_{\text{выем}}}{\Pi_{\text{эч}}}; \quad (5.38)$$

$$t_{\text{выем}} = \frac{27750}{310} = 90 \text{ сут.} = 3 \text{ мес.}$$

Количество машин для транспортировки грунта необходимо такое же, как и для котлована первой очереди.

Бетонные работы в нижней части стационарной плотины

Ширина нижней части стационарной плотины и глухих секций $B=50 \text{ м}$.

Высота бетонируемого участка стационарной плотины $h=7 \text{ м}$.

Длина бетонируемого участка плотины $L=185 \text{ м}$.

Объём укладываемого бетона:

$$V = B \cdot L \cdot h; \quad (5.39)$$

$$V = B \cdot L \cdot h = 64750 \text{ м}^3.$$

Время бетонирования:

$$t = V_{\text{б.р.}} / J_{\text{б.р.}}; \quad (5.40)$$

$$t = 64750 / 24000 = 2,7 \text{ мес.}$$

На рисунке 5.6 представлен вид плотины с НБ на втором этапе строительства.

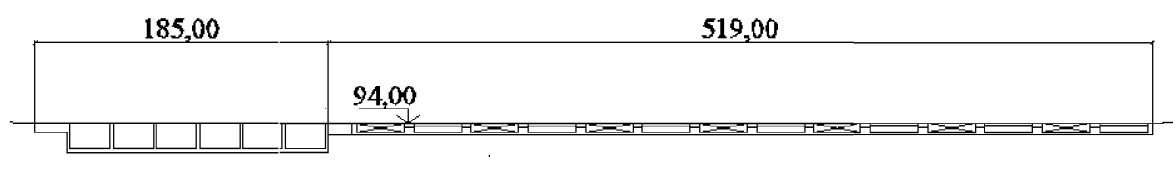


Рисунок 5.6 – Вид плотины с НБ на втором этапе строительства

5.2.3 Третий этап

Высоту порога гребёнки на третьем этапе считаем аналогично первому этапу. $V_{\text{пор}}=19$ м.

На третьем этапе разбирают низовую и продольную перемычки 2-й очереди. Проводят наращивание станционной плотины и нечётных пролётов гребёнки до 106 м.

Наполняют водохранилище до отметки $H_3=15$ м,

На данном этапе разбирается перемычка, возводится надводная часть здания ГЭС и начинается монтаж агрегатов. Также постепенно происходит наращивание правобережной и левобережной грунтовой плотины.

Бетонные работы по станционной плотине между отметками 94 м и 106м

Бетонируемый участок станционной плотины имеет форму призмы.

Наибольшая высота участка бетонирования 12 м.

Длина бетонируемого участка станционной части плотины $L_{\text{пл}}=185$ м

Ширина сечения в нижней части 15 м; ширина сечения в верхней части 12 м.

Наибольшая площадь поперечного сечения участка плотины $\omega_{\text{п}}=162$ м².

Объём бетона:

$$V=\omega_{\text{п}}\cdot L_{\text{пл}}; \quad (5.41)$$

$$V=\omega_{\text{п}}\cdot L_{\text{пл}}=185\cdot 162=29970\text{м}^3.$$

Принимаем интенсивность бетонирования 30000 м³.

Время бетонирования $t=1$ мес.

Бетонные работы по перекрытию чётных пролётов гребёнки между отметками 88 м и 106м

Бетонируемый участок водосливной плотины имеет форму призмы.

Наибольшая высота участка бетонирования 18 м.

Длина бетонируемого участка гребёнки $L_{\text{пл}}=210$ м

Ширина сечения в нижней части 15,75 м; ширина сечения в верхней части 3 м.

Наибольшая площадь поперечного сечения участка плотины $\omega_{\text{п}}=187$ м².

Объём бетона:

$$V = \omega_{\text{п}} \cdot L_{\text{пл}}; \quad (5.42)$$

$$V = \omega_{\text{п}} \cdot L_{\text{пл}} = 210 \cdot 187 = 39270 \text{ м}^3.$$

Принимаем интенсивность бетонирования 30000 м^3 .

Время бетонирования $t = 1,3$ мес.

Расчет насыпи грунтовой каменно-набросной плотины

Отсыпка каменно-набросной плотины до отметки 106 м. Размеры отсыпаемой грунтовой плотины $b = 84,8 \text{ м}$, $a = 40 \text{ м}$, $L = 135,24 \text{ м}$, $h = 12 \text{ м}$.

$$S_{\text{гр}} = \frac{b+a}{2} * h; \quad (5.43)$$

$$S_{\text{гр}} = \frac{84,8+40}{2} * 12 = 748,8 \text{ м}^2$$

$$V_{\text{гр.}} = S_{\text{гр}} * L; \quad (5.44)$$

$$V_{\text{гр.}} = 748,8 * 135,24 = 101267,7 \text{ м}^3$$

Особенность уплотнения крупнообломочных грунтов, в том, что они отсыпаются слоями от 1 м до 15 м в зависимости от выбранного способа. Для уплотнения грунта используем пневмошинные катки типа ДУ-39А со следующими характеристиками:

- масса 20 тонн;
- толщина уплотняемого слоя 0,35 м;
- ширина уплотняемой полосы 2,6 м;
- число проходов по одному следу 6-10;
- скорость передвижения: рабочая 1,4 м/с, транспортная 6,9 м/с.

На рисунке 5.7 представлен вид плотины с НБ на третьем этапе строительства.

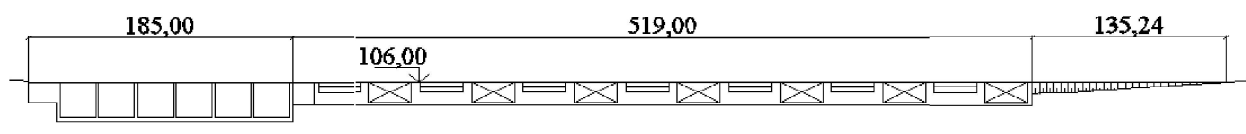


Рисунок 5.7 – Вид плотины с НБ на третьем этапе строительства

5.2.4 Четвертый этап

Высоту порога гребёнки на третьем этапе считаем аналогично первому этапу. $V_{\text{пор}} = 24 \text{ м}$.

На данном этапе проводят бетонные работы:

Наращивание чётных пролётов водосливной плотины до отметки 106

м. Нарращивание стационарной части плотины до отметки 111 м. Производится монтаж поверхностных затворов. Нарращивание правобережной и левобережной грунтовой плотины до отметки 111 м.

Бетонные работы по напорному фронту стационарной плотины между отметками 106 м и 111 м

Бетонируемый участок плотины имеет форму призмы. Бетонирование проводят на участке между отметками 106 м и 111 м. Объем уложенного бетона рассчитан аналогично предыдущему этапу и составляет $V=59030 \text{ м}^3$. Время бетонирования $t=2,0$ мес.

Бетонные работы по перекрытию чётных пролётов гребёнки между отметками 96 м и 106 м

Бетонируемый участок водосливной плотины имеет форму призмы. Наибольшая высота участка бетонирования 18 м. Длина бетонируемого участка гребёнки $L_{пл}=210$ м. Ширина сечения в нижней части 13 м; ширина сечения в верхней части 3 м. Наибольшая площадь поперечного сечения участка плотины $\omega_{п} = 112 \text{ м}^2$.

Объём бетона:

$$V = \omega_{п} \cdot L_{пл}; \quad (5.45)$$

$$V = \omega_{п} \cdot L_{пл} = 210 \cdot 112 = 23520 \text{ м}^3.$$

Принимаем интенсивность бетонирования 30000 м^3 .

Время бетонирования $t=0,8$ мес.

На рисунке 5.8 представлен вид плотины с НБ на четвёртом этапе строительства.

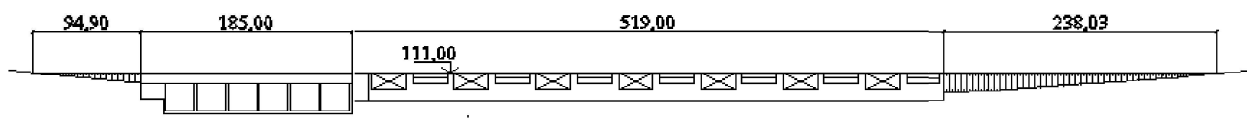


Рисунок 5.8— Вид плотины с НБ на четвёртом этапе строительства

Расчет насыпи грунтовой каменно-набросной плотины

Отсыпка каменно-набросной плотины до отметки 106 м. Размеры отсыпаемой грунтовой плотины $b=40$ м, $a=26$ м, $L_1=238$, $L_2=94,9$ м, $h=5$ м.

$$S_{гр} = \frac{b+a}{2} * h; \quad (5.46)$$

$$S_{гр} = \frac{40+26}{2} * 5 = 165 \text{ м}^2$$

$$V_{гр.} = S_{гр} * (L_1 + L_2); \quad (5.47)$$

$$V_{гр.} = 165 * (238 + 94,9) = 54928,5 \text{ м}^3$$

5.2.5 Пятый этап

На данном этапе возводят плотину до проектных отметок.

Наполняют водохранилище до НПУ. Поочередно пускают все гидроагрегаты ГЭС.

Бетонные работы по всему напорному фронту между отметками 111 м и 116 м

Объем уложенного бетона рассчитан аналогично предыдущему этапу и составляет $V=18560 \text{ м}^3$. Время бетонирования $t=1,2$ мес.

Расчет насыпи грунтовой каменно-набросной плотины

Отсыпка каменно-набросной плотины до отметки 106 м. Размеры отсыпаемой грунтовой плотины $b=26$ м, $a=12$ м, $L_1=309$, $L_2=157,7$ м, $h=5$ м.

$$S_{гр} = \frac{b+a}{2} * h; \quad (5.48)$$

$$S_{гр} = \frac{26+12}{2} * 5 = 95 \text{ м}^2$$

$$V_{гр.} = S_{гр} * (L_1 + L_2); \quad (5.49)$$

$$V_{гр.} = 95 * (309 + 157,7) = 44336,5 \text{ м}^3$$

На рисунке 5.9 представлен вид плотины с НБ на пятом этапе строительства.

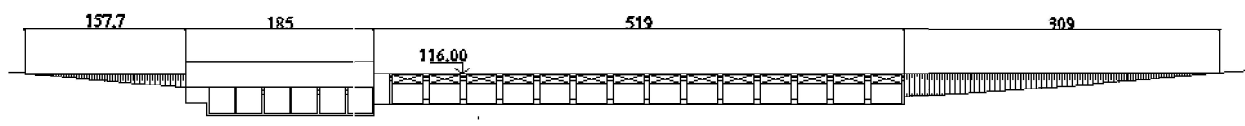


Рисунок 5.9 – Вид плотины с НБ на пятом этапе строительства

Объёмы всех работ, выполняемых в ходе строительства, сведены в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Объёмы выполняемых работ

№ этапа	Вид работы	Наименование работы	Объёмы выполняемых работ, (м ³)
1	Земляные	Отсыпка продольной перемычки первой очереди	416
		Отсыпка низовой перемычки первой очереди	14850
		Отсыпка верховой перемычки первой очереди	19440
	Откачка воды	Осушения котлована первой очереди	21060
	Земляные	Разработка котлована под водосбросную плотину	42120
	Бетонные	Бетонирование гребёнки	38404,5
	Земляные	Отсыпка банкета	5087,5
2	Земляные	Отсыпка низовой перемычки второй очереди	5225
	Откачка воды	Осушение котлована	17100
	Земляные	Разработка котлована второй очереди	27750
	Бетонные	Возведение нижней части станционной плотины	64750
3	Бетонные	Бетонирование плотины между отметками 96 м и 106 м	29970
	Бетонные	Бетонирование нечётных пролётов гребёнки между отметками 88 м и 106 м	39270
	Земляные	Отсыпка грунтовой плотины	101267,7
4	Бетонные	Бетонирование плотины между отметками 106 м и 111 м	59030
	Бетонные	Бетонирование гребёнки между отметками 94 м и 106 м	23520
	Земляные	Отсыпка грунтовой плотины	54928,5
5	Бетонные	Бетонирование плотины между отметками 111 м и 116 м	18560
	Земляные	Отсыпка грунтовой плотины	44336,5

6 Мероприятия по охране окружающей среды

Белоярский гидроузел проектируется в Ханты-Мансийском автономном округе России на реке Обь. Река берёт начало на Алтае при слиянии Бии и Катуня. В створе гидроузла берега реки пологие, ширина реки по урезу воды в межень составляет 600-800 метров.

Климат района расположения гидроузла резко континентальный. Средняя температура января по округу колеблется в пределах $-18...-24$ °С. Средняя температура июля от $+18$ °С до $+25$ °С.

Расчетная скорость ветра (на высоте 10 м) 22 м/с (при 2 % обеспеченности) и 17 м/с (при 20% обеспеченности).

Длина реки около 3650 километров. Водный режим реки Обь характеризуется четко выраженным весенним половодьем, летнее – осенними дождевыми паводками и устойчивой зимней меженью. Половодье обычно начинается в апреле, его средняя продолжительность составляет 55 дней. Питание реки смешанное с преобладанием снегового. Среднегодовой расход воды в реке составляет 1755 м³/с.

Питание реки преимущественно снеговое. За период весенне-летнего половодья река приносит основную часть годового стока. В верхнем течении половодье — с начала апреля, в среднем — со второй половины апреля, а в нижнем — с конца апреля — начала мая. Подъем уровней начинается ещё при ледоставе; при вскрытии реки в результате заторов — интенсивные кратковременные подьёмы уровней. Из-за этого у некоторых притоков возможно обращение направления течения. В верхнем течении половодье заканчивается в июле, летняя межень неустойчива, в сентябре — октябре дождевой паводок. В среднем и нижнем течении спад половодья с наплаивающимися дождевыми паводками продолжается до ледостава. В среднем река находится подо льдом от 180 до 220 дней в году, в зависимости от того, насколько сурова зима.

Обь богата ихтиофауной, что привлекает сюда рыбаков с многих населенных пунктов. Ценными видами рыб являются осетр, ряпушка, пелядь, сиговые породы. В целом, в реке водятся более 50 пород рыб, которые вылавливают с промышленной целью. Например, окуня, карася, щуки, налима, плотвы и др. Также в реке обитает узкопалый рак. Рядом с рекой живут лягушки и жабы, тритоны и углозуб. Из млекопитающих животных распространены бобры и выдры. Среди птиц можно отметить чаек, гагар, гусей, уток, серую цаплю, выпь, лебеди и др.

6.1 Период строительства

В период строительства в районе гидроузла нарушается естественный ландшафт. В связи с прокладкой дорог, постройкой промышленной базы и поселка резко возрастет уровень шума. Вода, используемая для разнообразных строительных работ, возвращается в реку с механическими примесями. Она

загрязняется также коммунально-бытовыми стоками строительного поселка. В период строительства начинается подъем воды в верхнем бьефе, в результате заполнения водохранилища изменяется расход воды и ее уровень в нижнем бьефе.

Для обеспечения надлежащего качества воды в зоне водохранилищ предусматривается полная лесочистка и санитарная очистка ложа водохранилища до его затопления. Лесочистка производится с максимально возможным хозяйственным использованием древесины. Санитарная очистка производится с целью уменьшения загрязнения поверхностного стока [1].

6.2 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Мероприятия по инженерной защите, предусматривающие:

- 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;
- мероприятия по санитарной подготовке территории затопления;

При создании водохранилищ предусматривается организация водоохранной зоны, на территории которой планируются защитные лесонасаждения и лесовосстановительные мероприятия.

В пределах водоохранных зон устанавливаются прибрежные защитные полосы, на территориях которых вводятся дополнительные ограничения хозяйственной и иной деятельности.

Для обеспечения соблюдения режима водоохранных зон и границ прибрежных защитных полос необходимо проведение следующих мероприятий:

- закрепление на местности границ водоохранных зон и границ прибрежных защитных полос специальными информационными знаками осуществляется в соответствии с земельным законодательством;
- запрещается проведение авиационно-химических работ;
- использование навозных стоков для удобрения почв;

В границах водоохранных зон допускаются проектирование, строительство, реконструкция, ввод в эксплуатацию, эксплуатация хозяйственных и иных объектов при условии оборудования таких объектов сооружениями, обеспечивающими охрану водных объектов от загрязнения, засорения и истощения вод. Использование, охрана, защита, воспроизводство лесов, расположенных в водоохранных зонах, осуществляется в соответствии с лесным законодательством [2]. Но соблюдение режима водоохранных зон не говорит о том, что запрет на проведение берегоукрепительных работ по берегам водных объектов.

При разработке строительных планов необходимо рационально выбирать карьеры, местоположение строительной базы, дорог и т.п.

К моменту завершения строительства должны быть проведены рекультивация нарушенных земель и озеленение территории. Для предотвращения или уменьшения переработки берегов их укрепляют.

В связи с тем, что при подготовке ложа водохранилища необходима очистка от древесной и кустарниковой растительности, в процессе лесосводки будет образовано большое количество древесных отходов.

6.3 Период эксплуатации

В период эксплуатации происходит разностороннее влияние на окружающую среду. Гидротехнические сооружения должны эксплуатироваться с соблюдением требований законодательства Российской Федерации об охране окружающей среды.

В целях контроля и современного предотвращения загрязнений окружающей среды на ГЭС необходимо организовать наблюдения за:

- протечками и утечками технологических масел;
- качеством сбрасываемой после использования технологической воды;
- качеством сбрасываемых сточных вод.

По результатам наблюдений принимаются решения о необходимых природоохранных мероприятиях.

6.4 Мероприятия по защите растительного и животного мира

Будет произведено лесовосстановление взамен затопленных лесных площадей, вынос из зоны затопления редких, реликтовых и краснокнижных видов растений.

Биологическая мелиорация реки Обь и строительство рыборазводных хозяйств в качестве компенсационных мероприятий в счет компенсации ущерба ценным породам рыбы (тайменю), причиненным при строительстве ГЭС.

Согласно статьи 65 Водного кодекса РФ от 03.06.2006 № 74-ФЗ размер водоохраной зоны реки Обь составляет 200 м. В соответствии с режимом охраны водоохраных зон при эксплуатации станции требуется выполнение водоохраных мероприятий. Основные природоохранные мероприятия в период эксплуатации станции приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Основные природоохранные мероприятия

№	Мероприятия	Срок исполнения
1. Организационные		
1.1	Разработка и согласование проекта нормативов предельно - допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (ПДВ)	1 раз в 5 лет
1.2	Разработка и утверждение проекта нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР)	1 раз в 5 лет
1.3	Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты	1 раз в 5 лет
1.4	Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух	1 раз в 5 лет
1.5	Организация и проведение производственного экологического контроля	Постоянно
1.6	Разработка и осуществление природоохранных мероприятий	Ежегодно
2. Технологические		
2.1	Модернизация оборудования с заменой на оборудование с меньшими шумовыми характеристиками	При проведении реконструкции
2.2	Оборудование маслохозяства маслоочистительной установкой	При проведении реконструкции
2.3	Перенос шумопроизводящего оборудования с открытых площадок в закрытые помещения	При проведении реконструкции
3. Санитарно - технические		
3.1	Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности	-
3.2	Организация контроля за соблюдением природоохранных нормативов	Постоянно
3.3	Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне реки Гилой	Постоянно

7 Оценка объёмов продаж электроэнергии и расчет расходов на проект

7.1 Определение объёмов генерации производства

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами или издержками производства. В том случае, если создание продукции связано с обслуживанием технических устройств, текущие затраты называют эксплуатационными расходами. При этом экономическая сущность всех определений едина – это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса, осуществления строительства ГЭС и производства электроэнергии. Оценка объёмов продаж представлена в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Оценка объёмов продаж впервые годы выпуска электроэнергии

Наименование показателя	Ед.изм	Год реализации проекта				
		2022	2023	2024	2025	2026
Установленная мощность	МВт	356,00	356,00	356,00	356,00	356,00
Число часов использования установленной мощности	Часы	6500	6500	6500	6500	6500
Выработка электроэнергии	МВт*ч	2314000	2314000	2314000	2314000	2314000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	2	2	2	2	2
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	46280	46280	46280	46280	46280
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	2267720	2267720	2267720	2267720	2267720
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	1183,00	1219,00	1253,00	1286,00	1318,00
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб	2682,71	2764,35	2841,45	2916,29	2988,85
НДС к выручке	млн.руб	460,05	482,11	495,76	508,98	522,05

7.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполняем на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 - 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9) с учетом реализованной электроэнергии.

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 рассчитываем, исходя из среднего срока службы основного оборудования.

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

Период расчета в программе 300 месяцев, период окупаемости 82 месяца.

Эксплуатационные расходы на уровне представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла в первые годы эксплуатации

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	76,56
Прочие	274,0	82,20
Итогопо ГЭС		158,76

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 - 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9), таблица 7.3.

Таблица 7.3 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38	40,61
НП АТС (администратор торговой системы)	0,0001097	2,76
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318	0,80
Итого		44,07

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы производства электроэнергии приведены в таблице 7.4.

Таблица 7.4 - Текущие затраты по гидроузлу в первые годы производства электроэнергии

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Амортизационные отчисления, млн.руб.	45,68	46,10	46,10	46,10	46,10
Расходы на страхование, млн.руб.	21,24	20,79	20,35	19,91	19,91
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	158,76	158,76	158,76	158,76	158,76
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	23,89	23,39	22,89	22,40	22,40
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	44,18	44,18	44,18	44,18	44,18
Налог на воду, млн.руб.	34,69	35,28	35,28	35,28	35,28
Итого, млн.руб.	328,44	328,50	327,56	326,62	326,62

Структура текущих затрат представлена на рисунке 7.1.

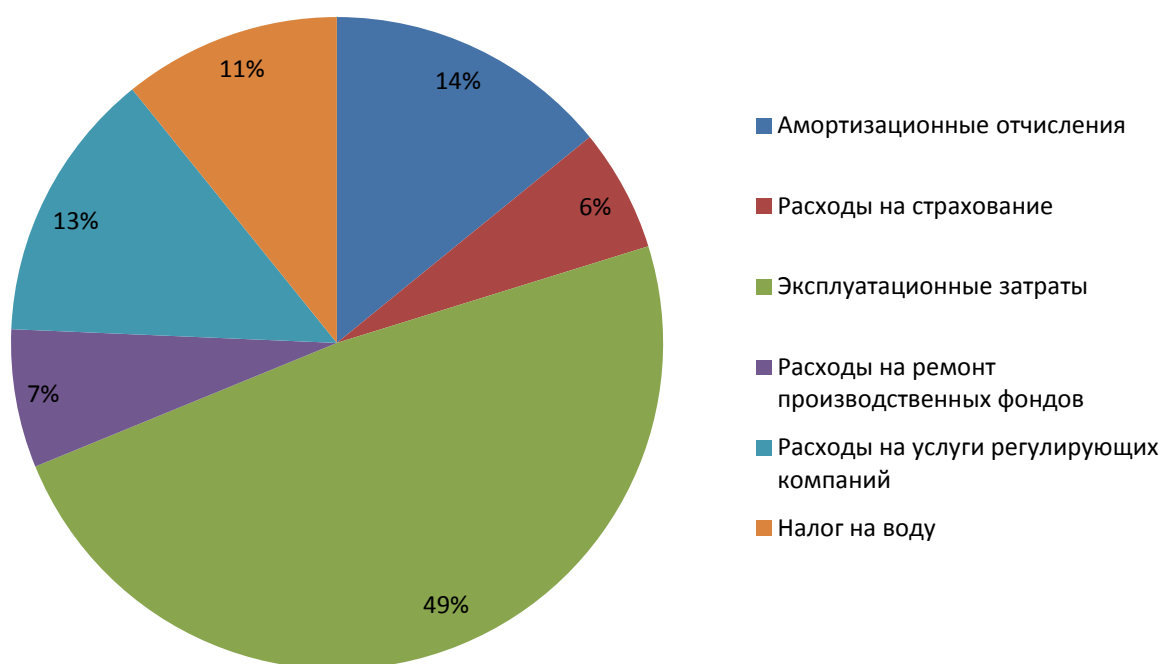


Рисунок 7.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

7.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьей оттоков денежных средств после завершения строительства. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет. Существует возможность введения льготного периода, что существенно повлияет на показатели эффективности ГЭС.

Учтены следующие налоги:

- НДС-18% (от добавленной стоимости);
- взносы в социальные фонды - 34% (от фонда оплаты труда);
- налог на имущество - 2,2 % (от остаточной стоимости проекта);
- налог на прибыль - 20 % (от налогооблагаемой прибыли);
- налог на воду на 1 тыс. кВт ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 - Налоговые расходы в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Налог на прибыль, млн.руб.	466,86	490,91	506,38	521,26	535,98
НДС, млн.руб.	460,05	482,11	495,76	508,98	522,05
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	23,67	23,67	23,67	23,67	23,67
Налог на имущество, млн.руб.	45,37	46,27	44,77	43,78	42,79
Итого, млн.руб.	995,96	1042,95	1070,57	1097,69	1124,48

Налоги на прибыль, НДС и взносы в социальные фонды отчисляются в федеральный бюджет. Налог на имущество отчисляется в бюджет региона, где производится строительство.

7.4 Оценка суммы прибыли

Прибыль является одним из основных результатов промышленной деятельности. Поддержание необходимого уровня прибыльности — объективная закономерность нормального функционирования предприятия. Систематический недостаток прибыли и ее неудовлетворительная динамика свидетельствуют о неэффективности и рискованности деятельности.

В отчете о прибыли определяются следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогам, нераспределенная прибыль, накопленная нераспределенная прибыль.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена для целевого варианта в таблице 7.6.

Таблица 7.6 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Годреализациипроекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Выручка (нетто), млн.руб.	2604,77	2685,08	2760,52	2833,78	2906,32
Текущиерасходы, млн.руб.	328,44	328,50	327,56	326,62	325,68
ЕВITDA (Валовая прибыль), млн.руб.	2276,33	2356,58	2432,95	2507,16	2580,64
ЕВIT(прибыль от налогообложения), млн.руб.	2276,33	2356,58	2432,95	2507,16	2580,64
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	455,27	471,32	486,59	501,43	516,13
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	1821,06	1885,26	1946,36	2005,73	2064,51
Ставкааналоганаприбыль, %	2604,77	2685,08	2760,52	2833,78	2906,32

Объём чистой прибыли зависит от объёма валовой прибыли и величины налогов, и растёт по мере увеличения выработки электроэнергии, что показано на рисунке 7.2.

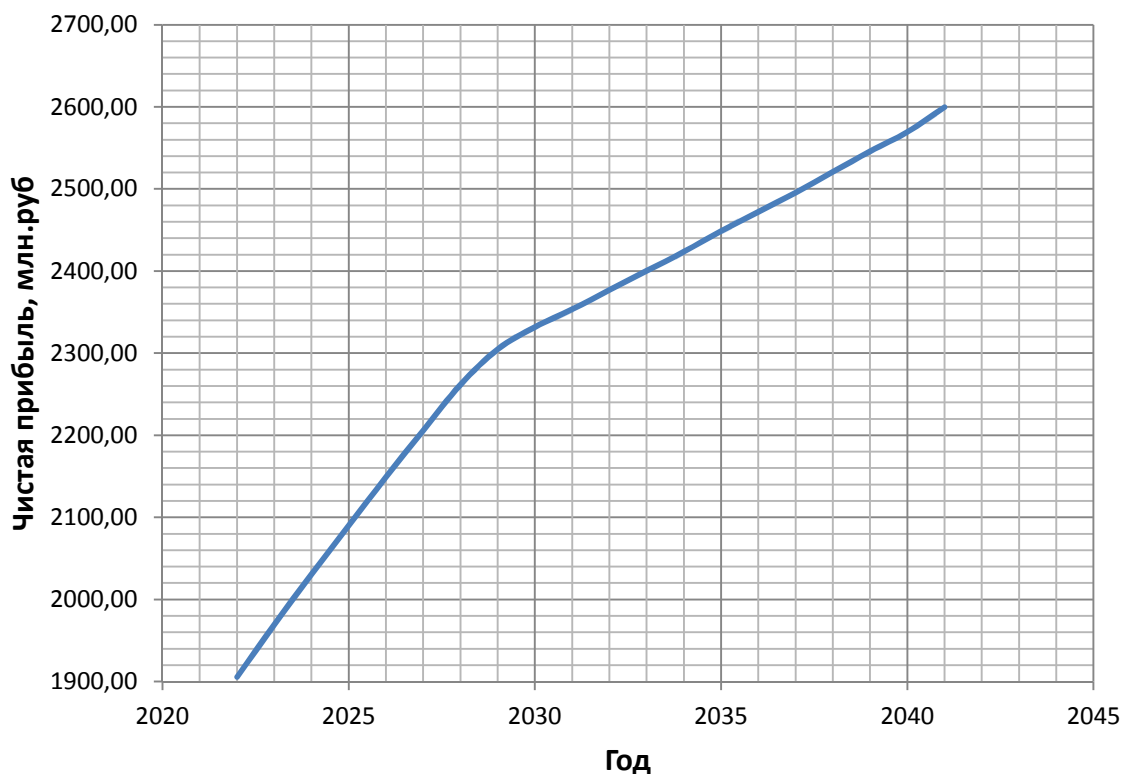


Рисунок 7.2 – Чистая прибыль, млрд. руб.

7.5 Показатели эффективности проекта

Эффективность проекта характеризуется системой показателей, отражающих соотношение затрат и результатов применительно к интересам его участников.

Критерии эффективности инвестиций приведены в таблице 7.7.

Таблица 7.7 – Эффективность инвестиций

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	82
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	7381,20
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,42
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0,048
Удельные капиталовложения, руб/Квт	125315

7.6 Анализ чувствительности

Инвестиции – вложения капитала с целью получения прибыли. Инвестиции являются неотъемлемой частью современной экономики. От кредитов инвестиции отличаются степенью риска для инвестора (кредитора) — кредит и проценты необходимо возвращать в оговорённые сроки независимо от прибыльности проекта, инвестиции (инвестированный капитал) возвращаются и приносят доход только в прибыльных проектах. Если проект убыточен — инвестиции могут быть утрачены полностью или частично.

Выручка (оборот, объём продаж) — количество денежных средств или иных благ, получаемых компанией за определённый период её деятельности, в основном за счёт продажи товаров или услуг своим клиентам.

Влияние выбранных показателей на изменение чистого приведенного дохода показано на следующих рисунках 7.2 – 7.4.

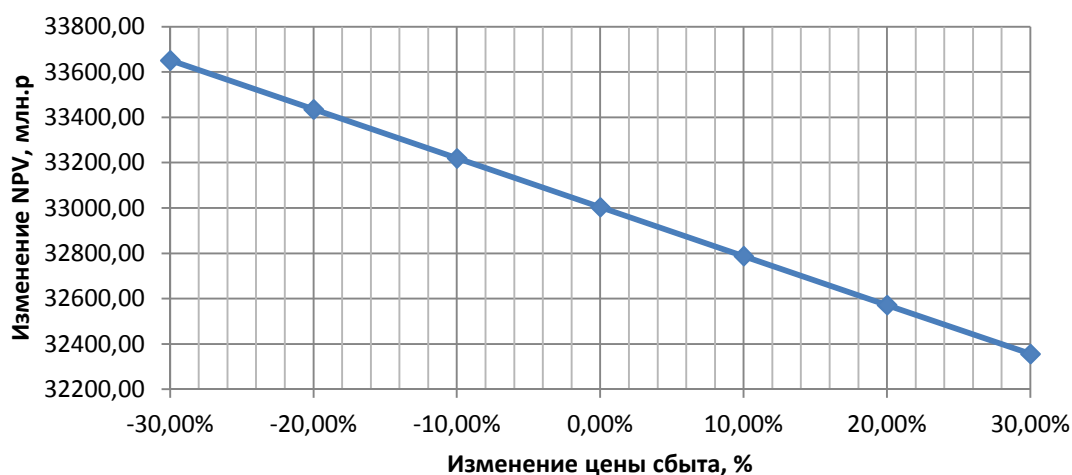


Рисунок 7.2- Изменение суммы NPV в зависимости от изменения объема инвестиций

Вывод: Увеличение объема инвестиций- уменьшение величины NPV.

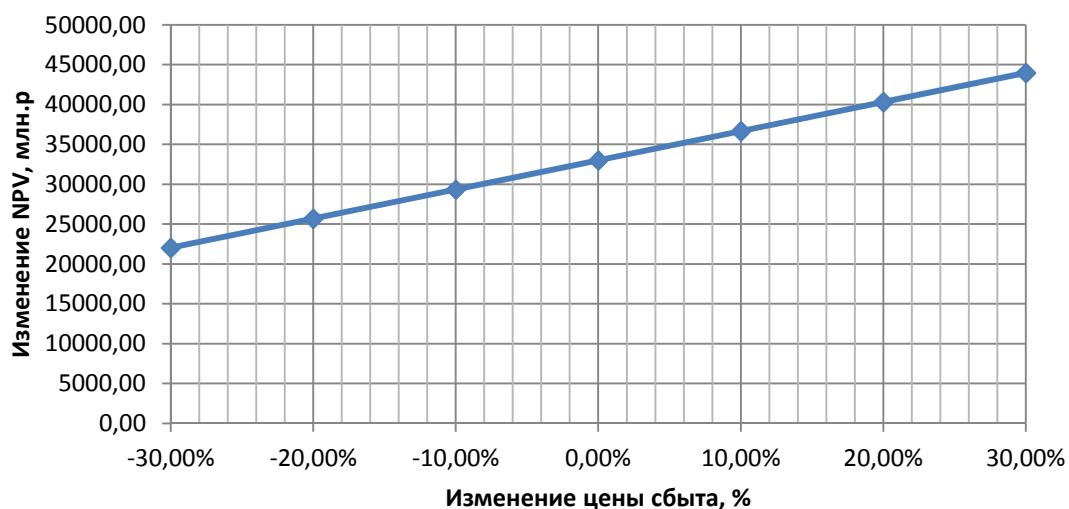


Рисунок 7.3- Изменение суммы NPV в зависимости от изменения цены сбыта

Вывод: Увеличение цены сбыта –увеличение величины NPV.

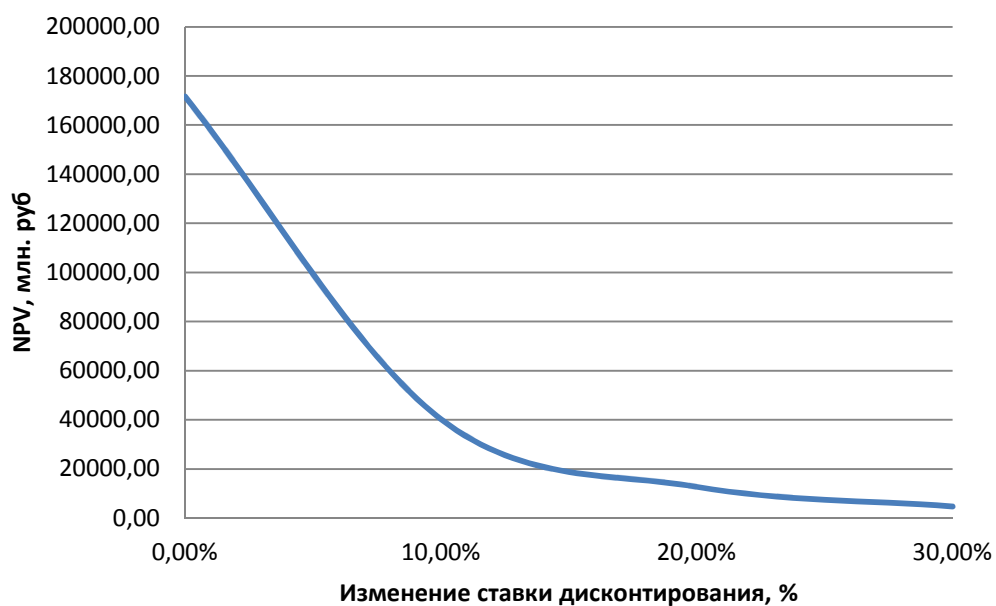


Рисунок 7.4 –Изменение сумма NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: рост ставки дисконтирования ведет к снижению NPV

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящем проекте были рассчитаны и определены основные элементы и параметры гидротехнического сооружения I класса Белоярского гидроузла на реке Обь.

В рамках гидрологического расчета были определены значения максимальных расчётных расходов для основного (обеспеченностью 0,1%) и поверочного (обеспеченностью 0,01%) случаев.

На этапе водно-энергетических расчётов выбрана установленная мощность проектируемой станции, которая составила 356 МВт, намечена зона работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. Проектируемая станция работает как в базовой, так и в пиковой части графика нагрузки. По кривой сработки/наполнения водохранилища, с НПУ 111 м, был определен уровень мертвого объема, отметка которого составила 103 м. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составляет 2 млрд.кВт·ч.

Далее была выявлена область допустимой работы гидроэлектростанции, исходя из которой были определены следующие параметры:

- расчетный напор $H_p = 15,3$ м;
- минимальный напор $H_{\min} = 10,8$ м;
- максимальный напор $H_{\max} = 20$ м.

Из полученного диапазона изменения напора по справочным материалам были подобраны возможные типы гидротурбин. После сравнения рабочих зон турбин, а также руководствуясь принципом минимума суммарных приведенных затрат, принята установка гидротурбина ПЛ20-В при числе агрегатов равном 6. Также была выбрана система управления гидротурбиной.

Произведен расчет основных размеров генератора типа СВ 1500/170-96 с номинальной мощностью 106,3 МВА и синхронной частотой вращения 62,5 об/мин.

На следующем этапе определены состав, тип и компоновка основных сооружений. В состав гидроузла входят следующие подпорные сооружения класса (считая от левого берега):

1. Левобережная глухая грунтовая плотина;
2. Бетонная водосливная плотина длиной 504 метра;
3. Станционная бетонная плотина;
4. Правобережная глухая грунтовая плотина.

Произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов методом предельного состояния 1 группы коэффициент надежности сооружения составляет 1,37 (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Системный Оператор Единой Энергетической Системы [Электронный ресурс] : генерация и потребление ОЭС Северо-Запад. – Москва, 2016. – Режим доступа: <http://so-ups.ru/index.php?id=1208>.
2. Кривченко, Г. И. Гидравлические машины: Турбины и насосы : учебник для вузов / Г. И. Кривченко. – Москва : Энергия, 1978. – 320 с.
3. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: в 2 т./Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. Т.1. Основное оборудование гидроэлектростанций. – Москва : Энергоатомиздат, 1988.– 400 с.
4. УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ ЭНЕРГОМАШ-ЕКАТЕРИНБУРГ [Электронный ресурс] : трансформаторно-реакторное оборудование. – Екатеринбург, 2014. – Режим доступа: <http://www.uetm.ru/products/147/>.
5. изд., перераб. и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1998. – 608 с.
6. СНиП 33-01-2003 Строительные нормы и правила Российской Федерации. Гидротехнические сооружения. – Введен 01-01-2004. – ФГУП ЦПП, 2004. – 30 с.
7. Справочник по гидравлическим расчетам : изд. 4-е / под ред. П. Г. Киселев. – Москва : Энергия, 1972. – 312 с.
8. Гришин, М. М. Гидротехнические сооружения (в двух частях). ч.1: учебник для студентов вузов / М. М. Гришин. – Москва : Высшая школа, 1979. – 615 с.
9. Чугаев, Р.Р. Гидравлика / Р.Р. Чугаев. – Ленинград : Энергоиздат. Ленингр. отд-е, 1982. – 672 с.
10. Рассказов, Л.Н. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1: учебник для студентов вузов / Л.Н. Рассказов. – Москва : Стройиздат, 1996. – 440 с.
11. Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017 - 2042 гг. :приказ ПАО «РусГидро» от 30.01.12 г. №9. – Москва, 2017. – 22 с.
12. 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.
13. 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.
14. Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях / В.А. Венников, Ю.Н. Астахов, В.В. Ежков и др. – Москва : Энергоатомиздат, 1983. – 683 с.
15. ГОСТ 534-78 Краны мостовые опорные. Пролеты. – Взамен ГОСТ 534-69 ; введ. 01.07.1979 – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2002. – 4 с.

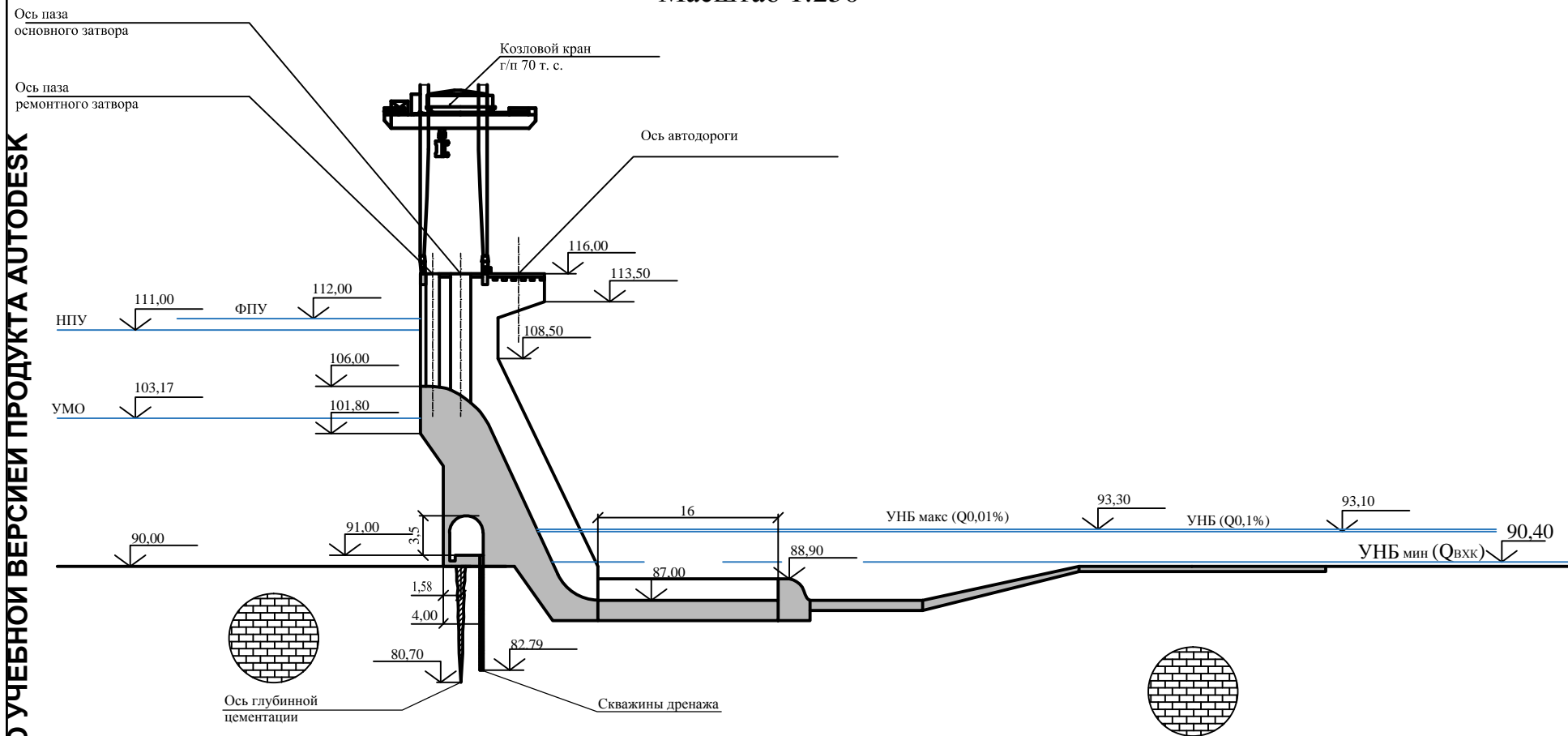
29. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва : Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.

30. ГОСТ Р 53866-2010 Рельсы крановые. Технические условия. – Введ. 13.09.2010 – Москва : Стандартиформ, 2011. – 12с.

31. ГОСТ 534-78 Краны мостовые опорные. Пролеты. – Взамен ГОСТ 534-69 ; введ. 01.07.1979 – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2002. – 4 с.

32. Прошин, А. С. Монтажные краны электростанций : учебное пособие для вузов / А. С. Прошин. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Машиностроение, 1973. – 248 с.

Разрез по водосливной плотине
Масштаб 1:250



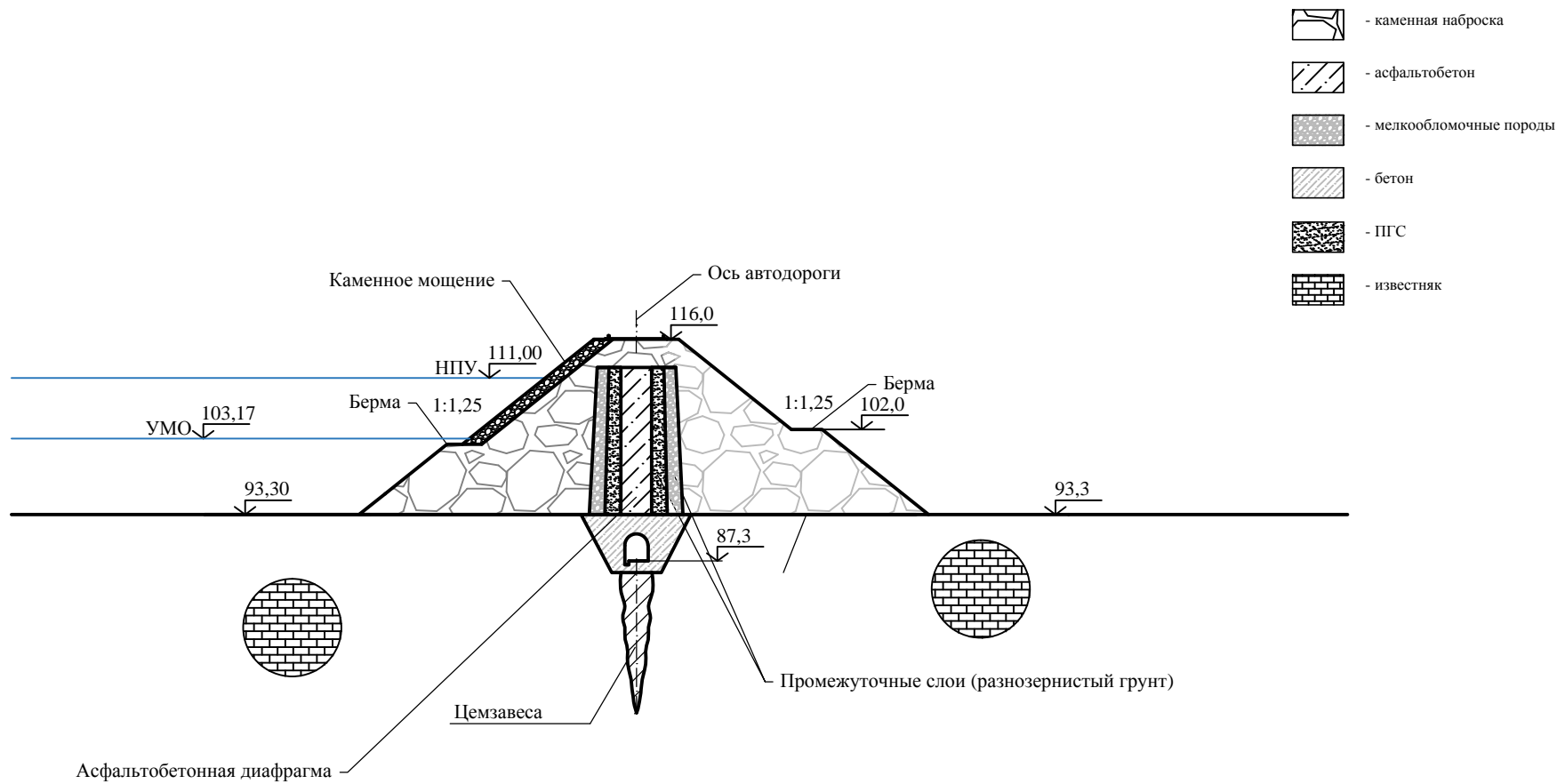
СОЗДАНО УЧЕБНОЙ ВЕРСИЕЙ ПРОДУКТА AUTODESK

СОЗДАНО УЧЕБНОЙ ВЕРСИЕЙ ПРОДУКТА AUTODESK

					ВКР-08.03.01-0903275-ГП1				
					Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета				
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Разраб.		Афанасьев				Проектирование Белооярской ГЭС на р.Обь	Статья	Лист	Листов
Провер.		Затесев						2	4
Т.контр.		Головинова							
Н.контр.		Затесев				Разрез по водосливной плотине	Кафедра ГТС, 2017 г		
Утв.									

Разрез грунтовой плотины

Масштаб 1:400



СОЗДАНО УЧЕБНОЙ ВЕРСИЕЙ ПРОДУКТА AUTODESK

СОЗДАНО УЧЕБНОЙ ВЕРСИЕЙ ПРОДУКТА AUTODESK

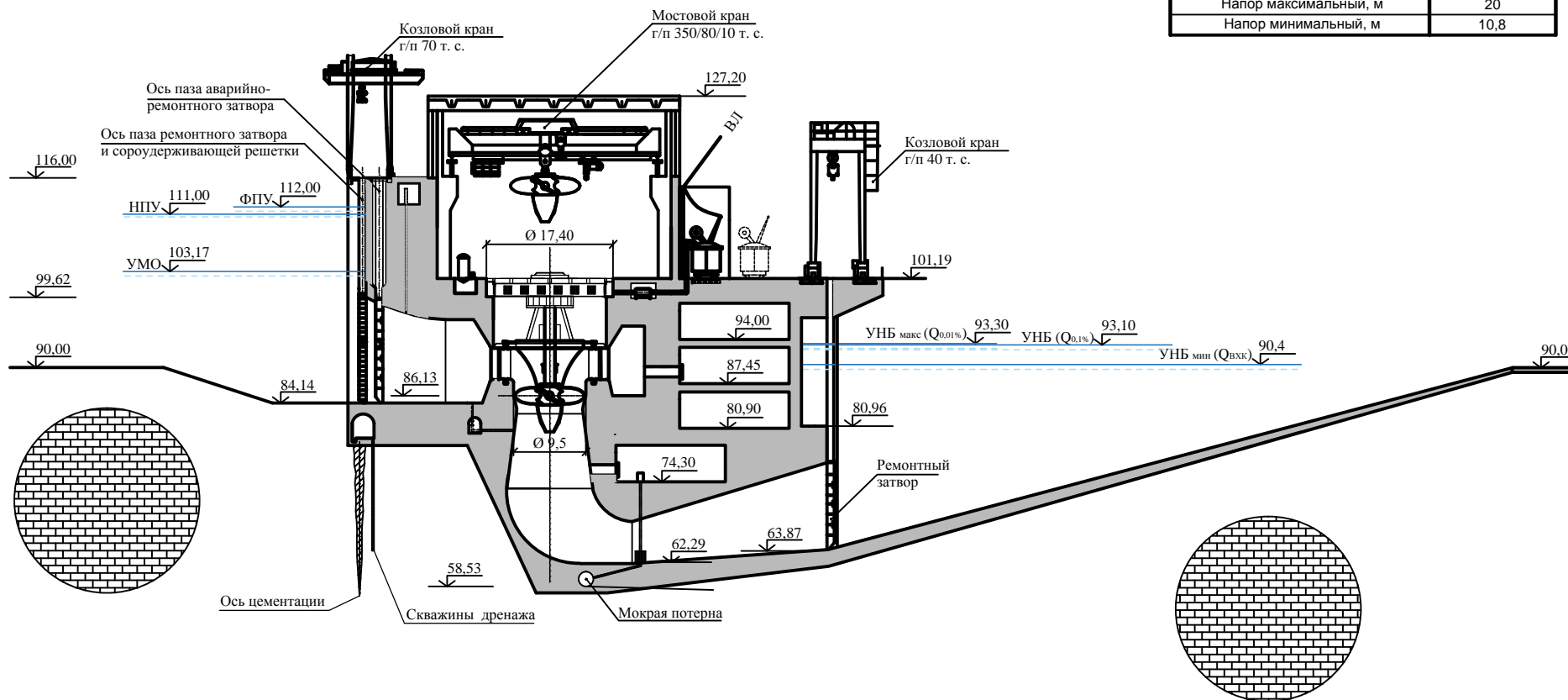
					ВКР-08.03.01-0903275-ГП4			
					Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Колуч.	Лист	Фед.	Подпись	Дата	Стация	Лист	Листов
Разраб.		Афанасьев				Проектирование Белоярской ГЭС на р.Обь	4	4
Провер.		Затеев						
Т.контр.								
Н.контр.								
Утв.								
Разрез грунтовой плотины						Кафедра ГТС, 2017 г		

Разрез руслового здания ГЭС

1:400

Основные характеристики гидроагрегата

Мощность гидротурбины, кВт	106,3
Тип турбины	ПЛ20а-В-950
Тип гидрогенератора	СВ 1500/170-96
Количество агрегатов, шт	6
Высота отсасывания, м	-4,77
Синхронная частота вращения, об/мин	62,5
Напор расчетный, м	15,3
Напор максимальный, м	20
Напор минимальный, м	10,8



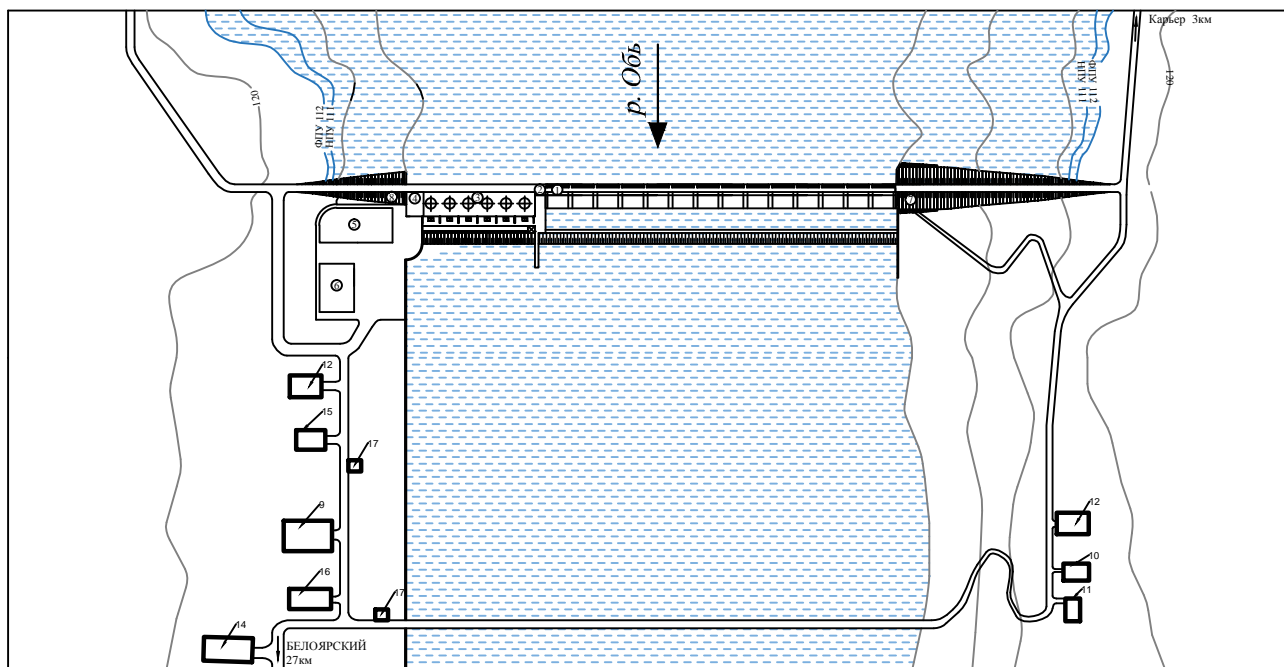
СОЗДАНО УЧЕБНОЙ ВЕРСИЕЙ ПРОДУКТА AUTODESK

СОЗДАНО УЧЕБНОЙ ВЕРСИЕЙ ПРОДУКТА AUTODESK

						ВКР-08.03.01-0903275-ГП2			
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Проектирование Белоярской ГЭС на р.Обь	Стая	Лист	Листов
Разраб.	Афанасьев							3	4
Провер.	Масленников								
Т.контр.									
Н.контр.						Разрез руслового здания ГЭС	Кафедра ГТС, 2017 г		
Утв.									

Строительный генеральный план

Масштаб 1:5000



СОЗДАНО УЧЕБНОЙ ВЕРСИЕЙ ПРОДУКТА AUTODESK

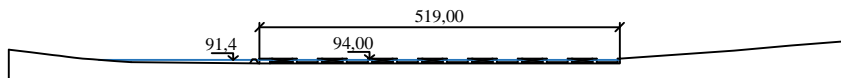
СОЗДАНО УЧЕБНОЙ ВЕРСИЕЙ ПРОДУКТА AUTODESK

Спецификация

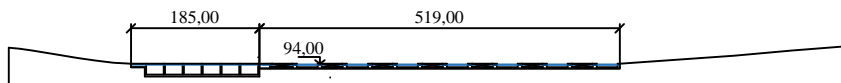
1	Бетонная водосливная плотина	11	Лаборатория
2	Станционная часть бетонной плотины	12	Столовая
3	Машинный зал	13	Мост
4	Монтажная площадка	14	Жилый поселок
5	Службно-технический корпус	15	База ГМО
6	КРУЭ	16	АЗС
7	Глухая левобережная грунтовая плотина	17	КПП
8	Глухая правобережная грунтовая плотина		
9	База механизации		
10	Бетонный завод		

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	VKP-08.03.01-0903275-TC1		
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета		
Разраб.		Аланьев				Проектирование Белоярской ГЭС на р.Обь	Стация	Лист
Провер.		Эксер						1
Т.контр.								3
Н.контр.						Строительный генеральный план	Кафедра ГТС, 2017 г	
Утв.								

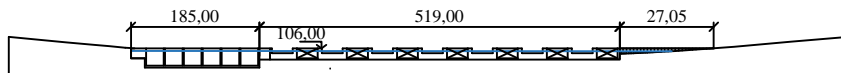
Этапы строительства
 Масштаб 1:5000
 Вид с нижнего бьефа
 I этап строительства



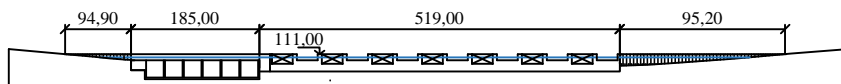
II этап строительства



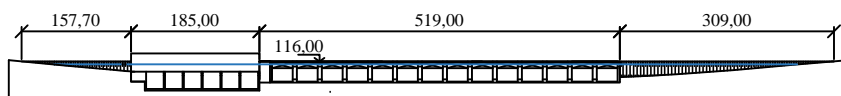
III этап строительства



IV этап строительства



V этап строительства



СОЗДАНО УЧЕБНОЙ ВЕРСИЕЙ ПРОДУКТА AUTODESK

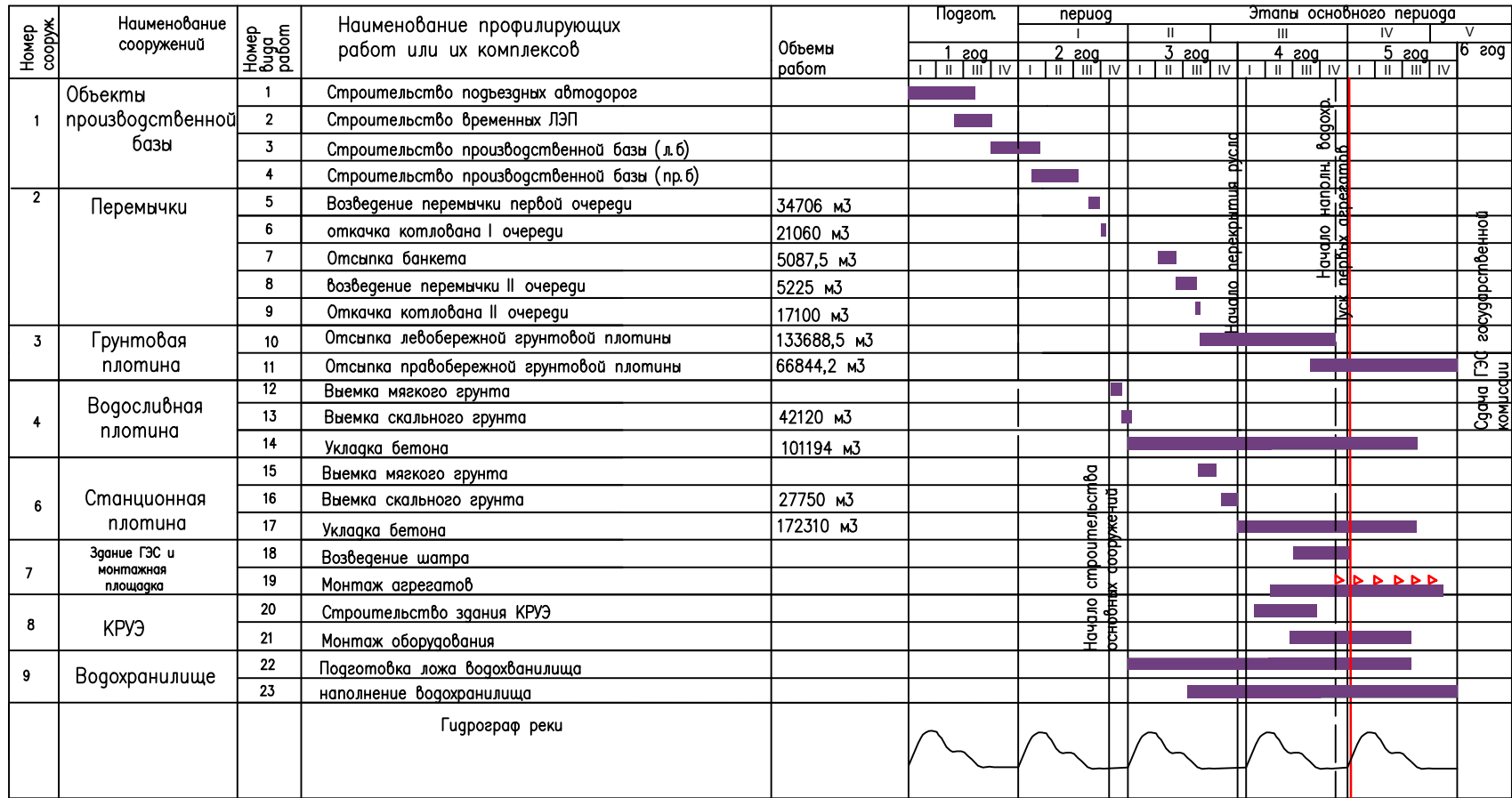
СОЗДАНО УЧЕБНОЙ ВЕРСИЕЙ ПРОДУКТА AUTODESK

					ВКР-08.03.01-0903275-ТС2		
					Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета		
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		
Разраб.		Афанасьев				Проектирование Белоярской ГЭС на р.Обь	Статья
Провер.		Эксер					Лист
Т.контр.							Листов
Н.контр.							2
Утв.						Этапы строительства	1
						Кафедра ГТС, 2017 г	

СОЗДАНО УЧЕБНОЙ ВЕРСИЕЙ ПРОДУКТА AUTODESK

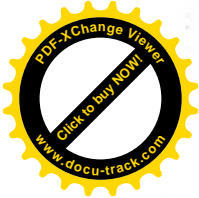
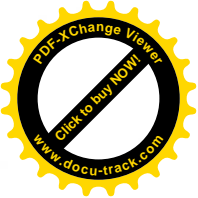
СОЗДАНО УЧЕБНОЙ ВЕРСИЕЙ ПРОДУКТА AUTODESK

СОЗДАНО УЧЕБНОЙ ВЕРСИЕЙ ПРОДУКТА AUTODESK



ВКР-08.03.01-0903275-ТС3			
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Колуч.	Лист	Фед.
Разраб.	Аланьев	Подпись	Дата
Провер.	Эксер	Проектирование Белоярской ГЭС на р.Обь	
Т.контр.		Статья	Лист
Н.контр.		3	1
Утв.		Календарный график	
		Кафедра ГТС, 2017 г	

СОЗДАНО УЧЕБНОЙ ВЕРСИЕЙ ПРОДУКТА AUTODESK

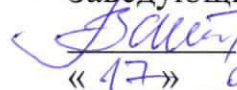


Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидротехнических сооружений»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В.Б. Затеев
« 17 » 06 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 - Строительство

ПРОЕКТИРОВАНИЕ БЕЛОЯРСКОГО ГИДРОУЗЛА НА РЕКЕ ОБЬ.

**АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ВИЗУАЛЬНЫХ НАБЛЮДЕНИЙ ЗА
СОСТОЯНИЕМ НИЗОВОЙ ГРАНИ ГРУНТОВОЙ ПЛОТИНЫ**

Руководитель

17.06.17

подпись, дата



должность, ученая степень

Т.Ю. Толошинова

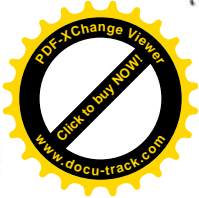
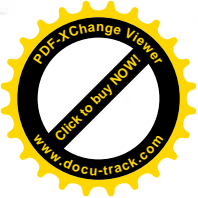
Выпускник

17.06.17 AW

подпись, дата

М.С. Ананьев

Саяногорск 2017



Продолжение титульного листа БР по теме Проектирование Белоярского гидроузла на реке Обь. Анализ результатов визуальных наблюдений за состоянием низовой грани грунтовой плотины.

Консультанты
по разделам:

Общая часть

Головина 17.06.17
подпись, дата

Т.Ю. Голошинова

Водно-энергетические
расчеты

Затеева 13.06.17
подпись, дата

Е.Ю.Затеева

Выбор основного и
вспомогательного
оборудования

Масленникова 16.06.17
подпись, дата

А.В.Масленникова

Компоновка гидроузла,
выбор типа и расчет основных
сооружений

Затеев 17.06.2017
подпись, дата

В.Б.Затеев

Технология строительства
гидротехнических
сооружений

Эклер 10.06.17
подпись, дата

Н.А. Эклер

Мероприятия по охране природы

Кадычegov 15.06.17
подпись, дата

В.А.Кадычegov

Технико-экономические показатели

Лапасова 09.06.17
подпись, дата

В.В.Лапасова

Спецвопрос

Головина 17.06.17
подпись, дата

Т.Ю. Голошинова

Нормоконтролер

Чабанова 22.06.17
подпись, дата

А.А.Чабанова