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

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидромашин»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.В. Масленникова
подпись инициалы, фамилия
«_9_» _марта_ 2016 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту: Минбоеву Фарходу Искандаровичу
Группа СБ12-01Б. Направление 08.03.01 Строительство.

Тема выпускной квалификационной работы «Проектирование Солнечной ГЭС на реке Большой Енисей. База данных информационно-диагностической системы на примере проектируемой ГЭС».
Утверждена приказом по университету № 21 от 9 марта 2016 г.
Руководитель ВКР Н.П. Ульянова, преподаватель кафедры «Гидротехнических сооружений и гидромашин» Саяно-Шушенского филиала СФУ.

Исходные данные для ВКР: 1) топографическая основа в створе гидроузла; 2) гидрологические данные; 3) инженерно-геологические характеристики основания; 4) сейсмичность района строительства; 5) характеристика электроэнергетической системы.

Перечень разделов ВКР: 1) Природные условия; 2) Водноэнергетические расчеты и выбор установленной мощности; 3) Основное и вспомогательное оборудование; 4) Расчет и конструирование гидротехнических сооружений; 5) Организация строительства; 6) Оценка объемов реализации электроэнергии и затрат; 7) Мероприятия по охране окружающей среды; 8) База данных информационно-диагностической системы на примере проектируемой ГЭС.

Перечень графических материалов: выбор установленной мощности Солнечной ГЭС; разрез по станционной части плотины; поперечный разрез здания ГЭС; поперечный разрез по бетонной водосливной плотине; расчётная схема бетонной водосливной плотины Солнечной ГЭС с эпюрами нагрузок и напряжений; генеральный план; поперечный разрез по бетонной плотине; этапы строительства Солнечной ГЭС; организация и технология строительства гидроузла; календарный план строительства; технологическая карта; строительный генеральный план; основные технико-экономические показатели строительства Солнечной ГЭС; иллюстрационные материалы к специальному вопросу.

Руководитель ВКР _____ Н.П. Ульянова
подпись

Задание принял к исполнению _____ Ф.И. Минбоев
подпись

«9» марта 2016 г.

Саяно-Шушенский филиал
Федерального государственного автономного образовательного
учреждения высшего образования
«Сибирский федеральный университет»

ОТЗЫВ

руководителя Ульяновой Н.П., старшего преподавателя Саяно-Шушенского филиала ФГАОУ ВПО «Сибирского федерального университета», на бакалаврскую работу студента Минбоева Фархада Искандаровича
«Проектированы Солнечной ГЭС на реке Большой Енисей. База данных информационно-диагностической системы на примере проектируемой ГЭС».

Бакалаврская работа Минбоева Ф.И. состоит из пояснительной записки из 139-ти листов и 15 листов графической части. Пояснительная записка включает в себя сокращенный паспорт Солнечной ГЭС, введение, 8 глав, заключение.

В работе выполнены водно-энергетические расчеты, в результате которых были определенны гарантированная и установленная мощность, среднемноголетняя выработка энергии. При рассмотрении нескольких вариантов было выбрано оптимальное основное и вспомогательное энергетическое оборудование, проведены гидравлические и прочностные расчеты водосбросной плотины.

С учетом рекомендаций СТО НП «ИНВЭЛ» 70238424.27.140.028-2009 «Гидроэлектростанции. Организация строительного производства» и СТО НП «ИНВЭЛ» 70238424.27.140.046-2009 «Гидроэлектростанции. Производство строительно-монтажных работ» разработана организация и технология строительства гидротехнических сооружений Солнечной ГЭС, а именно: схема пропуска строительных расходов, основные этапы строительства, разработаны стройгенплан, способы возведения бетонных сооружений, составлены сетевой и подробный календарный графики, определены технико-экономические показатели.

В процессе выполнения бакалаврской работы Минбоевым Ф.И. была проработана законодательная база безопасности гидротехнических сооружений, основные принципы мониторинга и оценки состояния гидротехнических сооружений применительно к сооружениям Солнечной ГЭС, учтены рекомендации СТО РусГидро 02.01.80 – 2012 «Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. Правила эксплуатации», а также СТО НП «ИНВЭЛ»

70238424.27.140.035-2009 «Гидроэлектростанции. Мониторинг и оценка технического состояния гидротехничеких сооружений в процессе эксплуатации» и др.

В работе приведены общие требования к наблюдениям на Солнечной ГЭС, обозначены обекты мониторинга, учтены все необходимые наблюдения за состоянием гидротехнических сооружений 1 класса в регионе с повышенной сейсмичностью, назначена периодичность регулярных наблюдений. Приведены требования к информационно-диагностической системе контроля состояния и безопасности гидротехнических сооружений Солнечной ГЭС, разработана структура базы данных наблюдений.

Расчеты, проведенные в бакалаврской работе, выполнены тщательно по стандартным методикам, все принятые решения соответствуют действующим нормам и правилам.

Бакалаврская работа Минбоева Ф.И. заслуживает оценки «хорошо».

Старший преподаватель
Саяно-Шушенского филиала
ФГАОУ ВПО
«Сибирского федерального университета» Ульянова Н.П.

17.06.2016

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ
Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидромашин»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.В. Масленникова
подпись инициалы, фамилия

«20» июня 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01- Строительство

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СОЛНЕЧНОЙ ГЭС НА РЕКЕ БОЛЬШОЙ ЕНИСЕЙ. БАЗА ДАННЫХ ИНФОРМАЦИОННО-ДИАГНОСТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ НА ПРИМЕРЕ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ГЭС

Руководитель 13.06.2016 ст.преподаватель Н.П. Ульянова
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник 13.06.2016 Ф.И. Минбоев
подпись, дата инициалы, фамилия

Саяногорск, Черемушки 2016

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме «Проектирование Солнечной ГЭС на реке Большой Енисей. База данных информационно-диагностической системы на примере проектируемой ГЭС».

Консультанты по разделам:

Общая часть	13.06.16 подпись, дата	А.В.Масленникова инициалы, фамилия
Водноэнергетические расчёты	06.06.16 подпись, дата	Е.Ю.Затеева инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	12.06.16 подпись, дата	А.В.Масленникова инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	20.06.16 подпись, дата	Л.С.Пермякова инициалы, фамилия
Организация и производство гидротехнических работ	13.06.16 подпись, дата	Н.П.Ульянова инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	11.06.16 подпись, дата	В.В.Лапасова инициалы, фамилия
Охрана труда и противопожарная безопасность. Мероприятия по охране окружающей среды	28.04.2016 подпись, дата	Е.В.Юзефович инициалы, фамилия
Нормоконтролёр	21.06.16 подпись, дата	А.А.Чабанова инициалы, фамилия

Содержание

Сокращенный паспорт Солнечной ГЭС

1 **Природные условия** …….....6
1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла……...…...6
1.2 Энерго-экономическая характеристика района……..…7

2 **Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности**.9
2.1 Исходные данные……...9
2.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и
средневодного года при заданной обеспеченности стока……...11
2.3 Построения годовых графиков выработки энергосистемы……..…16
2.4. Водо-энергетический расчет при расходах соответствующий 90
процентной обеспеченности……..18
2.5 Водо-энергетический расчет при расходах, соответствующих
50% обеспеченности……...25
2.6 Определение рабочей и установленной мощности ГЭС.
Баланс мощности в маловодном году……..…28

3 Основное и вспомогательное оборудование…… …….....34

3.1 Выбор типа гидроагрегатов и их количества……..…34
3.2 Проверка работы турбины при минимальном расходе……..…39
3.3 Определение высоты отсасывания рабочего колеса турбины……..…40
3.4 Расчет спиральной камеры турбины……..……44
3.5 Выбор маслонапорной установки и электрогидравлического
Регулятора……..…..48
3.6 Расчет отсасывающей трубы турбины……..…..49
3.7 Расчет на прочность вала гидроагрегата и
подшипника гидротурбины……..…..52
3.8 Выбор гидрогенератора……..…...53
3.9 Выбор кранового оборудования……57
3.10 Расчет габаритов машзала……..…58

4 **Расчет и конструирование гидротехнических сооружений**……..60

4.1 Определение максимальных расчетных расходов для
основного и поверочного расчетных случаев……..…60
4.2 Гидравлические расчеты водосливной плотины……..…62
4.3 Конструирование плотины……..…71
4.4 Фильтрационные расчеты……...75
4.5 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины……..…77

4.6 Оценка прочности плотины……..…81
4.7 Расчет устойчивости плотины на сдвиг по основанию……..……85

5**Организациястроительства** …….……....86

5.1 Этапы возведения сооружений и схема пропуска
строительных расходов на различных этапах……..…86
5.2 Определение объемов работ…….....96
5.3 Организация и технология работ по возведению перемычек……...…97
5.4. Производство бетонных работ…….....99

6 Оценка объемов реализации электроэнергии и затрат……..…103
6.1Оценка объемов реализации электроэнергии……103
6.2Текущие расходы на производство электроэнергии……..105
6.3 Налоговые расходы ……..106
6.4Оценка суммы прибыли……108
6.5Оценка инвестиционного проекта……...…109
6.6Бюджетная эффективность……...111
6.7 Анализ чувствительности ……112

7 Мероприятия по охране окружающей среды……..……116
7.1 Животный мир в районе строительства……116
7.2 Период строительства……..116
7.3 Период эксплуатации……...118

8 База данных информационно-диагностической системы
на примере проектируемой ГЭС……...121
8.1 Основные положения по безопасности ГТС……121
8.2 Организация и состав наблюдений……122
8.3 Информационно-диагностическая система Солнечной ГЭС……..127

Список используемой литературы……...132

Приложение А……134

Приложение Б……136

Приложение В……137

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ СОЛНЕЧНОЙ ГЭС

1. Наименование реки .....Большой Енисей;
2. Местонахождение ГЭС ..... Республика Тыва;
3. Тип проектируемой установки.....ГЭС;
4. Характерные расходы воды:

а) среднемноголетний ..... 1800 м³/с;
б) всех турбин..... 1200 м³/с;
в) максимальный с обеспеченностью: 10%.....3427м^3/с;
0,1%.....6631м^3/с;
0,01%.....8061м^3/с;
г) минимальный ..... 170 м³/с;

5. Параметры водохранилища:

а) характер регулирования стока .....годовой;
б) отметка: НПУ..... 785,0 м;
ФПУ ..... 786,7 м;
УМО..... 766,5 м
в) объемы:
полный .....32,1 км^3;
полезный.....2,3 км^3;

6. Напоры ГЭС:

а) максимальный..... 101,25 м;
б) расчетный.....91,0 м;
в) минимальный ..... 80,0 м;

7. Энергетические характеристики:

а) мощность:
установленная .....1040 МВт;
гарантированная .....1020 МВт;
резерв .....20 МВт;
б) среднемноголетняя выработка энергии ..... 4,36 млрд. кВт·ч;

8. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):

а) водосливная..... 162 м / 109,4 м;
б) станционная ..... 126 м / 109,4 м;
в) глухая левобережная..... 112 м / 109,4 м;
г) глухая между водосливная и станционная .....27 м / 109,4 м
д) глухая правобережная..... 177,4 м / 109,4 м;

9. Водосбросные сооружения

а) тип ..... поверхностный водослив;
б) число и размер пролетов.....12 отверстий 10м;
в) общая длина ..... 13,5 м;
г) высота..... 276 м;

10.Здание ГЭС:

а) тип здания..... приплотинное;

б) число агрегатов.....4;
в) тип спиральной камеры ..... металлическая, круглая;
г) тип отсасывающей трубы .....изогнутая;
д) расстояние между осями агрегатов ..... 15,9 м;

11.Основное оборудование:

а) тип турбины .....РО 115 – В – 600;
б) тип генератора СВ-3113/210-48;
в) мощность генератора .....260 МВт;
г) единичная мощность ГА.....273,7 МВт;
д) частота вращения .....125 об/мин;

12.Технико-экономические показатели:

а) удельный показатель мощности.....48421,36 руб./кВт;
б) себестоимость энергии .....0,16 руб/кВт·ч;
в) показатели эффективности: ЧДД .....20,687 млрд. руб.;
ВНР..... 44,33 %;
Срок окупаемости..... 61 месяц.

1 Природные условия

1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла

Проектируемый гидроузел Солнечный расположен на реке Большой Енисей (тувинское название Бий-Хем), которая находится в Республике Тыва. Река вытекает из высокогорного озера Кара-Балык, длина ее 605 км, площадь бассейна — 56 800 км. Большой Енисей имеет большую водность реки, т.к. водосбор реки включает в себя Тоджинскую котловину, рельеф которой формирует уникальный водосборный бассейн, среднегодовой расход воды 590 $м^3/с$. Река принимает многочисленные притоки, из которых наиболее крупные правые Тоора-Хем, Хамсара, Сыстыг-Хем. Бассейн Большого Енисея — горная область, границы которой на севере и востоке являются административными границами Тувы с Бурятией, Иркутской областью и Красноярским краем. В нижнем течении река протекает по Тувинской котловине. У города Кызыла Большой Енисей сливается с Каа-Хемом, образуя Улуг-Хем, являющийся фактически началом Верхнего Енисея. По реке осуществляются судоходство и лесосплав на расстояние 285 км.

Ближайшие к створу проектируемой Солнечной ГЭС населенные пункты:

- село Сушь – расстояние до створа проектируемой Солнечной ГЭС 14 км, до г. Кызыл 49 км, население 490 чел.;
- село Уюк - расстояние до створа проектируемой Солнечной ГЭС 24 км, до г. Кызыл 55 км (через город проходит федеральная автомагистраль М 54 «Енисей»), население - 733 чел.;
- город Туран, административный центр Пий-Хемского кожууна расположен в Турано-Уюкской котловине, на реке Туран (левый приток Уюка), на 726 км федеральной автомагистрали М 54 «Енисей», в 65 км к северо-западу от Кызыла. Численность населения около 5000 человек. В городе работают ФГУ ДЭП 364 (дорожные работы) и лесхоз, крупные промышленные предприятия отсутствуют;
- город Кызыл - город республиканского значения, столица Республики Тыва. Население свыше 114 000 человек. Город расположен в Тувинской котловине, у слияния двух рек — Большого Енисея и Малого Енисея, образующих в результате Верхний Енисей. В 390 км от г. Кызыл находится железнодорожной станции Минусинск. Из промышленных предприятий в Кызыле имеются: Тувинский машиностроительный завод, предприятие по выпуску строительных деталей и конструкций, деревообрабатывающее предприятие, золотодобывающие предприятия.

Климат в районе створа проектируемого гидроузла резко континентальный. Зима холодная, безветренная, с преобладанием ясной и солнечной погоды. Территории лежит в «дождевой тени» хребтов Алтая и Западного Саяна, поэтому осадков выпадает мало 180÷300 мм. Наибольшее количество осадков - до 65-85 % годовой нормы приходится

на теплое время года, главным образом на июль и август. Средние температуры января от -25 до -34°С, нередки морозы до -55 ÷ -58°С. Лето тёплое, зачастую жаркое. Температура в июле 19 ÷ 20°, порой жара достигает 35-40°С.

1.2 Энерго-экономическая характеристика района

Объем промышленного производства в Республике Тыва в 2013 году составил порядка 8,2 млрд. рублей. Индекс промышленного производства в 2013 году составил 105 процентов. Объем промышленного производства (в сопоставимых ценах) к 2015 году увеличится в 1,3 - 1,7 раза.

В настоящее время на территории республики Тыва с различной степенью детальности разведано более полутора десятков крупных и средних месторождений, часть из которых имеет федеральное и региональное значение. Это, прежде всего, каменный уголь, медь, молибден, свинец и цинк, кобальт и никель, алюминий, золото, литий, редкие металлы, ртуть, нерудное сырье. Ценность разведанных запасов основных видов полезных ископаемых в республике составляет 14 млрд. долларов США.

Месторождение углей в Туве - одно из самых богатых в мире. Запасы угля здесь оцениваются в 1 млрд. т. По своим характеристикам элегестинские угли — лучшие коксующиеся в России и одни из лучших в мире. Они отличаются высокими показателями спекаемости, низкой зольностью и содержанием серы. В России практически не осталось запасов коксующегося угля столь высокого качества.

Железные руды в Туве представлены 3 месторождениями. В рудах месторождений, кроме железа, содержатся флюорит, барит и редкоземельные элементы.

Цветные, легирующие металлы содержатся в рудах Хову-Аксынского месторождения, в них присутствуют кобальт, никель, медь, самородное серебро, висмут, мышьяк. На крайнем северо-востоке и юго-востоке обнаружены медь, тантал, ниобий и другие металлы.

Из цветных металлических ископаемых на хребте Академика Обручева открыто и разведано Кызыл-Таштыгское месторождение полиметаллических руд. Оно содержит свинец, цинк, медь, серебро, золото и другие металлы.

На базе этих месторождений предполагается строительство горно-обогатительных комбинатов, снабжение электроэнергией которых будет обеспечено Солнечной ГЭС. Проектное годовое потребление электроэнергии ГОКов – 1.5 млрд. кВт·ч.

На крайнем юго-востоке республики Тыва - в нагорье Сенгилен, разведано для промышленного освоения несколько месторождений **нефелинов.** Из них получают глинозем, а из глинозема — алюминий.

Таким образом, к окончанию строительства Солнечной ГЭС запроектирован пуск заводов по производству алюминия и изделий из алюминия, суммарное потребление электроэнергии которых составит 3 млрд. кВт·ч.

Ежегодно в Республике Тыва потребляется от 650 до 700 млн. кВт. часов электроэнергии. Собственное производство занимает немногим более 10 процентов от общего объема потребления, остальная часть необходимого количества электроэнергии приобретается на оптовом рынке электроэнергии (ОРЭМ).

Энергосистема Республики Тыва входит в объединенную энергосистему Сибири, граничит с Красноярской и Хакасской энергосистемой объединенных энергетических систем Сибири и энергосистемой Республики Монголия. Электроснабжение республики осуществляется от системных подстанций 220/110 кВ и узловых подстанций, обслуживаемых межрегиональной энергетической системой Сибири и межрегиональной сетевой компанией Сибири по сетям ОАО "ФСК ЕЭС", а также мобильной газотурбинной электростанции (МГТЭС), принадлежащей ОАО "Мобильные ГТЭС Тыва", и дизельных электростанций, расположенных в районах с децентрализованным электроснабжением.

В настоящее время предприятие ОАО "Тываэнергосбыт" осуществляет покупку электроэнергии и ее реализацию потребителям на территории Республики Тыва.

Функции передачи и распределения электроэнергии осуществляют предприятия "Магистральные электрические сети" ФСК ЕЭС России и филиал ОАО "МРСК Сибири" - ОАО "Тываэнерго", который осуществляет эксплуатацию и обслуживание электрических сетей 6 - 110 кВ на территории Республики Тыва.

2 Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности

2.1 Исходные данные

1. Энергосистема: Сибирь
2. Годовой максимум нагрузки: 35000 МВт
3. Число часов использования установленной мощности: 6400 ч.
4. Установленная мощность существующих ГЭС: 23601 МВт
5. Гарантированная мощность существующих ГЭС
по зиме: 14000 МВт, по лету: 11000 МВт
6. Резервы: нагрузочный резерв системы 2%, аварийный резерв системы 8%
7. Схема использования реки Большой Енисей: сомкнутый каскад - в верхнем бьефе Сейбинская ГЭС, в нижнем бьефе Шивелигская ГЭС. Принимаем отметку НПУ 785,0 из условия выклинивания кривой подпора в нижний бьеф Сейбинской ГЭС.
8. Гидрологический ряд наблюдений р. Большой Енисей в створе Солнечной ГЭС за период наблюдений (Приложение А).
9. Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе: 0.8
10 Коэффициент мощности: 8.6
11. Потери напора в подводящих сооружениях: $\Delta h = 0{,}4$ м
12. Суточный график нагрузки ОЭС Сибири

Таблица 2.1 - Суточный график нагрузки ОЭС Сибири Лето - Зима

Лето		Зима	
Время (Мск)	Мощность генерации, МВт	Время (Мск)	Мощность генерации, МВт
13.07.2012 0:00	17583	13.12.2012 0:00	24962
13.07.2012 1:00	17763	13.12.2012 1:00	25153
13.07.2012 2:00	18408	13.12.2012 2:00	25573
13.07.2012 3:00	18586	13.12.2012 3:00	26348
13.07.2012 4:00	18787	13.12.2012 4:00	27395
13.07.2012 5:00	19476	13.12.2012 5:00	28162
13.07.2012 6:00	19635	13.12.2012 6:00	28679
13.07.2012 7:00	19784	13.12.2012 7:00	28789
13.07.2012 8:00	19900	13.12.2012 8:00	28648
13.07.2012 9:00	19803	13.12.2012 9:00	28764
13.07.2012 10:00	20157	13.12.2012 10:00	28923
13.07.2012 11:00	19766	13.12.2012 11:00	28629
13.07.2012 12:00	19799	13.12.2012 12:00	28437
13.07.2012 13:00	19796	13.12.2012 13:00	28698
13.07.2012 14:00	19751	13.12.2012 14:00	29103
13.07.2012 15:00	19480	13.12.2012 15:00	29547

Продолжение Таблица 2.1

13.07.2012 16:00	19488	13.12.2012 16:00	29287
13.07.2012 17:00	19013	13.12.2012 17:00	29244
13.07.2012 18:00	19205	13.12.2012 18:00	28781
13.07.2012 19:00	19890	13.12.2012 19:00	27988
13.07.2012 20:00	18893	13.12.2012 20:00	27432
13.07.2012 21:00	18465	13.12.2012 21:00	26690
13.07.2012 22:00	18723	13.12.2012 22:00	26492
13.07.2012 23:00	18044	13.12.2012 23:00	25844
14.07.2012 0:00	18591	14.12.2012 0:00	25351

13. Кривая связи отметки УНБ и расходов в НБ.

Таблица 2.2 – Кривая связи расходов в нижнем бьефе

$Z_{нб}$, м	683,0	685,47	687,42	688,85	690,02	690,93	691,51	691,97	692,36
$Q_{нб}$	0	900	1800	2700	3600	4500	5400	6300	7200

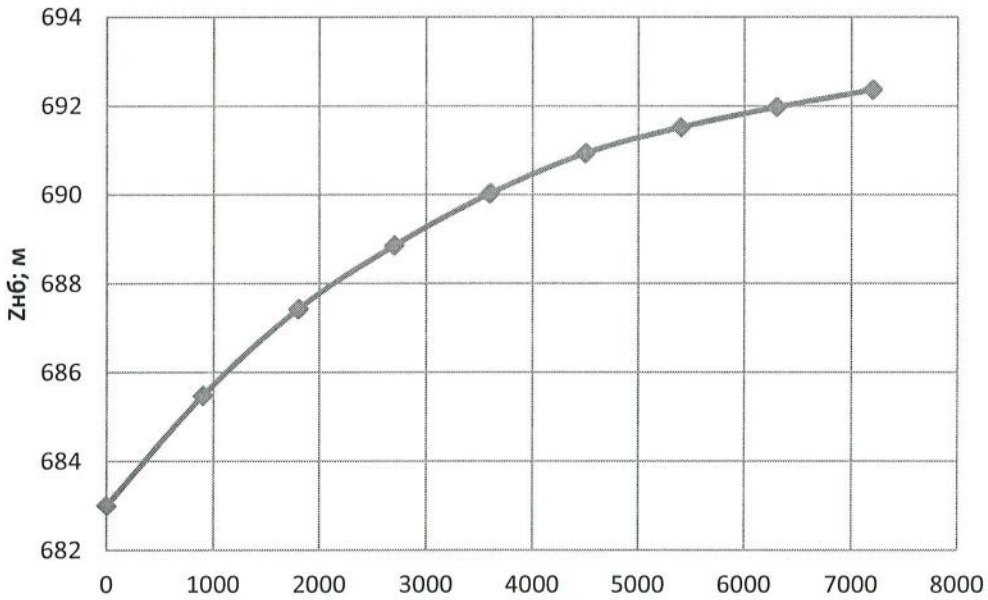


Рисунок 2.1 - Кривая связи отметки УНБ и расхода в НБ

14. Кривые связи отметки ВБ и объёмов и площадей затопления водохранилища

Таблица 2.3 - Кривые связи отметки УВБ и объёмов и площадей затопления водохранилища

$Z_{нб}$, м	683,0	707,6	722,8	733,9	742,7	750,1	756,4	761,9
V, км^3	0	1,37	2,74	4,11	5,48	6,85	8,22	9,59
F, км^2	0,0	20,6	41,1	61,7	82,2	102,8	123,3	143,9

Продолжение Таблица 2.3

$Z_{нб}$, м	766,9	771,3	775,4	779,2	782,7	786,0
V, км^3	10,96	12,33	13,7	15,07	16,44	17,81
F, км^2	164,4	185,0	205,5	226,1	246,6	267,2

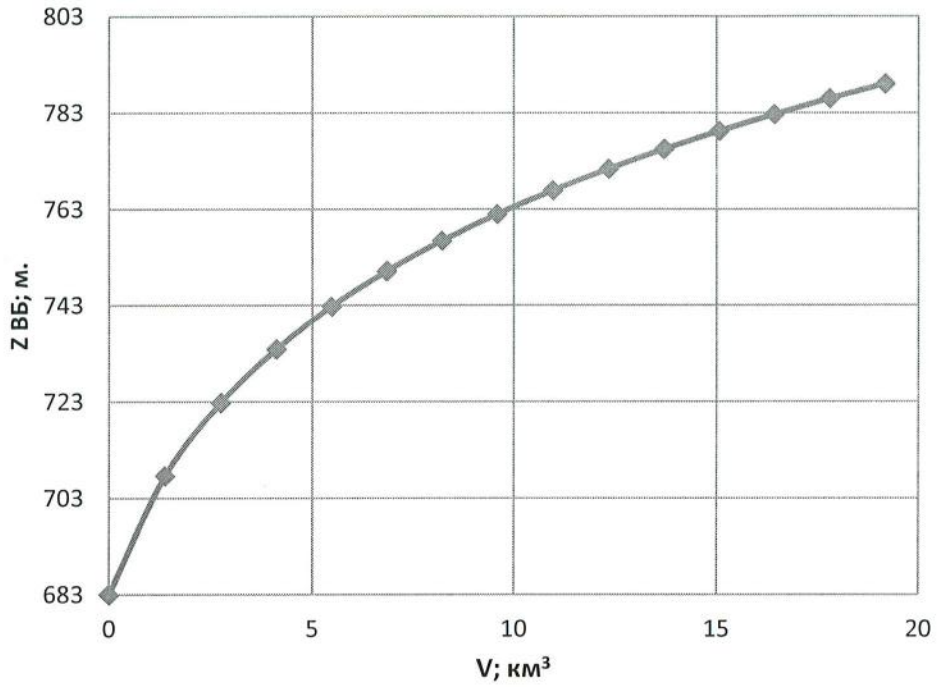


Рисунок 2.2 - График кривой связи отметки УВБ и объема водохранилища

15. Требования участников ВХК и потери воды.

Таблица 2.4 - Требования участников ВХК и потери воды из водохранилища

Q, м^3/с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	200	200	200	400	400	500	500	500	400	400	200	200
Фильтрация	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Испарение	-	-	-	-	10	10	10	10	10	-	-	-
Льдообразование	-15	-14	-4	47	-	-	-	-	-	-	-4	-10

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

Из гидрологического ряда реки Большой Енисей для створа Солнечной ГЭС (Приложение А) по каждому году определяем средний расход года. Затем определяем среднемесячный расход за весь период наблюдения. $Q_{ср}$=649м^3/с. По нему определяем периоды межени и половодья в каждом году. Месяцы, расходы которых превышают средний, будем считать месяцами половодья.

Назначаем периодом паводка - май, июнь, июль, август и сентябрь. Оставшиеся месяцы будут составлять период межени.

Из среднего расхода за период наблюдения определяем средний многолетний сток в кубокилометрах.

$$W_{ср} = Q_{ср} * t = 649*360*87600*10^{-9} = 20{,}47 км^3 \quad (2.1)$$

Определяем средние расходы по паводку и по межени.

Для построения кривых обеспеченности ранжируем полученные расходы от большего к меньшему (таблица 2.5) и для каждого года находим обеспеченности P по среднегодовому расходу, среднему расходу по межени и по паводку в процентах по формуле:

$$P = \frac{m}{n+1} * 100\% \ , \quad (2.2)$$

где m- порядковый номер члена ранжированного ряда;

n – общее число членов ряда.

Таблица 2.5 - Обеспеченность средних расходов, расходов по паводку и по межени

n	*Q*ср ранж	Год	*Q*(ср.полов)	Года	*Q*(ср.межень)	Год	*P*,%
1	954	1947	1 718	1947	436	1943	2,0
2	833	1941	1 649	1941	417	1937	3,9
3	792	1953	1 478	1935	411	1934	5,9
4	789	1943	1 462	1953	408	1947	7,8
5	779	1935	1 403	1924	407	1945	9,8
6	772	1924	1 318	1942	391	1946	11,8
7	760	1942	1 283	1943	386	1930	13,7
8	740	1945	1 252	1939	381	1960	15,7
9	731	1934	1 249	1933	362	1955	17,6
10	725	1939	1 232	1938	361	1961	19,6
11	709	1929	1 221	1929	361	1942	21,6
12	708	1938	1 206	1945	349	1939	23,5
13	691	1937	1 193	1969	346	1956	25,5
14	686	1933	1 191	1964	345	1954	27,5
15	682	1969	1 179	1934	343	1929	29,4
16	673	1955	1 170	1949	341	1925	31,4
17	669	1950	1 141	1950	337	1951	33,3
18	668	1964	1 118	1965	334	1938	35,3
19	667	1949	1 117	1959	331	1950	37,3
20	650	1961	1 110	1955	328	1940	39,2

Продолжение Таблица 2.5

22	637	1960	1 101	1968	324	1948	43,1
23	631	1930	1 092	1966	322	1952	45,1
24	624	1936	1 077	1931	321	1924	47,1
25	621	1931	1 074	1937	317	1969	49,0
26	617	1966	1 056	1936	316	1936	51,0
27	617	1965	1 054	1961	315	1962	52,9
28	616	1971	1 019	1923	313	1953	54,9
29	612	1946	1 012	1952	312	1959	56,9
30	610	1968	1 006	1963	310	1944	58,8
31	609	1952	1 000	1927	308	1970	60,8
32	607	1940	998	1940	308	1949	62,7
33	601	1951	996	1960	301	1928	64,7
34	594	1957	977	1922	295	1931	66,7
35	588	1963	977	1958	295	1964	68,6
36	586	1925	974	1930	290	1967	70,6
37	580	1962	971	1951	290	1963	72,5
38	578	1970	970	1957	284	1933	74,5
39	578	1928	964	1928	279	1935	76,5
40	577	1954	958	1932	278	1966	78,4
41	577	1923	956	1970	273	1958	80,4
42	576	1944	951	1962	270	1922	82,4
43	574	1956	948	1944	268	1927	84,3
44	573	1927	929	1925	264	1971	86,3
45	566	1958	926	1967	263	1926	88,2
46	565	1922	921	1946	261	1923	90,2
47	558	1948	913	1926	260	1968	92,2
48	555	1967	902	1954	260	1932	94,1
49	551	1932	892	1956	259	1965	96,1
50	534	1926	885	1948	251	1941	98,0

По полученным данным строим эмпирические кривые обеспеченности (Рисунок 2.3).

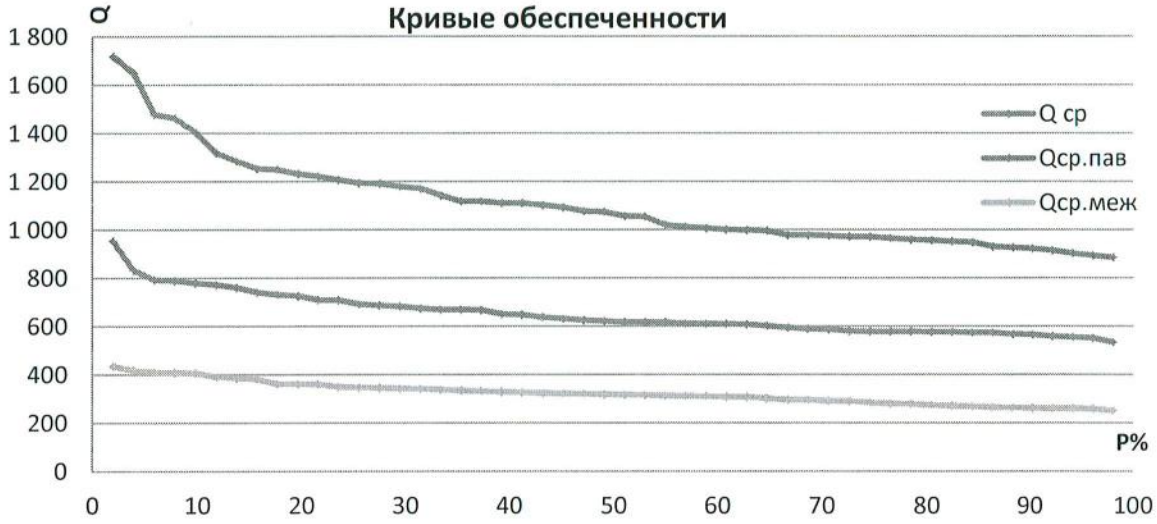


Рисунок 2.3 - Эмпирические кривые обеспеченности

Выбор расчетного года P=50%

По эмпирической кривой обеспеченности для среднего расхода за год выбираем годы наиболее близкие к 50% обеспеченности. Такими годами являются 1931 (49%) и 1966 (51%). Для них определяем коэффициенты распределения. По коэффициентам определяем год наиболее типичный для 50% обеспеченности.

$$K_{M1966} = \frac{Q_{M1936}}{Q_{M1966}} = 1{,}135$$

$$K_{П1966} = \frac{Q_{M1936}}{Q_{M1966}} = 0{,}967 \qquad (2.3)$$

$$K_{M1931} = \frac{Q_{M1969}}{Q_{M1931}} = 1{,}074$$

$$K_{П1931} = \frac{Q_{M1937}}{Q_{M1931}} = 0{,}997$$

За год 50% обеспеченности выбираем 1931 год.

Выбор расчетного года P=90%.

По эмпирической кривой обеспеченности для среднего расхода за год выбираем год близкий к 90% обеспеченности. Такими годом является 1948. Для него определяем коэффициенты приведения.

$$K_{П65-66} = \frac{Q_{П1926}}{Q_{П1948}} = 1{,}03$$
$$K_{М65-66} = \frac{Q_{М1968}}{Q_{М1948}} = 0{,}80 \qquad (2.4)$$

После выбора годов заданной обеспеченности корректируем гидрографы, умножая расходы в периоды межени и паводка на коэффициенты приведения (Таблица 2.6).

Таблица 2.6 - Расходы маловодного и среднего года в м^3/с

Год	янв	фев	мар	апр	май	июн	июл	авг	сен	окт	ноя	дек
1931 средевод.	348,0	270,0	188,0	470	1 400	1 800	850	825	510	305	265	222,0
1948 маловод.	198	172	145	225	525	1 600	1150	940	670	550	325	277

Все расходы года 50% обеспеченности должны быть больше расходов 90% обеспеченности. Чтобы проверить это условие вычитаем из расходов каждого месяца года обеспеченности $P_{50\%}$ соответствующие расходы года обеспеченности $P_{90\%}$ (Таблица 2.7).

Таблица 2.7 - Расходы маловодного и среднего года после корректировки по коэффициентам распределения и разница в м^3/с

Год	янв	фев	мар	апр	май	июн	июл	авг	сен	окт	ноя	дек
1931	374	290	202	505	1396	1795	848	823	509	327	284	238
1948	191	166	140	217	495	1508	1084	886	632	530	313	267
разность	183	124	62	288	901	287	-236	-63	-123	-203	-29	-29

В результате для некоторых месяцев разность имеет отрицательные значения. Недопустимо, чтобы расходы в средневодном году были меньше расходы в маловодном году. Корректируем расходы таким образом, чтобы не было отрицательных значений, перенося в средневодном году часть расхода соседнего месяца, в котором разница расходов между средневодным и маловодным годом получилась положительная, в месяцы, где это отношение отрицательное. В маловодном году корректируем соответственно наоборот. Результаты заносим в Таблицу 2.8 и представляем на Рисунок 2.4.

Таблица 2.8 - Скорректированные среднемесячные расходы маловодного $P_{90\%}$ и средневодного $P_{50\%}$ годов

Год	янв	фев	мар	апр	май	июн	июл	авг	сен	окт	ноя	дек
маловодный	241	166	140	217	495	1608	1084	886	532	530	313	217
средневодный	374	250	202	300	996	1795	1148	893	539	532	324	238
разница	133	84	62	83	501	187	64	7	7	2	11	21

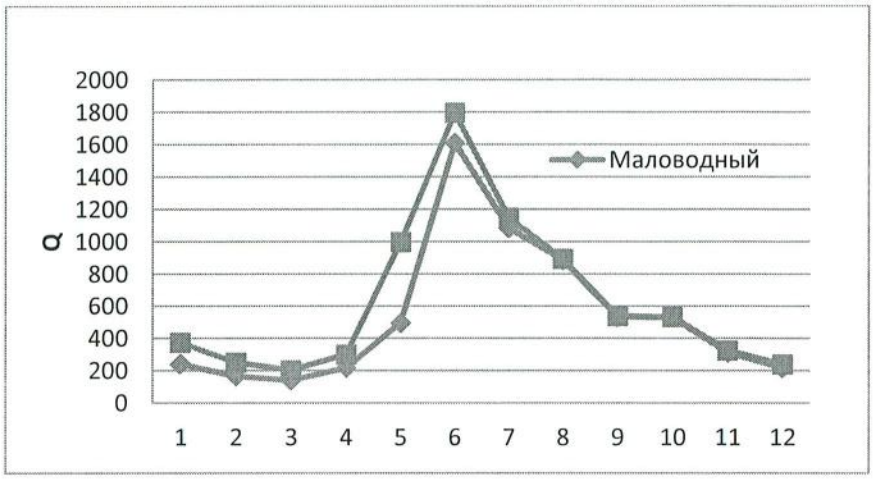


Рисунок 2.4 - Гидрографы маловодного и средневодного годов

Полученные гидрографы и будут расчетными.

2.3 Построения годовых графиков выработки энергосистемы

По суточным графикам потребления энергосистемы, представленным в таблице 2.1, строим совмещенный суточный график мощностей потребления энергосистемы для зимних и летних суток в МВт (Рисунок 2.5).

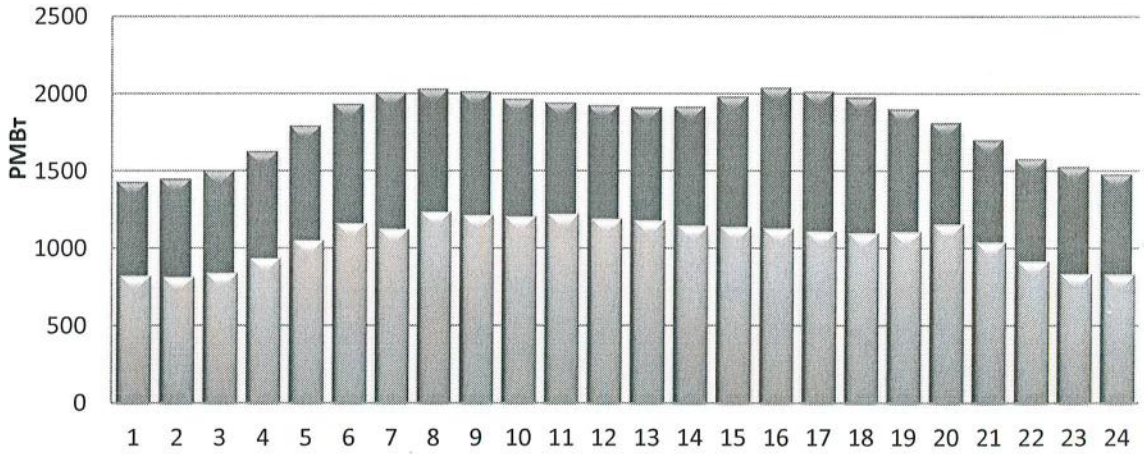


Рисунок 2.5 - Суточный график потребления энергосистемы

Для построения годовых графиков мощностей системы определяем коэффициенты *A* и *B*

$$A = (P_{\max}лето + P_{\max}зима) / 2 = 24852 \quad (2.5)$$

$$B = (P_{\max}лето - P_{\max}зима) / 2 = 4695 \quad (2.6)$$

С помощью коэффициентов *A и B* находим годовой график максимального потребления энергосистемы по формуле:

$$P_{мах} = A + B \cdot \cos(30^{\circ} \cdot №месяца - 15^{\circ}) \cdot (3{,}1415/180^{\circ}) \quad (2.7)$$

По выражению (2.7) заполняем таблицу максимальных мощностей годового графика потребления Алтайской энергосистемы (таблица 2.9).

Определяем для средних мощностей системы коэффициенты *A* и *B*

$$A = (P_{CP}\ лето + P_{CP}\ зима) / 2 = 23495 \quad (2.8)$$

$$B = (P_{CP}\ лето - P_{CP}\ зима) / 2 = 4320 \quad (2.9)$$

Таблица 2.9 – Таблица максимальных и средних мощностей Алтайской энергосистемы в МВт

месяц	Pmax	Pср
1	29547	27815
2	28172	26550
3	26067	24613
4	23637	22377
5	21532	20440
6	20157	19175
7	20157	19175
8	21532	20440
9	23636	22376
10	26066	24613
11	28171	26549
12	29547	27815

С помощью коэффициентов *A и B* находим годовой график среднего потребления энергосистемы по формуле:

$$P_{cp} = A + B \cdot \cos(30^\circ \cdot №месяца - 15^\circ) \cdot (3{,}1415/180^\circ) \quad (2.10)$$

Результаты заносим в таблицу 2.9.

Максимальные и средние мощности Алтайской энергосистемы представляем в виде годового графика потребления энергосистемы (Рисунок 2.6).

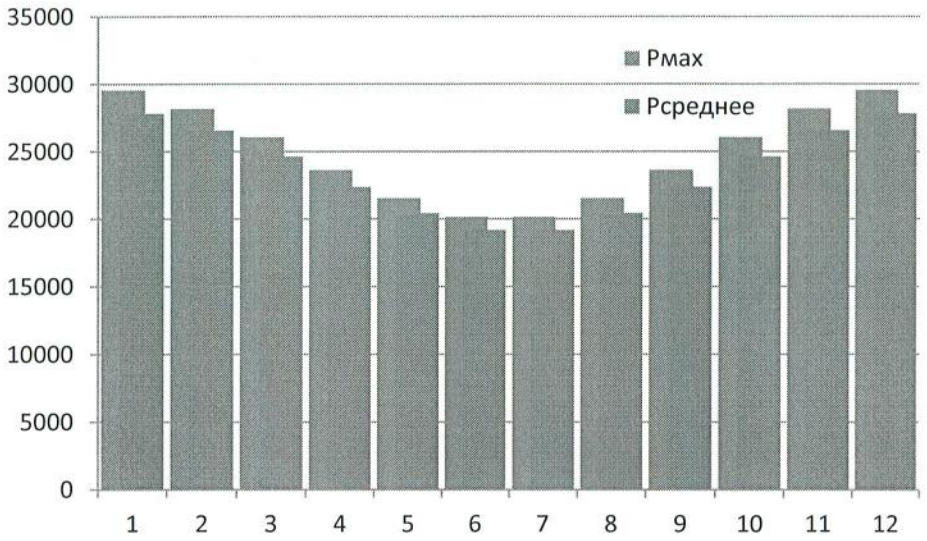


Рисунок 2.6 - Годовой график потребления энергосистемы

2.4 Водо-энергетический расчет при расходах соответствующий 90 процентной обеспеченности

Определяем расходы маловодного года с учетом потерь на фильтрацию, испарение и льдообразование. Результаты представлены в (Таблице 2.10).

Таблица 2.10 - Полезный расход года 90% обеспеченности

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Потребление	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фильтрация	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Испарение	0	0	0	0	10	10	10	10	10	0	0	0
Льдообразование	-15	-14	-4	47	0	0	0	0	0	0	-4	-10
Q маловодный	241	166	140	217	495	1608	1084	886	532	530	313	217
Q полезный	221	147	131	259	480	1593	1069	871	517	525	304	202

Для построения графика баланса энергий определяем потенциальную мощность полезного притока воды года 90% обеспеченности и потенциальную мощность расходов воды требуемой водохозяйственным комплексом. (Таблицы 2.11 и 2.12, соответственно)

Таблица 2.11 - Потенциальная мощность полезного расхода воды при сработке от отметки НПУ

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Qпол, $м^3/с$	221	147	131	259	480	1593	1069	871	517	525	304	202
НПУ, м.	785	785	785	785	785	785	785	785	785	785	785	785
Δh, м.	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4

Продолжение таблицы 2.11

Zнб, м.	684	683	683	684	684	687	686	685	684	685	684	684
H, м	101	101	101	101	100	98	99	99	100	100	101	101
N 90%, МВт.	192	128	114	225	414	1337	908	743	445	452	264	175

Сумма средних мощностей 12-ти месяцев равна 5395 МВт.

Таблица 2.12 - Потенциальная мощность расхода воды, требуемого ВХК при сработке от отметки НПУ

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q вхк, $м^3/с$	200	200	200	400	400	500	500	500	400	400	200	200
НПУ, м.	785	785	785	785	785	785	785	785	785	785	785	785
Δh, м.	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Zнб, м.	683,60	683,60	683,60	684,18	684,18	684,45	684,45	684,45	684,18	684,18	683,60	683,60
H, м	101,00	101,00	101,00	100,42	100,42	100,15	100,15	100,15	100,42	100,42	101,00	101,00
Nвхк, МВт.	174	174	174	345	345	431	431	431	345	345	174	174

Сумма средних мощностей 12-ти месяцев равна 4987 МВт.

Для нахождения линии гарантированной мощности первой итерации вычитаем из суммы средних мощностей маловодного года сумму мощностей ВХК. В результате получим избыток бытовых мощностей относительно ВХК.

$$\sum N_{90\%} - \sum N_{ВХК} = 5395 - 3542 = 1853\ МВт \qquad (2.11)$$

Энергию соответствующую этой мощности необходимо распределить на зимние месяцы. График баланса энергий представлен на рисунке 2.7.

Первоначально на графике баланса энергии откладываем средние мощности потребления энергосистемы. Далее вниз от них откладываем гарантированные мощности существующих ГЭС. От полученной отметки откладываем мощности ВХК и мощности бытового стока реки. За тем строим линию гарантированной мощности так чтобы распределить избыток бытовых

мощностей относительно ВХК на зимние месяцы (когда электроэнергия особо востребована).

Чтобы найти координату линии гарантированной мощности необходимо сделать распределение избытка бытовой мощности относительно ВХК.

Для этого вычитаем из средних мощностей мощности по ВХК. После этого из полученных значений вычитаем ориентировочную координату линии гарантированной мощности (12712 МВт). Подбираем такую координату, чтобы сумма полученных значений зимних месяцев (летом работаем с расходами ВХК) приблизительно равнялась избытку бытовых мощностей относительно ВХК (Таблица 2.13).

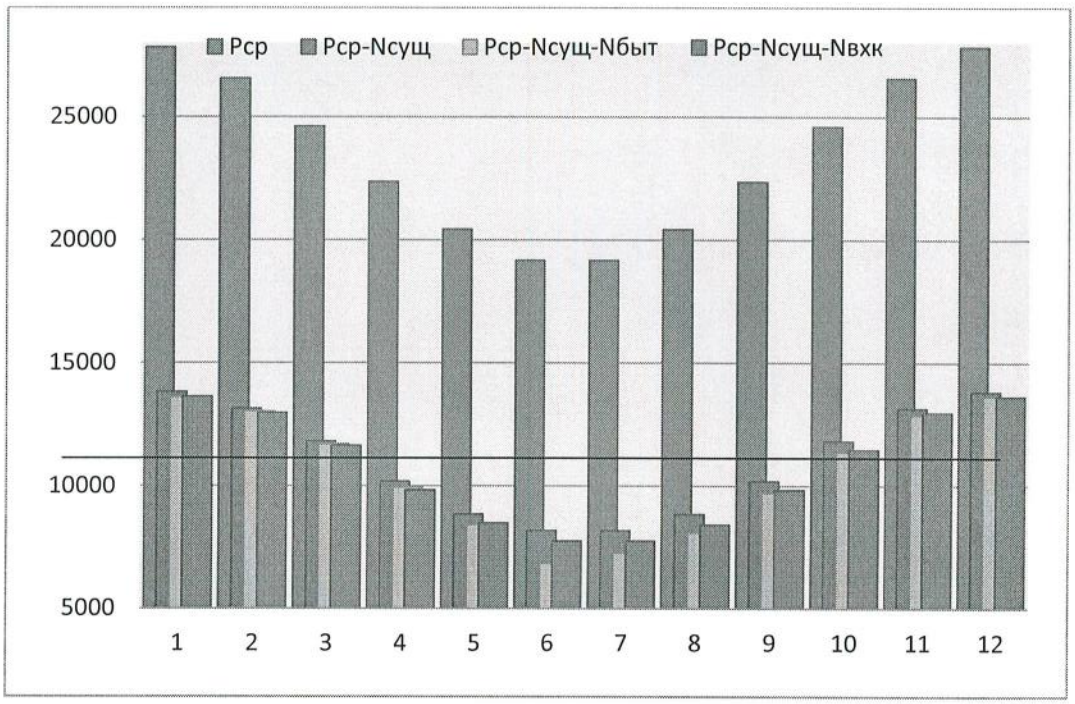


Рисунок 2.7 - Баланс энергии

Таблица 2.13 - Расчет координаты линии $N_{гар}$

Pср-Nсущ	13815	13150	11813	10177	8840	8175	8175	8840	10176	11813	13149	13815
Pср-Nсущ-Nвхк	13642	12976	11640	9832	8495	7744	7744	8409	9831	11467	12976	13633
Pср-Nсущ-Nвхк-Линия гар мощ	930	по вхк	по вхк	по вхк	по вхк	по вхк	по вхк	по вхк	по вхк	по вхк	по вхк	921
Pср-Nсущ-Nвхк-Линя гар мощ +Nвхк	1095	по вхк	по вхк	по вхк	по вхк	по вхк	по вхк	по вхк	по вхк	по вхк	по вхк	1095

За координату линии гарантированной мощности первой итерации берем отметку 12712 МВт (Рисунок 2.5).

Чтобы найти гарантированные мощности вычтем из ряда средних мощностей координату линии гарантированной мощности. В месяцы, где координата линии гарантированной мощности меньше, чем координата линии мощности ВХК (с 2-го по 11-й), работаем с расходами ВХК в нижнем бьефе. Мощности при сработке водохранилища маловодного года представлены в Таблице 2.14.

Таблица 2.14 - Гарантированные мощности ГЭС первой итерации

Мес.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
N, МВт	1095	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	1095

Сработку водохранилища начинаем с 11-го месяца (Таблица 2.16).

Водо-энергетический расчет сработки водохранилища первой итерации представлен в Таблице 2.15, из нее видно, что в конце 11-го месяца отметка ВБ не достигла НПУ.

Таблица 2.15 - Водо-энергетический расчет сработки водохранилища первой итерации

Мес.	Расходы						Объемы			Отметки ВБ			Отм. НБ	Н, м	$N_{ГЭС}$, МВт
	$Q_{пол}$	$Q_{нб}$	$Q_{вхк}$	$Q_{вод-ща}$	$Q_{х.сб}$	$Q_{гэс}$	$V_{нач}$	ΔV	$V_{кон}$	$Z_{нач}$	$Z_{кон}$	$Z_{ср}$	$Z_{нб}$		
12	202	1355	200	1152	0	1354	17,35	3,09	14,27	785,00	776,92	780,96	686,51	94,05	1095
1	221	1504	200	1282	0	1503	14,27	3,32	10,95	776,92	766,97	771,95	686,82	84,72	1095
2	147	200	200	52	0	199	10,95	0,14	10,81	766,97	766,49	766,73	683,60	82,73	141
3	131	200	200	69	0	200	10,81	0,18	10,62	766,49	765,84	766,16	683,60	82,16	141
4	259	400	400	140	0	399	10,62	0,34	10,28	765,84	764,62	765,23	684,17	80,65	277
5	480	400	400	-81	0	399	10,28	-0,22	10,50	764,62	765,40	765,01	684,17	80,43	276
6	1593	500	500	-1094	0	499	10,50	-2,84	13,34	765,40	774,36	769,88	684,45	85,03	365
7	1069	500	500	-570	0	499	13,34	-1,53	14,86	774,36	778,50	776,43	684,45	91,58	393
8	871	500	500	-372	0	499	14,86	-0,96	15,83	778,50	781,04	779,77	684,45	94,92	407
9	517	400	400	-117	0	400	15,83	-0,31	16,14	781,04	781,87	781,45	684,18	96,88	333
10	525	400	400	-126	0	399	16,14	-0,33	16,47	781,87	782,72	782,29	684,18	97,72	335
11	304	200	200	-105	0	199	16,47	-0,28	16,75	782,72	783,45	783,08	683,60	99,08	170

Выполняем вторую итерацию.

Таблица 2.16 - Результаты второй итерации

Pср-Nсущ	13815	13150	11813	10177	8840	8175	8175	8840	10176	11813	13149	13815
Pср-Nсущ-Nвхк	13642	12976	11640	9832	8495	7744	7744	8409	9831	11467	12976	13642
Pср-Nсущ-Nвхк-Линия гар. мощ	847	по вхк	по вхк	по вхк	по вхк	по вхк	по вхк	по вхк	по вхк	по вхк	по вхк	847
Pср-Nсущ-Nвхк-Линия гар мощ+Nвхк	1020	по вхк	по вхк	по вхк	по вхк	по вхк	по вхк	по вхк	по вхк	по вхк	по вхк	1020

Результаты второй итерации представлены в таблице 2.17, по ним можно считать, что с допустимой погрешностью определены гарантированные мощности Солнечной ГЭС и режим сработки водохранилища в маловодном году. Проводить дальнейшие итерации не требуется.

За отметку УМО принимаем минимальный уровень $Z_{вб}$=766,8 м.

График изменения уровня ВБ представлен на рисунке 2.8.

Рисунок 2.8 - График изменения отметки верхнего бьефа

Таблица 2.17 - Водо-энергетический расчет сработки водохранилища второй итерации

Мес.	Расходы						Объемы			Отметки ВБ			Отм. НБ	Н, м	$N_{гэс}$, МВт
	$Q_{пол}$	$Q_{нб}$	$Q_{вхк}$	$Q_{в-ща}$	$Q_{х.сб}$	$Q_{гэс}$	$V_{нач}$	ΔV	$V_{кон}$	$Z_{нач}$	$Z_{кон}$	$Z_{ср}$	$Z_{нб}$		
12	202	1254	200	1051	0	1253	17,35	2,81	14,54	785,00	777,64	781,32	686,29	94,63	1020
1	221	1375	200	1153	0	1374	14,54	2,99	11,55	777,64	768,99	773,32	686,55	86,36	1020
2	147	200	200	52	0	199	11,55	0,14	11,41	768,99	768,54	768,77	683,60	84,77	145
3	131	200	200	69	0	200	11,41	0,18	11,23	768,54	767,92	768,23	683,60	84,23	145
4	259	400	400	140	0	399	11,23	0,34	10,89	767,92	766,77	767,35	684,17	82,77	284
5	480	400	400	-81	0	399	10,89	-0,22	11,10	766,77	767,51	767,14	684,17	82,57	283
6	1593	500	500	-1094	0	499	11,10	-2,84	13,94	767,51	776,03	771,77	684,45	86,92	373
7	1069	500	500	-570	0	499	13,94	-1,53	15,47	776,03	780,10	778,07	684,45	93,21	400
8	871	500	500	-372	0	499	15,47	-0,96	16,43	780,10	782,63	781,36	684,45	96,51	414
9	517	400	400	-117	0	400	16,43	-0,31	16,74	782,63	783,44	783,04	684,18	98,46	338
10	525	400	400	-126	0	399	16,74	-0,33	17,07	783,44	784,28	783,86	684,18	99,29	341
11	304	200	200	-105	0	199	17,07	-0,28	17,35	784,28	785,00	784,64	683,60	100,64	173

2.5 Водо-энергетический расчет при расходах, соответствующих 50% обеспеченности

Целью сработки водохранилища по средневодному году является нахождение таких режимов сработки и наполнения, при которых ГЭС выдаёт максимальную выработку.

Определяем расходы средневодного года с учетом потерь на фильтрацию, испарения и льдообразования. Результаты представлены в таблице 2.18.

Таблица 2.18 - Определение полезного расхода средневодного года

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Потребление	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фильтрация	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Испарение	0	0	0	0	10	10	10	10	10	0	0	0
Льдообразование	-15	-14	-4	47	0	0	0	0	0	0	-4	-10
Q 50%	374	250	202	300	996	1795	1148	893	539	532	324	238
Q 50% полезный	354	231	193	342	981	1780	1133	878	524	527	315	223

Первый вариант сработки водохранилища представлен в (таблице 2.19). В этом варианте ГЭС работает с отметками маловодного года.

Таблица 2.19 - Первый вариант сработки водохранилища.

Мес.	Расходы						Объемы			Отметки ВБ			Отм. НБ		$N_{гэс}$, МВт	Э, млн. кВт*ч
	$Q_{пол}$	$Q_{нб}$	$Q_{вхк}$	$Q_{в-ща}$	$Q_{х.сб}$	$Q_{гэс}$	$V_{нач}$	ΔV	$V_{кон}$	$Z_{нач}$	$Z_{кон}$	$Z_{ср}$	$Z_{нб}$	H		
12	223	1275	200	1051	0	1274	17,35	2,81	14,54	785,00	777,64	781,32	686,34	94,58	1037	759
1	354	1507	200	1153	0	1507	14,54	2,99	11,55	777,64	768,99	773,32	686,83	86,09	1115	816
2	231	284	200	52	0	283	11,55	0,14	11,41	768,99	768,54	768,77	683,85	84,52	206	150
3	193	263	200	69	0	262	11,41	0,18	11,23	768,54	767,92	768,23	683,78	84,05	189	139
4	342	482	400	140	0	482	11,23	0,34	10,89	767,92	766,77	767,35	684,40	82,55	342	250
5	981	901	400	-81	0	900	10,89	-0,22	11,10	766,77	767,51	767,14	685,48	81,26	629	460
6	1780	687	500	-1094	0	686	11,10	-2,84	13,94	767,51	776,03	771,77	684,95	86,43	510	373
7	1133	563	500	-570	0	563	13,94	-1,53	15,47	776,03	780,10	778,07	684,62	93,04	450	330
8	878	506	500	-372	0	506	15,47	-0,96	16,43	780,10	782,63	781,36	684,47	96,49	420	307
9	524	407	400	-117	0	407	16,43	-0,31	16,74	782,63	783,44	783,04	684,20	98,44	344	252
10	527	402	400	-126	0	401	16,74	-0,33	17,07	783,44	784,28	783,86	684,18	99,28	343	251
11	315	211	200	-105	0	210	17,07	-0,28	17,35	784,28	785,00	784,64	683,64	100,61	182	133
																4221

Второй вариант сработки представлен в (таблице 2.20). В этом варианте ГЭС работает с мощностями маловодного года.

Таблица 2.20 - Второй вариант сработки водохранилища

Мес.	Расходы						Объемы			Отметки ВБ			ОтмНБ	Н	$N_{гэс}$	Э, млн. кВт*ч
	$Q_{пол}$	$Q_{нб}$	$Q_{вхк}$	$Q_{в-ща}$	$Q_{х.сб}$	$Q_{гэс}$	$V_{нач}$	ΔV	$V_{кон}$	$Z_{нач}$	$Z_{кон}$	$Z_{ср}$	$Z_{нб}$			
12	223	1253	200	1029	0	1252	17,35	2,76	14,60	785,00	777,80	781,40	686,29	94,71	1020	747
1	354	1361	200	1007	0	1361	14,60	2,61	11,99	777,80	770,39	774,09	686,53	87,17	1020	747
2	231	232	200	0	0	231	11,99	0,00	11,99	770,39	770,39	770,39	683,69	86,29	171	125
3	193	196	200	2	0	195	11,99	0,01	11,98	770,39	770,37	770,38	683,59	86,39	145	106
4	342	795	400	453	0	795	11,98	1,10	10,89	770,37	766,77	768,57	685,22	82,95	567	415
5	981	389	400	-593	0	388	10,89	-1,59	12,47	766,77	771,87	769,32	684,14	84,77	283	207
6	1780	474	500	-1307	0	473	12,47	-3,39	15,86	771,87	781,14	776,51	684,38	91,73	373	273
7	1133	533	500	-600	0	533	15,86	-1,61	17,47	781,14	785,00	783,07	684,54	98,13	449	329
8	878	878	500	0	0	878	17,47	0,00	17,47	785,00	785,00	785,00	685,43	99,17	749	548
9	524	524	400	0	0	524	17,47	0,00	17,47	785,00	785,00	785,00	684,52	100,08	451	330
10	527	528	400	0	0	527	17,47	0,00	17,47	785,00	785,00	785,00	684,53	100,07	454	332
11	315	316	200	0	0	315	17,47	0,00	17,47	785,00	785,00	785,00	683,94	100,66	273	200
																4359

Выбираем второй вариант сработки водохранилища, т.к. суммарная выработка электроэнергии во втором варианте больше.

Среднегодовая выработка Солнечной ГЭС в средневодном году равна 4359 млн. кВт*ч.

2.6 Определение рабочей и установленной мощности ГЭС. Баланс мощности в маловодном году

Для определения установленной мощности необходимо знать рабочую мощность. Рабочую мощность зимних месяцев находим из интегральной кривой нагрузки (ИКН) для января (Таблица 2.21 и Рисунок 2.9), а летних из ИКН для июня (Таблица 2.22 и Рисунок 2.10).

Таблица 2.21 - Суточный график потребления. Зима

			Δ P, МВт	Δ t, МВт	Δ Э, МВт*ч	Э, МВт*ч	P, МВт
часы	потребление, МВт	Ранж., МВт	0	0	0	0	0
1	24962	29547	260	1	260	260	260
2	25153	29287	43	2	86	346	303
3	25573	29244	141	3	423	769	444
4	26348	29103	180	4	720	1489	624
5	27395	28923	134	5	670	2159	758
6	28162	28789	8	6	48	2207	766
7	28679	28781	17	7	119	2326	783
8	28789	28764	66	8	528	2854	849
9	28648	28698	19	9	171	3025	868
10	28764	28679	31	10	310	3335	899
11	28923	28648	19	11	209	3544	918
12	28629	28629	192	12	2304	5848	1110
13	28437	28437	275	13	3575	9423	1385
14	28698	28162	174	14	2436	11859	1559
15	29103	27988	556	15	8340	20199	2115
16	29547	27432	37	16	592	20791	2152
17	29287	27395	705	17	11985	32776	2857
18	29244	26690	198	18	3564	36340	3055
19	28781	26492	144	19	2736	39076	3199
20	27988	26348	504	20	10080	49156	3703
21	27432	25844	271	21	5691	54847	3974
22	26690	25573	420	22	9240	64087	4394
23	26492	25153	191	23	4393	68480	4585
24	25844	24962	24962	24	599088	667568	29547

Таблица 2.22 - Суточный график потребления. Лето

			Δ P, МВт	Δ t, МВт	Δ Э, МВт*ч	Э, МВт*ч	P, МВт
часы	потребление, МВт	Ранж., МВт	0	0	0	0	0
1	17583	20157	257	1	257	257	257
2	17763	19900	10	2	20	277	267
3	18408	19890	87	3	261	538	354
4	18586	19803	4	4	16	554	358
5	18787	19799	3	5	15	569	361
6	19476	19796	12	6	72	641	373
7	19635	19784	18	7	126	767	391
8	19784	19766	15	8	120	887	406
9	19900	19751	116	9	1044	1931	522
10	19803	19635	147	10	1470	3401	669
11	20157	19488	8	11	88	3489	677
12	19766	19480	4	12	48	3537	681
13	19799	19476	271	13	3523	7060	952
14	19796	19205	192	14	2688	9748	1144
15	19751	19013	120	15	1800	11548	1264
16	19480	18893	106	16	1696	13244	1370
17	19488	18787	64	17	1088	14332	1434
18	19013	18723	137	18	2466	16798	1571
19	19205	18586	121	19	2299	19097	1692
20	19890	18465	57	20	1140	20237	1749
21	18893	18408	364	21	7644	27881	2113
22	18465	18044	281	22	6182	34063	2394
23	18723	17763	180	23	4140	38203	2574
24	18044	17583	17583	24	421992	460195	20157

После построения ИКН вписываем в нее треугольник проектируемой и существующих ГЭС (Рисунок2.9, Рисунок 2.10). Проектируемая ГЭС будет работать в базовой части графика нагрузки энергосистемы, так как пиковая часть занята существующими ГЭС.

$$N_{раб\ \ янв} = N_{гар\ янв} = 1020\,МВт.$$
$$N_{раб\ \ июнь} = N_{гар\ июнь} = 400\,МВт. \qquad (2.12)$$

Далее, чтобы найти установленную мощность нам необходимо определиться с резервами.

На ГЭС устанавливаем только нагрузочный резерв. Он будет равен 2% от мощности системы. Аварийный (8% от мощности системы) и ремонтный резерв (рассчитанный от установленной мощности) устанавливаем на ТЭС.

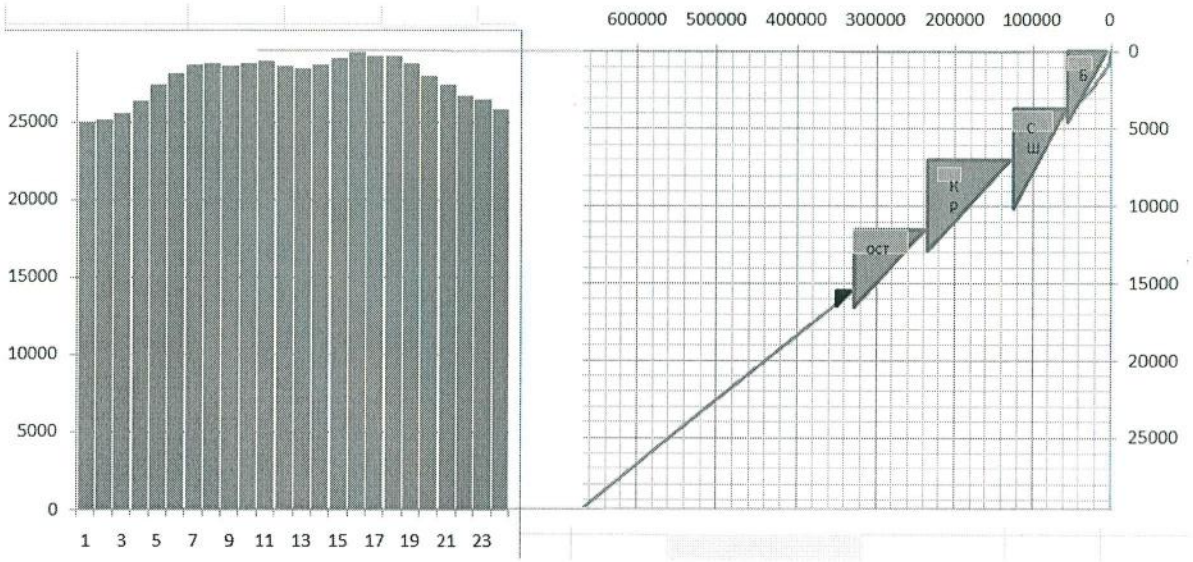


Рисунок 2.9 - Интегральная кривая нагрузки. Зима

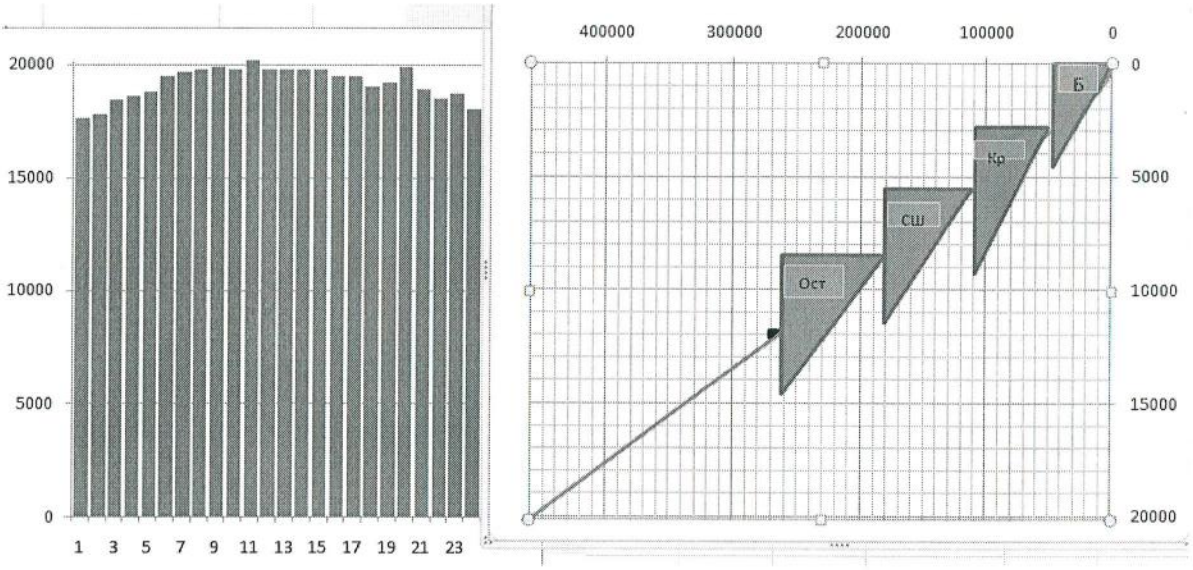


Рисунок 2.10 - Интегральная кривая нагрузки. Лето

Нагрузочный резерв, устанавливаемый на проектируемую ГЭС, определяем из учета мощности проектируемой и существующих ГЭС.

$$N_{устпр\,ГЭС} = N_{раб} + N_{рез} = 1020 + 20 = 1040 МВт \qquad (2.13)$$

На ТЭС располагаем аварийный резерв (Рисунок 2.11).

Рассчитаем ремонтную площадь проектируемой ГЭС.

$$F_{рем\,ГЭС} = \frac{N_{устГЭС}}{4} * 1мес + \frac{N_{устГЭС}}{2} * 1мес = 133 МВт \qquad (2.14)$$

$$F_{рем\,ТЭС} = \frac{N_{устТЭЦ}}{4} * 1мес + \frac{N_{устТЭЦ}}{2} * 1мес = 11360 МВт \quad (2.15)$$

Баланс мощности в энергосистеме представлен в таблице 2.23.

Таблица 2.23 - Баланс мощности энергосистемы

	нагрузка системы			существующие ГЭС		Проектируемая ГЭС			ТЭС		
месяц	Рмакс	Рар	Рнр	Nраб	N нагр	Nраб	Nрем	N нагр	Nраб	Nар	Nрем
1	29547	2364	591	14000	551	1020	0	40	15152	2364	0
2	28172	2254	563	13400	524	1020	66	40	14614	2254	0
3	26067	2085	521	12800	516	145	66	6	13125	2085	0
4	23637	1891	473	12200	467	145	0	6	11222	1891	0
5	21532	1723	431	11600	420	284	0	10	9441	1723	2100
6	20157	1613	403	11000	354	283	0	49	7889	1613	3600
7	20157	1613	403	11000	390	373	0	13	8485	1613	3600
8	21532	1723	431	11600	416	400	0	14	9388	1723	2100
9	23636	1891	473	12200	457	414	0	16	11013	1891	0
10	26066	2085	521	12800	508	338	0	13	12967	2085	0
11	28171	2254	563	13400	549	341	0	14	14547	2254	0
12	29547	2364	591	14000	584	173	0	7	15152	2364	0

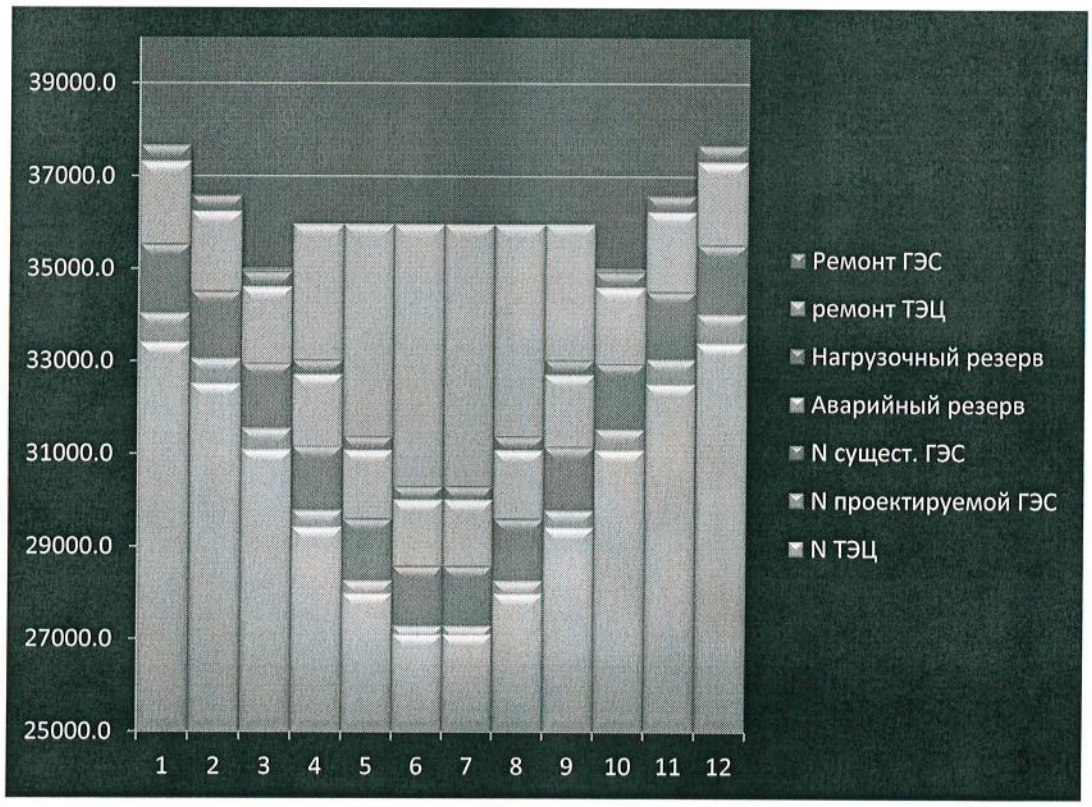


Рисунок 2.11 - Баланс мощности энергосистемы

Распределяем эту площадь на графике баланса мощностей маловодного года (Рисунок 2.11). ТЭС ремонтируются летом – когда нагрузка системы

минимальна. ГЭС ремонтируется в те месяцы, когда нет максимальной нагрузки энергосистемы и нет паводка т.к. при возможной многоводности во избежание холостых сбросов понадобится вся мощность ГЭС для пропуска паводка. Ремонт проектируемой ГЭС будем располагать в 2-м и 3-м месяцах.

2.7 Построение режимного поля

Для выбора турбин ГЭС необходимо определить область допустимой работы проектируемой ГЭС, т.е. построить режимное поле по расходу и напору.

Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ (785,0), нижней - при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО (766,8м). Промежуточной является характеристика, построенная при напоре в середине января ($Z_{вб}$ 777,6 м).

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = z_{вб}(V_{сраб}) - z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h \qquad (2.16)$$

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

$z_{нб}(Q_{нб})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода;

Δh – потери напора в водопроводящих сооружениях.

Работа гидротурбины определяется с учётом следующих ограничений:

1) ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

$$N_{уст}^{р} = k_N \cdot Q_{ГЭС} \cdot H_{ГЭС}\,, \qquad (2.17)$$

где k_N - коэффициент мощности, $k_N = 8{,}6$.

2) ограничение по пропускной способности ГЭС, которую строим по зависимости:

$$Q_{ГЭС} = \frac{Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{H_{ГЭС}}}{\sqrt{H_{ГЭС}^{N}}}\,, \qquad (2.18)$$

Результаты расчетов приведены в таблице 2.25 и на Рисунок 2.12.

Таблица 2.24 - Таблица для построения режимного поля

Кривая связи НБ		Напорные характеристики			Линия огр. по расчётной Nуст		линия огр. по проп.способн.ГЭС		линия огр. по $Q_{сан.попуск}$	
Q	$Z_{нб}$	$H_{нпу}$	$H_{умо}$	$H_{zвб1(р)}$	H	Q	H	Q	H	Q
0	683	101,60	83,37	94,20	105,00	1174	92,00	1378	101,50	170
900	685,47	99,13	80,90	91,73	103,13	1195	90,50	1366	80,00	170
1800	687,42	97,18	78,95	89,78	101,25	1217	89,00	1355		
2700	688,85	95,75	77,52	88,35	99,38	1240	87,50	1344		
3600	690,02	94,58	76,35	87,18	97,50	1264	86,00	1332		
4500	690,93	93,67	75,44	86,27	95,63	1289	84,50	1320		
5400	691,515	93,09	74,86	85,69	93,75	1315	83,00	1309		
6300	691,97	92,63	74,40	85,23	91,88	1342	81,50	1297		
7200	692,36	92,24	74,01	84,84	90,00	1370	80,00	1285		

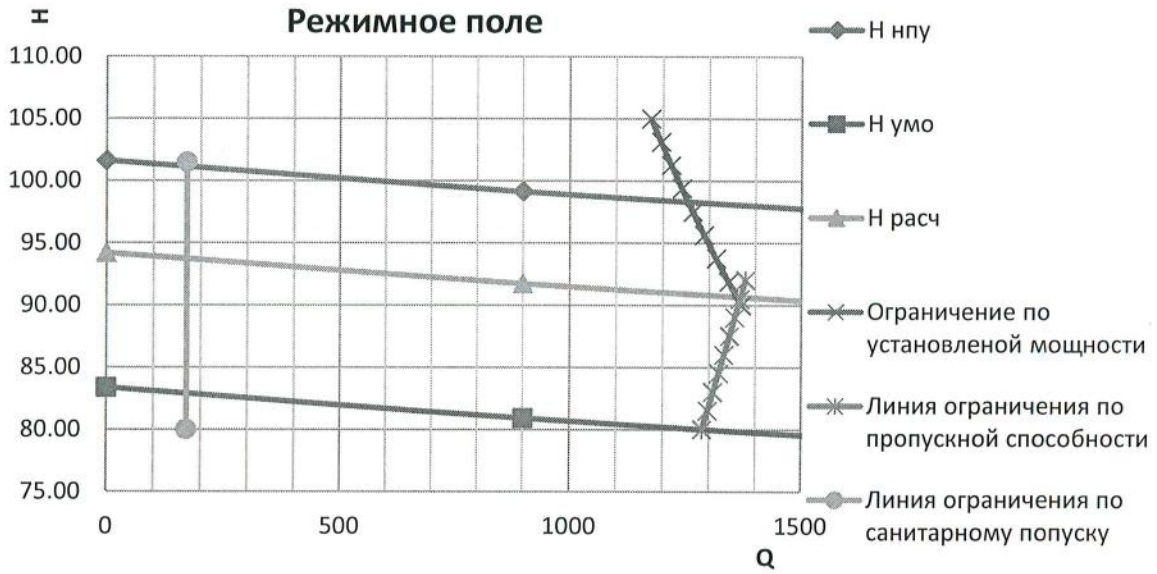


Рисунок 2.12 - Режимное поле

По режимному полю определяем диапазон изменений напоров и расходов:

1) расчетный напор $H_{расч}$ = 91м;
2) минимальный напор H_{min} =80,0 м;
3) максимальный напор H_{max} = 101,25 м;
4) максимальный расход Q_{max} = 1367 м^3/с;
5) минимальный расход Q_{min} = 170 м^3/с

3 ОСНОВНОЕ И ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

3.1 Выбор типа гидроагрегатов и их количества

3.1.1 Выбор типа турбины и числа гидроагрегатов

Необходимым параметром для выбора турбины служит отношение минимального напора к максимальному напору турбины

$$H_{\min} / H_{\max} = 80/101{,}25 = 0{,}79.$$

Для полученного диапазона изменения напора по справочным материалам [1] подбираем все возможные типы гидротурбин, исходя из следующих условий:

– значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного, а значение минимального напора должно быть не больше расчетного минимального;

– отношение напоров должно быть не меньше справочных данных;

– максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбин должен выбираться с учетом транспортировки его к месту монтажа.

Заданным условиям соответствует турбина РО 115-В, параметры которой представлены в (таблице 3.1).

Таблица 3.1 - Параметры модели гидротурбины РО 115-В

Параметр	Значение
$H_{пред}, м$	115
H_{min}/H_{max}	0,6
$n'_{1\ opt}, об/м$	75
$Q_{1\ opt}, л/с$	900
$\eta_{м\ opt}$	0,927
$Q'_{1\ max}, л/с$	1080
$\sigma\ (Q'_{1\ max})$	0,15
$D_{1\ m}, м$	0,5156
$H_{мод}, м$	4
$t_{мод}$, °C	2

Проведем проверку турбины по минимальному напору:

$$H_{min} = H_{max} \cdot \frac{H_{min}}{H_{max}} = 115 \cdot 0{,}6 = 69 \text{ м} \qquad (3.1)$$

Турбина РО 115-В проходит по условию, так как $H_{min} = 80$ м.

Далее производим расчет параметров турбины для разных значений диаметра [1].

КПД натурной гидротурбины:

$$\eta_{\text{Т}} = 1 - (1 - \eta_{\text{М}})\left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{м}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{м}}}{H_{\text{р}}^N}} \sqrt[5]{\frac{\upsilon_{\text{н}}}{\upsilon_{\text{м}}}}\right), \quad (3.2)$$

где $\eta_{\text{М}}$; $D_{1\text{м}}$; $H_{\text{м}}$ - КПД, диаметр и напор модельной турбины (Таблица 3.1);
D_1 - диаметр (задается стандартным рядом [1]);
$H_{\text{р}}^N$ – расчетный напор натурной турбины (был определен в разделе 2.7);
$\upsilon_{\text{м}}$; $\upsilon_{\text{н}}$ - коэффициенты кинематической вязкости воды для модельной и натурной гидротурбины, определяемые по справочным данным [1] в зависимости от температуры воды для натурных и модельных условий $t_{\text{м}}$ и $t_{\text{н}}$;
ε - коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлически потерям, принимается по справочным данным [1] и равен 0,75.

Мощность агрегата в расчетной точке (пересчитываем после уточнения числа агрегатов):

$$N_{\text{а}}' = 9{,}81 Q_{I\text{р}}' D_1^2 H_{\text{р}}^N \sqrt{H_{\text{р}}^N} \eta_{\text{Т}} \eta_{\text{Г}}^{\text{ср}}, \quad (3.3)$$

где $Q_{I\text{р}}'$ - приведенный расход воды в расчетной точке на главной универсальной характеристике турбины (далее ГУХ) (Рисунок 3.1);

$\eta_{\text{Т}}$ - КПД натурной гидротурбины, определяемый по формуле 3.2;

$\eta_{\text{Г}}^{\text{ср}}$ - средний КПД генератора, принимаем его по справочным данным [1] равным 0,97.

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов (округляем до числа кратного 2 или 3):

$$z_{\text{а}}' = N_{\text{уст}}^{\text{прГЭС}} / N_{\text{а}}, \quad (3.4)$$

где $N_{\text{уст}}^{\text{прГЭС}}$ - установленная мощность станции, 1040 МВт;

$N_{\text{а}}'$ - мощность агрегата в расчетной точке, определяется по формуле 3.3.

Округленная мощность агрегата:

$$N_{\text{а}} = N_{\text{уст}}^{\text{прГЭС}} / z_{\text{а}}, \quad (3.5)$$

где $N_{\text{уст}}^{\text{прГЭС}}$ - установленная мощность станции;

$z_{\text{а}}$ - округленное число устанавливаемых на ГЭС агрегатов (формула 3.4).

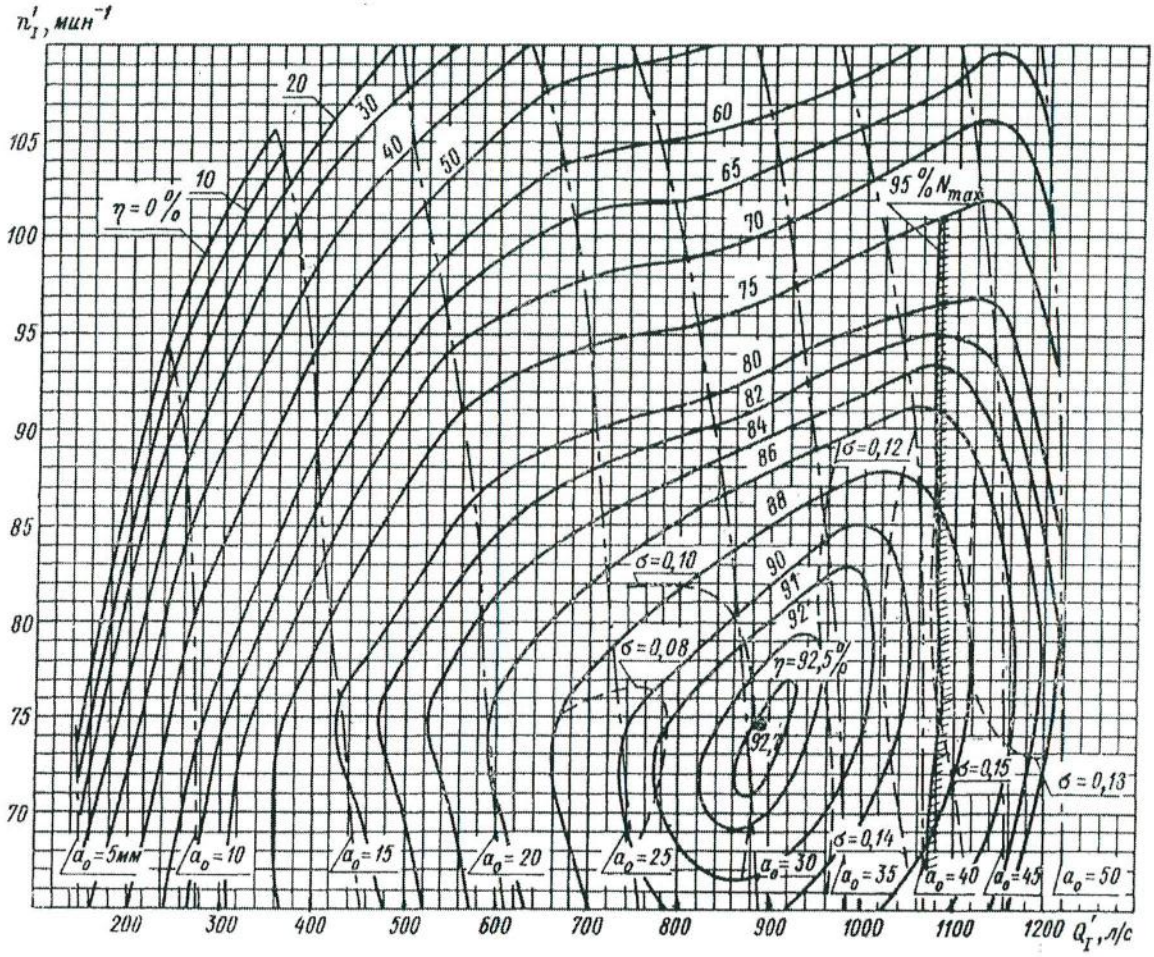


Рисунок 3.1 - Универсальная характеристика РО 115\810-И-51,56

Поправка на приведенную частоту вращения:

$$\Delta = \frac{\eta_{\text{Т}}}{\eta_{\text{М}}}, \tag{3.6}$$

Синхронная частота вращения турбины (округляется по стандартному ряду до ближайшего большего [1]):

$$n_{\text{с}} = \frac{n'_{I\text{р}} \cdot \sqrt{H_{\text{р}}^{N} \cdot \Delta}}{D_1}, \tag{3.7}$$

где $n'_{I\text{р}}$ - приведенная частота вращения в расчетной точке на ГУХ выбранной турбины (Рисунок 3.1);

Δ - поправка на приведенную частоту вращения, определяемая по формуле 3.6.

Значения приведенной частоты вращения для напоров H_{max}; $H_{\text{р}}^{N}$; H_{min} (необходимы для нанесения на ГУХ выбранной турбины линий приведенной частоты):

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \qquad (3.8)$$

где n_c - синхронная частота вращения турбины, определяется по формуле 1.9;
H - напоры H_{max}; H_p^N; H_{min}.

Окончательное положение расчетной точки на линии $n'_{I\text{Нр}}$ с учетом округленного числа агрегатов и уточненной мощности агрегата определяется на основании решения следующего уравнения:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9{,}81 \cdot Q'_{I\text{р}} \cdot D_1^2 \cdot H_p^N \cdot \sqrt{H_p^N} \cdot \eta_\Gamma^{cp}}, \qquad (3.9)$$

где Q'_I и η_T приведенный расход и КПД модельной гидротурбины, подбором которых и устанавливают окончательное положение расчетной точки на ГУХ;
N_a - округленная мощность агрегата в расчетной точке, определяется по формуле 3.5;
$Q'_{I\text{р}}$ - приведенный расход воды в расчетной точке на ГУХ выбранной турбины;
η_Γ^{cp} - средний КПД генератора, принимаем его по справочным данным [1] равным 0,97.

Для полученной расчетной точки необходимо построить линию ограничения по мощности, для этого на линии $n'_{I\text{Н}min}$, соответствующей напору H_{max}, аналогичным образом подставляя в уравнение вместо H_p^N напор H_{max}, находим точку и соединяем ее с расчетной. Линию ограничения по турбине строим проведением через расчетную точку линии параллельной открытию направляющего аппарата, a_0.

Все расчеты для рассматриваемых турбин сведены в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 - Результаты расчета параметров турбины РО115-В для различных значений D_1

Параметр	Значение								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
D_1, м	4,75	5	5,3	5,6	6	6,3	6,7	7,1	7,5
η_T	0,935	0,935	0,935	0,936	0,936	0,937	0,937	0,938	0,938
$N_a^{'}$, МВт	184,641	204,673	230,078	256,974	295,154	325,530	368,352	413,828	461,959
$z_a^{'}$	5,633	5,081	4,520	4,047	3,524	3,195	2,823	2,513	2,251
z_a	6	6	6	5	4	4	3	3	3
N_a, МВт	173,333	173,333	173,333	208,000	260,000	260,000	346,667	346,667	346,667
Δ	1,050	1,050	1,050	1,051	1,051	1,052	1,052	1,053	1,053
$n_{c1}^{'}$, об/мин	154,308	146,623	138,356	130,972	122,274	116,473	109,545	103,396	97,902
$n_{cOкр1}$, об/мин	166,7	150	142,8	136,4	125	125	115,4	107,1	100
n_{1Hmax}, об/мин	76,813	72,740	73,386	74,049	72,688	76,308	74,903	73,650	72,626
n_{1Hp}, об/мин	81,023	76,728	77,409	78,108	76,672	80,491	79,009	77,687	76,608
n_{1Hmin}, об/мин	86,414	81,833	82,560	83,305	81,774	85,846	84,266	82,856	81,705
$Q_I^{'} \cdot \eta_T$	0,930	0,839	0,747	0,803	0,874	0,793	0,935	0,833	0,746
$Q_I^{'} \cdot \eta_T$ (H_{max})	0,792	0,715	0,636	0,684	0,745	0,676	0,797	0,709	0,636

Анализируя полученные варианты, выбираем турбину РО115-В с диаметром 6 м (графа 5 в таблице 3.2), как имеющую наиболее оптимальную рабочую зону (Рисунок 3.2) при всех расчетных режимах работы.

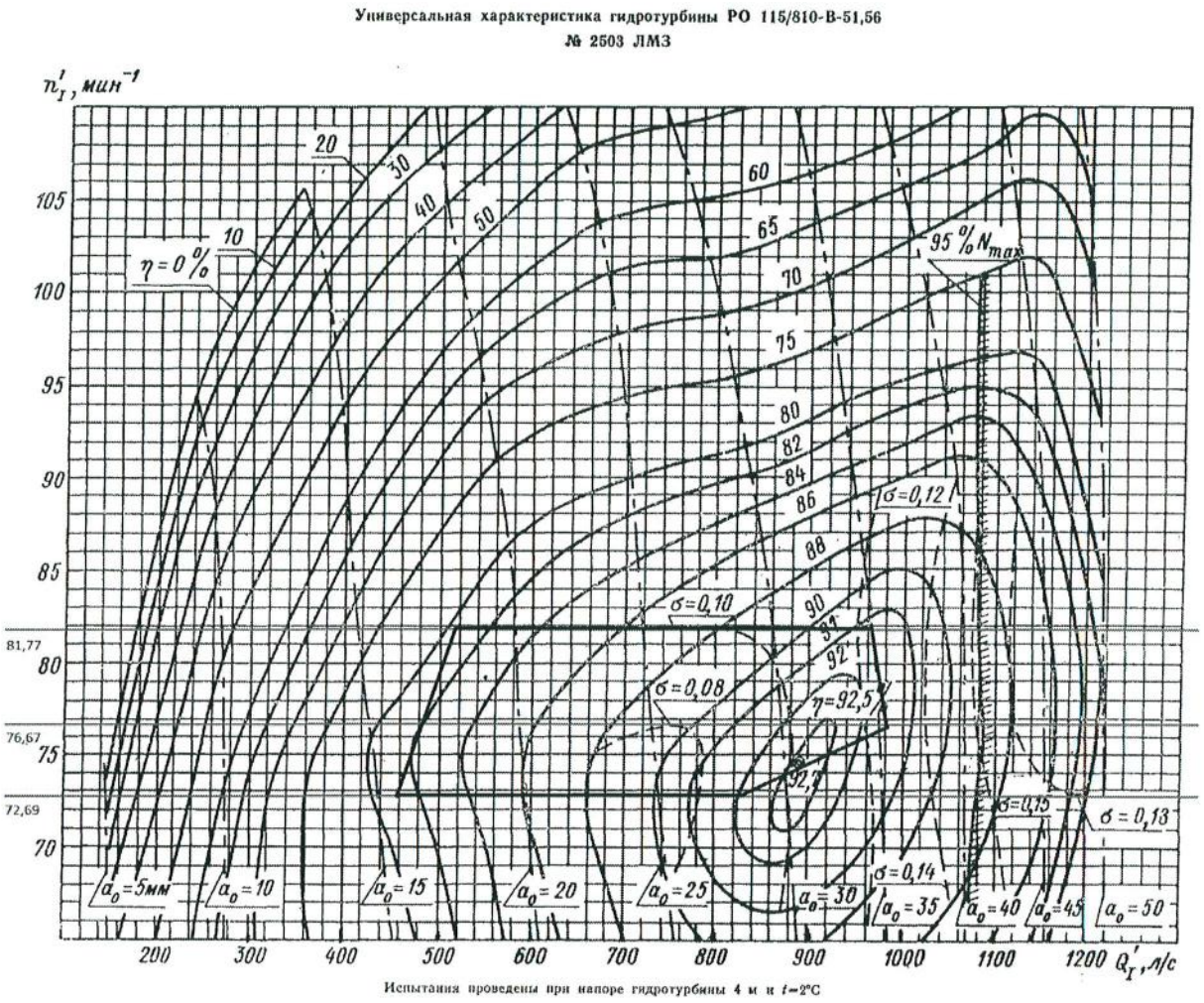


Рисунок 3.2 - Главная универсальная характеристика выбранной турбины РО115-В с обозначенной рабочей зоной

3.2. Проверка работы турбины при минимальном расходе

Линию ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитаем в координату универсальной характеристики (Рисунок3.2) для двух значений напора H_{max} и H_{min} по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \qquad (3.10)$$

где Q_{min} - минимальный расход через турбину (определен в разделе 2.7);

D_1 - диаметр натурной турбины (таблица 3.2);

H - напор, H_{max} или H_{min} (см. выше);

Δ - поправка на приведенную частоту вращения натурной турбины (таблица 3.2).

Тогда по формуле (3.10):

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{max} \cdot \Delta}} = \frac{170}{6^2 \cdot \sqrt{101{,}25 \cdot 1{,}051}} = 0{,}458\ \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 458\ \text{л/с};$$

$$Q_I' = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{min} \cdot \Delta}} = \frac{170}{10^2 \cdot \sqrt{80 \cdot 1{,}051}} = 0{,}515\ \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 515\ \text{л/с}.$$

При выбранных параметрах турбина РО115-В может работать при минимальном расходе, так как линия ограничения, соответствующая приведенным расходам, не выходит за пределы рабочего диапазона универсальной характеристики (Рисунок3.2).

3.3 Определение высоты отсасывания рабочего колеса турбины

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы определяется по формуле:

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) + H_S, \qquad (3.11)$$

где $z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ - отметка уровня воды в нижнем бьефе при расходе $Q_{\text{НБ}}$ (Рисунок 2.1), соответствующем расчетному значению высоты отсасывания H_S.

Высота отсасывания рассчитывается для трех случаев, требующих наибольшего заглубления рабочего колеса:

- работа одного агрегата с установленной мощностью при отметке НПУ;
- работа всех агрегатов с установленной мощностью при отметке НПУ;
- работа всех агрегатов с установленной мощностью при расчетном напоре.

Высоту отсасывания определяем по формуле:

$$H_S = B - \frac{z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - k_\sigma \cdot \sigma \cdot H + \Delta Z_{\text{Х.ПЛ.}}, \qquad (3.12)$$

где B - барометрическое давление, равное 10 м водного столба;

k_σ - коэффициент запаса по кавитации при переходе от модельной турбины к натурной, принимаем по справочным данным [1] равным 1,1;

σ - коэффициент кавитации, определяемый по ГУХ для расчетных условий (Рисунок 3.2);

H - напор турбины, определяемый уровнем верхнего бьефа и $z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ (Рисунок 2.12);

$\Delta Z_{\text{Х.ПЛ.}}$ - разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин определяем по приведенным величинам (Рисунок 3.3).

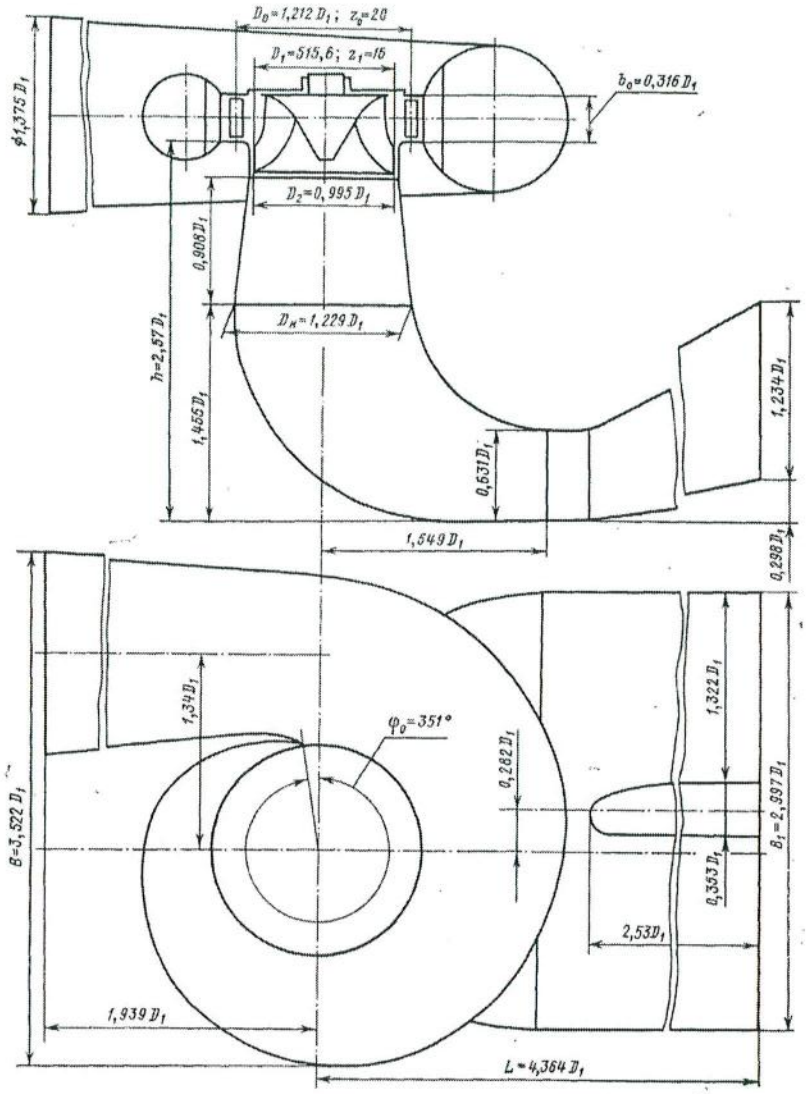


Рисунок 3.3 - Проточная часть модели гидротурбины РО115-В600 см

Определяем сначала расчетные расходы для трех случаев:

$$Q = Q_I' \cdot D_1^2 \cdot Z\sqrt{(H \cdot \Delta P)} \qquad (3.13)$$

где Q_{min} - минимальный расход через турбину, определен в пункте 2.7;

D_1 - диаметр натурной турбины (Таблица 3.2);

H - напор, H_{max} или H_{min} (см. выше);

Δ - поправка на приведенную частоту вращения натурной турбины (таблица 3.2).

Тогда по формуле (3.13):

$$Q = Q_I' \cdot D_1^2 \cdot Z(\sqrt{H_{max} \cdot \Delta P}) = 0{,}833 \cdot 6^2 \cdot 1 \cdot (\sqrt{101{,}25 \cdot 1{,}025}) = 309 м3/с;$$

$$Q = Q_I' \cdot D_1^2 \cdot Z(\sqrt{H_{min} \cdot \Delta P}) = 0{,}965 \cdot 6^2 \cdot 1 \cdot (\sqrt{80 \cdot 1{,}025}) = 318\ м3/с;$$

$$Q = Q_I' \cdot D_1^2 \cdot Z(\sqrt{Hр \cdot \Delta P}) = 0{,}985 \cdot 6^2 \cdot 1 \cdot (\sqrt{91 \cdot 1{,}025}) = 346\ м3/с.$$

Далее для найденных расходов считаем высоты отсасывания и соответствующие им отметки:

Работа одного агрегата с установленной мощности при отметке НПУ. На режимном поле проектируемой ГЭС (Рисунок 2.12) данному режиму соответствует точка с координатами точки 1: $Q_{агр1} = 309 м3/с$;, $H_{агр1} = 101{,}25$ м.

На главной универсальной характеристике турбины (Рисунок3.2) проводим линию $n_{1Hmax} = 72{,}688$ об/мин (таблица 3.1) до пересечения с линией ограничения по генератору. В этой точке определяем $\sigma = 0{,}088$.

По кривой связи расходов (рисунок 2.1) определяем $z_{НБ}(Q_{агр1}) = 683{,}92$ м.

Высота отсасывания по формуле 3.12:

$$H_{S1} = B - \frac{z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - k_\sigma \cdot \sigma \cdot H + \Delta Z_{Х.ПЛ.} =$$
$$= 10 - \frac{683{,}92}{900} - 1{,}1 \cdot 0{,}088 \cdot 101{,}25 + 0{,}948 - 1{,}5 = -0{,}783 \text{ м.}$$

$$\nabla Z_{р.к.} = z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_S, = \ 683{,}92 + (-0{,}783) = 683{,}13 \text{ м}$$

Работа всех агрегатов с установленной мощностью при отметке НПУ. На режимном поле проектируемой ГЭС (рисунок 2.12) данному режиму соответствует точка с координатами: $Q_{агр2} = 318$ м^3/с, $H_{агр2} = 91$ м.

На главной универсальной характеристике турбины (Рисунок3.2) проводим линию $n_{1Hр} = 76{,}672$ об/мин (таблица 3.1) до пересечения с линией ограничения по генератору. В этой точке определяем $\sigma = 0{,}11$.

По кривой расходов (рисунок 2.1) определяем $z_{НБ}(Q_{агр2}) = 684{,}09$ м.

Высота отсасывания по формуле 3.12:

$$H_{S2} = B - \frac{z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - k_\sigma \cdot \sigma \cdot H + \Delta Z_{Х.ПЛ.} =$$
$$= 10 - \frac{684{,}09}{900} - 1{,}1 \cdot 0{,}11 \cdot 91 + 0{,}948 - 1{,}5 = -\ 3{,}713 \text{м.}$$

$$\nabla Z_{р.к.} = z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_S = \quad 684{,}09 + (-3{,}713) = 680{,}37 \text{ м}$$

Работа всех агрегатов с установленной мощностью при расчетном напоре. На режимном поле проектируемой ГЭС (рисунок 2.12) данному режиму соответствует точка с координатами: $Q_{агр3} = 346$ м^3/с, $H_{агр3} = 80$ м.

На главной универсальной характеристике турбины (Рисунок3.2) проводим линию $n_{1Hmin} = 81{,}774$ об/мин (таблица 3.1) до пересечения с линией ограничения по генератору. В этой точке определяем $\sigma = 0{,}122$.

По кривой расходов (рисунок 2.1) определяем $z_{НБ}(Q_{агр3}) = 683{,}94$м.

Высота отсасывания по формуле 3.12:

$$H_{S3} = B - \frac{z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - k_\sigma \cdot \sigma \cdot H + \Delta Z_{Х.ПЛ.} =$$
$$= 10 - \frac{683{,}94}{900} - 1{,}1 \cdot 0{,}122 \cdot 80 + 0{,}948 = -1{,}718 \text{ м.}$$

$$\nabla Z_{р.к.} = z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_S = \quad 683{,}94 + (-1{,}718) = 682{,}22 \text{ м}$$

Результаты расчета сведем в (таблицу 3.3).

Таблица 3.3 - Результаты расчета высоты отсасывания

H_{S1}, м	H_{S2}, м	H_{S3}, м
-0,783	-3,713	-1,718

Окончательно принимаем:

$$H_S = -3{,}713 \text{ м.}$$

3.4 Расчет спиральной камеры турбины

Спиральная камера (далее СК) служит для подвода воды к турбине и формирования потока на входе в направляющий аппарат. При средних и высоких напорах применяются металлические СК с круглыми сечениями, поэтому при расчетном напоре $H_р$ = 91 м, целесообразно установить именно такую камеру. При ее расчете задаемся тремя главными условиями, которым должен соответствовать поток, проходящий через СК:

1. Обеспечить равномерное распределение расхода по окружности направляющего аппарата.
2. Обеспечить одинаковую закрутку потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом.
3. Подобрать размеры радиальных сечений спиральной камеры так, чтобы средние скорости потока в них не превосходили предельных значений

Расчет ведем по закону:

$$v_u \cdot r = const, \qquad (3.13)$$

где v_u – окружная составляющая скорости в любой точке потока;

r – радиус расположения точки.

3.4.1. Расчет круглых сечений спиральной камеры

В качестве исходных данных для расчета используем следующие величины, определенные при расчетах выше:

$$N_р = 260000 \text{ кВт},$$
$$H_р = 91 \text{ м},$$
$$D_1 = 6 \text{ м},$$
$$n = 125 \text{ об/мин},$$
$$Q_р = 300 \text{ м}^3/\text{с},$$

где $Q_р = \frac{N_р}{9{,}81 \cdot H_р}$ – расчетный расход.

По приведенным величинам (Рисунок 3.3) рассчитываем высоту направляющего аппарата:

$$b_0 = 0{,}316 \cdot D_1 = 0{,}316 \cdot 6 = 1{,}896 \text{ м}. \quad (3.14)$$

И высоту статора:

$$b_1 = b_0 + 0{,}02 = 1{,}896 + 0{,}02 = 1{,}916 \text{ м}. \quad (3.15)$$

Затем по справочным таблицам [2] в соответствии с D_1 выбираем основные размеры статора:

$D_a = 9{,}25$ м, $D_b = 8$ м, $D_4 = 9{,}65$ м, $R = 0{,}5$ м, $h = 0{,}46$ м.

Полная высота статора:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h = 1{,}916 + 2 \cdot 0{,}46 = 2{,}836 \text{ м}. \quad (3.16)$$

Скорость во входном сечении спиральной камеры определяем по справочным зависимостям $v_{ср} = f(H)$ [2], и принимаем:

$$v_{ср} = 8{,}8 \text{ м/с}.$$

Расход через входное сечение:

$$Q_{вх} = Q_р \cdot \frac{\varphi}{360} = 300 \cdot \frac{351}{360} = 292 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (3.17)$$

где φ =351 (Рисунок 3.3).

Площадь входного сечения:

$$F_{вх} = \frac{Q_{вх}}{v_{ср}} = \frac{292}{8{,}8} = 33{,}2 \text{ м}^2. \quad (3.18)$$

Радиус входного сечения:

$$p_{вх} = \sqrt{\frac{F_{вх}}{\pi}} = \sqrt{\frac{33{,}2}{3{,}14}} = 3{,}25 \text{ м}. \quad (3.19)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a = R_4 + \sqrt{p_{вх}{}^2 + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = \frac{9{,}65}{2} + \sqrt{3{,}25^2 + \left(\frac{2{,}836}{2}\right)^2} = 8{,}3 \text{ м.} \qquad (3.20)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{вх} = a + p_{вх} = 8{,}3 + 3{,}25 = 11{,}55 \text{ м.} \qquad (3.21)$$

Значение зависимости входного сечения:

$$\frac{\varphi}{c} = a - \sqrt{a^2 - p_{вх}{}^2} = 8{,}3 - \sqrt{8{,}3^{\,2} - 3{,}25^2} = 0{,}662. \qquad (3.22)$$

При принятом значении:

$$\varphi_{вх} = \frac{351}{360} = 0{,}975,$$

$$\frac{1}{c} = \frac{0{,}662}{0{,}975} = 0{,}678.$$

Расчет по спиральной камере приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4- Расчет круглых сечений спиральной камеры

Сечение	φ						x	x^2	p^2	p	a	R
	-	$\frac{\varphi}{360}$	$\frac{\varphi}{c}$	$2 \cdot R_4 \cdot [3]$	$[4] - \frac{b_1}{2}$	$\sqrt{[5]}$	$[6] + [3]$	$[7]^2$	$[8] + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[9]}$	$R_4 + [7]$	$[10] + [11]$
										0	1	2
						-2		2	2			
1	51	,975	,699	,746	,828	,554	,253	,075	,086	,632	,078	,709
2	38	,939	,673	,496	,578	,537	,210	,884	,895	,620	,035	,655
3	25	,903	,647	,246	,328	,519	,167	,694	,705	,609	,992	,601
4	12	,867	,621	,996	,078	,501	,123	,505	,516	,598	,948	,545
5	00	,833	,597	,766	,848	,484	,081	,332	,343	,587	,906	,493
6	87	,797	,572	,516	,598	,464	,036	,145	,156	,575	,861	,436

Продолжение таблицы 3.4

7	74	,761	,546	,266	,348	,444	,990	,959	,970	,563	,815	,378
8	61	,725	,520	,016	,098	,423	,943	,774	,785	,551	,768	,318
9	49	,692	,496	,785	,868	,402	,898	,603	,614	,539	,723	,263
10	36	,656	,470	,536	,618	,379	,849	,419	,430	,527	,674	,201
11	23	,619	,444	,286	,368	,355	,799	,236	,246	,513	,624	,137
12	10	,583	,418	,036	,118	,329	,747	,052	,063	,500	,572	,072
13	98	,550	,394	,805	,888	,304	,698	,883	,894	,487	,523	,010
14	85	,514	,368	,555	,638	,274	,643	,699	,710	,473	,468	,941
15	73	,481	,345	,325	,407	,246	,590	,529	,539	,460	,415	,875
16	60	,444	,319	,075	,157	,212	,531	,343	,353	,444	,356	,800
17	47	,408	,293	,825	,907	,175	,468	,155	,166	,429	,293	,722

Примечание: в квадратных скобках указаны номера граф, из которых в расчетные выражения подставлялись требуемые величины.

Пользуясь значением $\frac{1}{c}$, произведем расчет остальных сечений по Таблице 3.4.

3.4.2 Расчет эллиптических сечений спиральной камеры:

Определяем размеры эллиптических сечений:

$$p_1 = \frac{\frac{H_1}{2}}{\sin 35} = \frac{\frac{2{,}836}{2}}{\sin 35} = 2{,}49 \text{ м}, \qquad (3.23)$$

Значение p_1 сохраняем постоянным для всех эллиптических сечений.

Величина p_2 переменна и зависит от радиуса R наружного контура спиральной камеры:

$$p_2 = \frac{R - [R_4 + p_1 \cdot (1 - \cos 35)]}{1{,}81}, \tag{3.24}$$

где R принимаем по зависимости $R = f(\varphi)$ [2].

Приведем расчет эллиптических сечений в (Таблице 3.5).

Таблица 3.5 - Приведем расчет эллиптических сечений

Сече	$\varphi°$	p_1, м	R, м	p_2, м
18	135	2,49	7,700	1,480
19	127	2,49	7,662	1,457
20	119	2,49	7,623	1,433
21	111	2,49	7,585	1,410
22	103	2,49	7,476	1,386
23	95	2,49	7,326	1,363
24	87	2,49	7,142	1,340
25	79	2,49	6,926	1,316
26	71	2,49	6,695	1,293
27	63	2,49	6,445	1,269
28	55	2,49	6,185	1,246
29	47	2,49	5,923	1,222
30	39	2,49	5,666	1,199
31	31	2,49	5,418	1,175
32	23	2,49	5,186	1,152
33	15	2,49	4,970	1,129
34	7	2,49	4,776	1,105
35	0	2,49	4,625	1,085

3.4.3 Расчет угла потока

Постоянная спиральной камеры:

$$k = \frac{Q_{\text{р}}}{2 \cdot \pi \cdot \frac{1}{c}} = \frac{300}{2 \cdot 3{,}14 \cdot 0{,}717} = 66{,}62 \text{ м}^2/\text{с}. \tag{3.25}$$

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

$$tg\,\delta = \frac{Q_р}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot b_1} = \frac{300}{2 \cdot 3{,}14 \cdot 66{,}62 \cdot 1{,}916} = 0{,}374, \qquad (3.26)$$
$$\delta = 20{,}35°.$$

Далее используя результаты данного расчета и технологические рекомендации [2] производим построение спиральной камеры по приведенным величинам (Рисунок 3.3).

3.5 Выбор маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора

По номограмме [3] для турбины РО115-В (при $Н_{мах} = 101{,}25$ м)) определяем тип маслонапорной установки:

МНУ 16/1-40-16-2 [4]: объем котла $16\ м^3$; давление $40\ кгс/см^2$; исполнение - однокотельное.

Проводим проверку предварительно выбранной МНУ по объему котла.

Работоспособность сервомоторов, обслуживающих направляющий аппарат:

$$A_{с.на} = k_{на} \cdot \gamma \cdot Н_{мах} \cdot B_0 \cdot D_1^2 = 0{,}04 \cdot 1000 \cdot 101{,}25 \cdot 1{,}896 \cdot 6^2 =$$
$$= 276437\ Дж, \qquad (3.27)$$

где $k_{на}$ - опытный коэффициент, равен для РО турбин 0,04 [3];

γ - объемный вес воды;

$Н_{мах}$ - максимальный напор на турбину, см. выше;

B_0 - высота направляющего аппарата турбины, по приложению В;

D_1 - диаметр рабочего колеса выбранной турбины (таблица 1.3).

Объем сервомоторов, обслуживающих направляющий аппарат:

$$W_{с.на} = \frac{A_{с.на}}{P_К} = \frac{276437}{400000} = 0{,}691\ м^3, \qquad (3.28)$$

где $A_{с.на}$ - работоспособность сервомоторов, обслуживающих направляющий аппарат, формула 1.30;

$P_К$ - номинальное давление котла, выбранного МНУ.

С учетом требований к МНУ необходимый объем котла найдем по формуле:

$$V_к = (20 - 25) \cdot W_{с.на} = 22{,}5 \cdot 0{,}691 = 15{,}5\ м^3. \qquad (3.29)$$

Найденный необходимый объем, не превышает объема котла, выбранного МНУ, что позволяет принять к установке МНУ 16/1-40-16-2.

В состав МНУ 16/1-40-16-2 входят типовые гидроаккумулятор ГА16/2-40 и маслонасосный агрегат МА16-3 [3].

По справочным данным выберем электрогидравлический регулятор

ЭГР-МП-100-4, в состав которого входят [3]:

- панель электрооборудования ЭГР-МП (микропроцессорная электропанель);
- гидромеханическая колонка управления ЭГР-100 (диаметр главного золотника 100 мм);
- механизм обратных связей;
- аварийный золотник с механическим устройством противоразгонной защиты.

3.6 Расчет отсасывающей трубы турбины

Принимаем отсасывающую трубу геометрически подобную модели выбранной гидротурбины РО115-В (Рисунок 3.3), с которой и пересчитываем основные размеры по следующим конструкционным элементам: входной конический раструб, входное сечение колена, выходное сечение колена, выходной конический раструб (таблица 3.7) [2].

Таблица 3.6 - Основные размеры отсасывающей трубы

Входной конический раструб
$D_{горл} = 0{,}995 \cdot D_1 = 0{,}995 \cdot 6 = 5{,}97$ м
$D_к = 1{,}229 \cdot D_1 = 1{,}229 \cdot 6 = 7{,}374$ м
$h = 2{,}57 \cdot D_1 = 2{,}57 \cdot 6 = 15{,}42$ м
$h_1 = 0{,}908 \cdot D_1 = 0{,}908 \cdot 6 = 5{,}448$ м
Колено
$h_2 = 1{,}455 \cdot D_1 = 1{,}455 \cdot 6 = 8{,}73$ м
$h_3 = 0{,}631 \cdot D_1 = 0{,}631 \cdot 6 = 3{,}786$ м
$L_1 = 1{,}549 \cdot D_1 = 1{,}549 \cdot 6 = 9{,}294$ м
$B = 2{,}997 \cdot D_1 = 2{,}997 \cdot 6 = 17{,}982$ м
Выходной конический раструб
$h_4 = 1{,}234 \cdot D_1 = 1{,}234 \cdot 6 = 7{,}404$ м
$\Delta h = 0{,}298 \cdot D_1 = 0{,}298 \cdot 6 = 1{,}788$ м
$L_2 = 4{,}364 \cdot D_1 - L_1 = 4{,}364 \cdot 6 - 9{,}294 = 16{,}89$ м
$B_1 = 2{,}997 \cdot D_1 = 2{,}997 \cdot 6 = 17{,}982$ м
$B_{1/2} = 1{,}322 \cdot D_1 = 1{,}322 \cdot 6 = 7{,}932$ м
$B_\Delta = 0{,}353 \cdot D_1 = 0{,}353 \cdot 6 = 2{,}118$ м

Расчет площадей соответствующих сечений производим по узловым точкам [2]: входной конический раструб, входное сечение колена, выходное сечение колена, выходное сечение диффузора:

Входной конический раструб (1-1):

$$F_{1-1} = \frac{(\pi \cdot D_{1-1}^2)}{4}; \qquad (3.30)$$

$$D_{1-1} = D_1 = 6 \text{ м};$$

$$F_{1-1} = \frac{(\pi \cdot D_{1-1}^2)}{4} = \frac{(3{,}14 \cdot 6^2)}{4} = 28{,}26 \text{ м}^2.$$

Входное сечение колена (2-2):

$$F_{2-2} = \frac{(\pi \cdot D_{2-2}^2)}{4}; \tag{3.31}$$

$$D_{2-2} = D_{\text{к}} = 7{,}374 \text{ м};$$

$$F_{2-2} = \frac{(\pi \cdot D_{2-2}^2)}{4} = \frac{(3{,}14 \cdot 7{,}374^2)}{4} = 42{,}69 \text{ м}^2.$$

Выходное сечение колена (3-3):

$$F_{3-3} = h_3 \cdot B = 3{,}786 \cdot 17{,}982 = 68{,}08 \text{ м}^2. \tag{3.32}$$

Выходное сечение выходного конического раструба (4-4):

$$F_{4-4} = 2 \cdot h_4 \cdot B_{\frac{1}{2}} = 2 \cdot 7{,}404 \cdot 7{,}932 = 117{,}46 \text{ м}^2. \tag{3.33}$$

Расход для оптимального режима при расчетном напоре $H_p = 91$ м:

$$Q_{\text{опт}} = \frac{N}{9{,}81 \cdot H_p \cdot \eta_{\text{н}\,opt}} = \frac{260000}{9{,}81 \cdot 91 \cdot 0{,}927} = 314 \text{ м}^3/\text{с}, \tag{3.34}$$

Максимальный расход при H_p:

$$Q_{max} = \frac{N}{9{,}81 \cdot H_p \cdot \eta_{\text{н р.т.}}} = \frac{260000}{9{,}81 \cdot 91 \cdot 0{,}923} = 316 \text{ м}^3/\text{с}, \tag{3.35}$$

где N – мощность 1 ГА (таблица 1.3);

$\eta_{\text{н}\,opt}$ - оптимальный КПД (таблица 1.2);

$\eta_{\text{н р.т.}}$ - КПД в рабочей точке (Рисунок 3.2).

Средние меридианные скорости и средние удельные кинетические энергии потока в сечениях для оптимального режима при $H_{\text{р}}$ и режима максимального расхода при $H_{\text{р}}$ определяем по следующим формулам:

$$V_{i-i} = \frac{Q_k}{F_{i-i}}; \quad (3.36)$$

$$E_{i-i} = \frac{100 \cdot {V_{i-i}}^2}{(2g \cdot H_p)}. \quad (3.37)$$

Длины средних линий до каждого сечения определяем по приведенным величинам (Рисунок 3.3)

$$l_0 = 0 \text{ м};$$

$$l_1 = l_0 + h_1 = 0 + 5{,}448 = 5{,}448 \text{ м}; \quad (3.38)$$

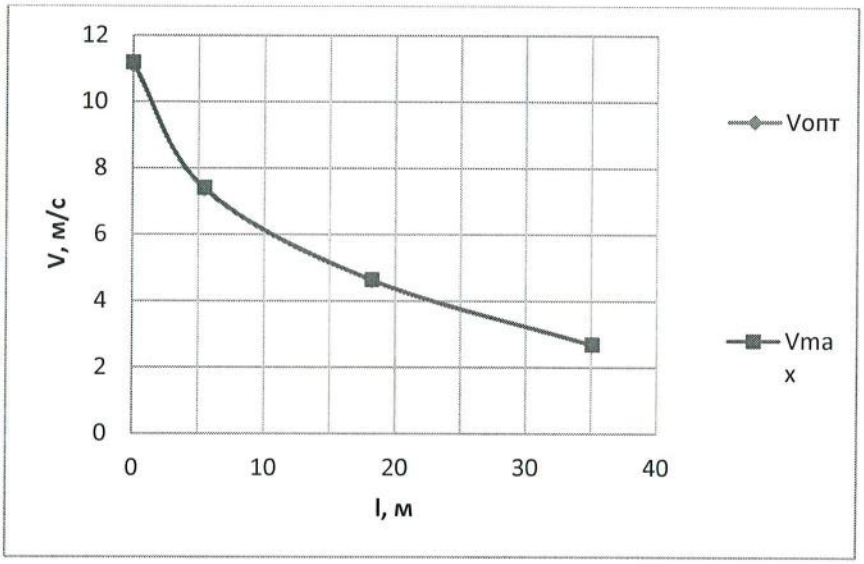
$$l_2 = l_1 + \sqrt{{h_2}^2 + {L_1}^2} = 5{,}448 + \sqrt{8{,}73^2 + 9{,}294^2} = 18{,}20 \text{ м}; \quad (3.39)$$

$$l_3 = l_2 + L_2 = 18{,}20 + 16{,}89 = 35{,}09 \text{ м}. \quad (3.40)$$

- результаты расчетов заносим в Таблицу 3.7.

Таблица 3.7 - результаты расчетов заносим

Сечение	F_{i-i}, м^2	$V_{i-i,\text{опт}}$, м/с	$V_{i-i,max}$, м/с	$E_{i-i,\text{опт}}$, кДж	$E_{i-i,max}$, кДж	l_i, м
1-1	28,26	11,11	11,18	6,91	7,00	0,00
2-2	42,69	7,36	7,40	3,03	3,07	5,45
3-3	68,08	4,61	4,64	1,19	1,21	18,20
4-4	117,46	2,67	2,69	0,40	0,41	35,09



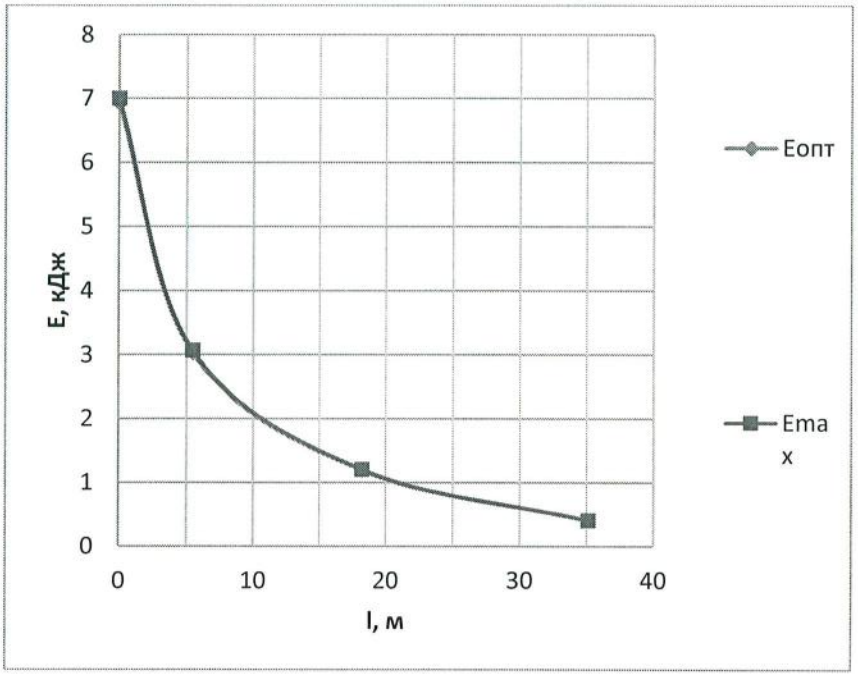


Рисунок 3.4 - Графики распределения средней меридианной скорости и средней удельной кинетической энергии по длине отсасывающей трубы

По данным таблицы 3.8 строим графики распределения средней меридианной скорости и средней удельной кинетической энергии по длине отсасывающей трубы турбины, представлены на рисунке 3.4.

3.7 Расчет на прочность вала гидроагрегата и подшипника гидротурбины

Вал является одним из наиболее ответственных элементов гидротурбины. Расчет вала на прочность производим с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий [2].

Предварительный расчет наружного диаметра вала:

$$D_{\text{в}}^{*} \geq \left(\frac{5.1 \cdot \text{М}_{\text{кр}}}{\tau_{\text{доп}}}\right)^{0.33}, \qquad (3.41)$$

где - $\tau_{\text{доп}} = 30 \div 35$ МПа [2].

Принимаем $\tau_{\text{доп}} = 33$ МПа, а крутящий момент $\text{М}_{\text{кр}}$ определяем по формуле:

$$\text{М}_{\text{кр}} = \frac{0{,}00974 \cdot N}{n_{\text{синх}}} = \frac{0{,}00974 \cdot 260000}{60} = 42{,}2 \text{ кН} \cdot \text{м}. \qquad (3.42)$$

Тогда:

$$D_{\text{в}}^{*} \geq \left(\frac{5{,}1 \cdot 42{,}2}{33}\right)^{0.33} = 1{,}86 \text{ м.}$$

Полученное значение диаметра округляем до стандартизованного [2]:

$$D_{в} = 1{,}90 \text{ м.}$$

Направляющий подшипник турбины, предназначенный для восприятия радиальных нагрузок, в нашем случае целесообразно устанавливать кольцевого типа на водяной смазке [2].

При расчете подшипника определяем его размеры и проверяем по критерию работоспособности.

Радиальную силу на рабочем колесе определяем по эмпирической зависимости:

$$R_{\text{рад}} = \frac{0{,}8 \cdot N}{n_{\text{синх}} \cdot D_1} = \frac{0{,}8 \cdot 260000}{125 \cdot 6} = 277{,}3 \text{ кН.} \qquad (3.43)$$

Диаметр вала под подшипником $d_{\text{П}}$, с учетом облицовки, обычно принимается на (15 ÷ 20) мм больше $D_{в}$ [2]:

$$d_{\text{П}} = D_{\text{в}} + 0{,}02 = 1{,}90 + 0{,}02 = 1{,}92 \text{ м.} \qquad (3.44)$$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{П}} \cdot h_{П}} = \frac{277{,}3}{1{,}92 \cdot 0{,}6} = 240{,}7 \text{ кПа,} \qquad (3.45)$$

где $h_{П} = 0{,}6$ м, взят по справочным таблицам в соответствии с $D_{\text{в}}$ [2].

Для кольцевых подшипников экспериментально получено, что допускаемое $[p_{\text{уд}}]$ равно:

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot U, \qquad (3.46)$$

$$U = \frac{\pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot d_{\text{П}}}{30} = \frac{3{,}14 \cdot 125 \cdot 1{,}92}{30} = 25{,}12 \text{ м/сек,} \qquad (3.47)$$

Тогда

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot 25{,}12 = 728{,}48 \text{ кПа}$$

- условие выполнено.

3.8 Выбор гидрогенератора

Определяем основные габаритные размеры гидрогенератора, пользуясь практическими рекомендациями [6].

Номинальная кажущаяся мощность:

$$S_{\text{н}} = \frac{N_{\text{ген}}}{\cos\varphi} = \frac{260}{0{,}95} = 273{,}7 \text{ МВ} \cdot \text{А,} \qquad (3.48)$$

где $\cos\varphi$ - коэффициент мощности [1];

$N_{\text{ген}}$ - мощность одного гидроагрегата (далее ГА).

Расчетная мощность:

$$S_{\text{р}} = k \cdot S_{\text{н}} = 1{,}045 \cdot 273{,}7 = 286 \text{ МВ} \cdot \text{А} \qquad (3.49)$$

где k - коэффициент, зависящий от $\cos\varphi$ [6];

$S_н$ - номинальная кажущаяся мощность, рассчитана выше.

Число полюсов:

$$2p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_0} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{125} = 48, \quad (3.50)$$

где f – частота тока в энергосистеме;

n_0 - нормальная частота вращения ГА (таблица 3.2).

Удельная нагрузка (кажущаяся мощность, приходящаяся на один полюс):

$$S^* = \frac{S_н}{2p} = \frac{273,7}{48} = 5,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.51)$$

где $S_н$ - номинальная кажущаяся мощность;

$2p$ - число полюсов.

Полюсное деление (длина внешней дуги обода ротора, приходящаяся на один полюс) $\tau^* = \frac{\pi D_i}{2p}$, зависящее от удельной нагрузки и способа охлаждения, (в нашем случае согласно практическим рекомендациям принимаем косвенное воздушное [6]), определяем по формуле:

$$\tau^* = A \cdot S^{*\alpha} = 0,529 \cdot 5,7^{0,246} = 0,812 \text{ м}, \quad (3.52)$$

где A и α - эмпирические коэффициенты [6];

S^* - удельная нагрузка, рассчитана выше.

Диаметр ротора:

$$D_i = \frac{\tau^* \cdot 2p}{\pi} = \frac{0,812 \cdot 48}{3,14} = 12,41 \text{ м}, \quad (3.53)$$

где τ^* - полюсное деление, рассчитано выше;

$2p$ - число полюсов, рассчитано выше.

Далее необходимо проверить, не будет ли при этом диаметре превышаться предельная окружная скорость ротора в разгонном режиме, которая составляет [6]: $\upsilon_{пр} = 185$ м/с.

Предельная окружная скорость:

$$\upsilon_{пр} = \frac{\pi \cdot D_i \cdot k_{разг} \cdot n_0}{60} = \frac{3,14 \cdot 12,41 \cdot 1,9 \cdot 125}{60} = 154,24 \text{ м/с}, \quad (3.54)$$

где D_i - диаметр ротора, рассчитан выше;

$k_{разг}$ - коэффициент разгона [7];

n_0 - нормальная частота вращения ГА (таблица 3.1).

При $D_i = 12{,}41$ м предельная окружная скорость ротора в разгонном режиме не превышает допустимых значений.

Далее найдем минимальное значение диаметра ротора и сравним его с рассчитанным [6]. Для этого необходимо знать диаметр шахты ГА, который ориентировочно принимаем равным внутреннему диаметру кромок статора турбины [6] (см. приложение В):

$D_ш = 6{,}636$ м.

Предварительно принимаем генератор зонтичного типа и тогда необходимо, что бы выполнялось условие:

$D_i \geq D_ш + 0{,}2$ м,

$6{,}836 \geq 11{,}2$.

Условие выполняется.

Высоту активной стали найдем из формулы «условного объема машины»:

$$W_S = {D_i}^2 l_a = \frac{30 \cdot C_a \cdot S_p}{\pi \cdot n_0}, \qquad (3.55)$$

где D_i - диаметр ротора, рассчитан выше;

l_a - высота активной стали;

C_a - коэффициент машины, зависящий от удельной нагрузки на полюс S^* и способа охлаждения (при принятом косвенном воздушном [6]);

S_p - расчетная мощность, рассчитана выше;

n_0 - нормальная частота вращения ГА (таблица 3.1).

Коэффициент машины:

$$C_a = \frac{R}{S^{*y}} = \frac{18{,}8}{5{,}7^{0{,}18}} = 13{,}74, \qquad (3.56)$$

где R и y - эмпирические коэффициенты, зависящие от способа охлаждения (при принятом косвенном воздушном [6]);

S^* - удельная нагрузка, рассчитана выше.

Таким образом, высота активной стали:

$$l_a = \frac{W_S}{{D_i}^2} = \frac{30 \cdot C_a \cdot S_p}{\pi \cdot n_0 \cdot {D_i}^2} = \frac{30 \cdot 13{,}74 \cdot 286}{3{,}14 \cdot 125 \cdot 12{,}41^2} = 1{,}951 \text{ м}. \qquad (3.57)$$

Высота активной стали стандартизирована, поэтому принимается ближайшее большее значение $l_a = 210$ см.

После определения D_i и l_a уточняем конструктивное исполнение генератора [6]: в нашем случае при $D_i/l_a > 5$ и $n_0 < 150$ об/мин принимаем зонтичное исполнение, как и предполагалось.

Внешний диаметр вала под подшипник приближенно определяем по формуле:

$$d_в = (1{,}2 \div 1{,}4)\sqrt[3]{\frac{N_{ген}}{n_0}} = 1{,}4\sqrt[3]{\frac{260}{125}} = 1{,}787 \text{ м}, \quad (3.58)$$

где $N_{ген}$ - мощность 1 ГА (таблица 1.3);
n_0 - нормальная частота вращения ГА (таблица 1.3).

Рассчитанный диаметр вала округляем по стандартному ряду 1,8 м [6].
Внутренний диаметр вала приближенно:

$$d_в{}' = \sqrt[4]{d_в \cdot \left(d_в{}^3 - 1{,}13 \cdot \frac{N_{ген}}{n_0}\right)} = \sqrt[4]{1{,}8 \cdot \left(1{,}8^3 - 1{,}13 \cdot \frac{260}{125}\right)} =$$
$$= 1{,}582 \text{ м}, \quad (3.59)$$

где $d_в$ - внешний диаметр вала, рассчитан выше;
$N_{ген}$ - мощность 1 ГА (таблица 1.3);
n_0 - нормальная частота вращения ГА (таблица 1.3).

Рассчитанный диаметр вала округляем по стандартному ряду 1,6 м [6].
Общая масса генератора приближенно:

$$G_{ген} = \psi \cdot D_i \cdot l_a = 47 \cdot 12{,}41 \cdot 2{,}1 = 1225 \text{ т}, \quad (3.60)$$

где $\psi = (44 \div 50)$ для зонтичных генераторов [7]; D_i - диаметр ротора, рассчитан выше; l_a - высота активной стали, рассчитана выше.

Вес ротора генератора с валом составляет 50-55% общей массы гидрогенератора [6]:

$$G_{рот} = 0{,}55 \cdot G_{ген} = 0{,}55 \cdot 1225 = 674 \text{ т}, \quad (3.61)$$

где $G_{ген}$ - вес генератора, рассчитан выше.

Теперь по результатам проведенного расчета представляется возможным привести основные размеры гидрогенератора [6], (таблице 3.8, рисунок 3.5).

Таблица 3.8 - Основные размеры генератора

Элемент генератора	Параметр	Зависимость	Значение
Статор	Высота корпуса $h_{ст}$	$(1{,}7 \div 1{,}9) \cdot l_a$	3,99 м
	Диаметр корпуса $D_{ст}$	$(1{,}05 + 0{,}0017 \cdot n_0) \cdot D_i$	15,67 м
	Диаметр активной стали D_a	$D_i + (0{,}5 \div 0{,}9)$	13,31 м
Верхняя крестовина	Высота $h_{в.к.}$	$(0{,}1 \div 0{,}12) \cdot D_i$	1,49 м
	Диаметр лучей $D_{в.к.}$	$D_{ст}$	15,67 м
Подпятник	Высота $h_п$	$(0{,}15 \div 0{,}2) \cdot D_i$	2,48 м

Продолжение таблицы3.8

	Диаметр кожуха $D_п$	$(0,4 \div 0,5) \cdot D_i$	6,21 м
Нижняя крестовина	Высота $h_{н.к.}$	$(0,25 \div 0,30) \cdot D_ш$	1,99 м
	Диаметр лучей $D_{н.к.}$	$D_ш + 0,4$	7,04 м
Надстройка	Высота h_0	$0,3 \div 0,5$	0,50 м
	Диаметр d_0	$(0,2 \div 0,25) \cdot D_i$	3,10 м
Кратер	Диаметр $D_{кр}$	$(1,4 \div 1,5) \cdot D_i$	18,61 м
	Минимальная ширина прохода b	$0,4 \div 0,5$	0,50 м

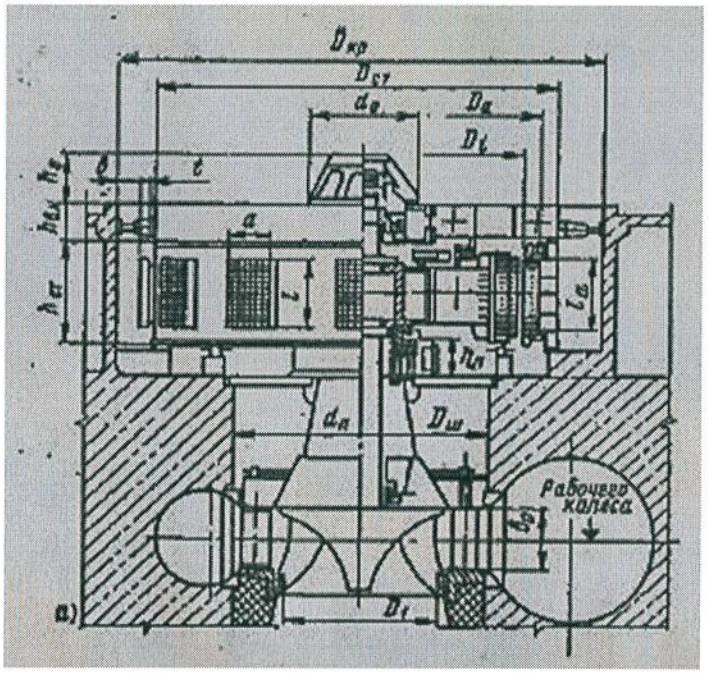


Рисунок 3.2 - Основные размеры гидрогенератора

При данных размерах генератор имеет следующую маркировку СВ-1331/210-48, где 1331 - диаметр активной стали, 210 высота активной стали, 48 - число полюсов.

Также назначаем схему компоновки ГА [8]: компоновка гидротурбины и гидрогенератора зонтичного типа с двумя направляющими подшипниками (подшипник гидрогенератора установлен совместно с подпятником).

3.9 Выбор кранового оборудования

Массу рабочего колеса с валом турбины оценим по номограмме определения чистого веса РО турбин [1]:

$$G_Т = 720 \text{ т.}$$

Также из расчетов гидрогенератора известно:

- масса ротора - 674 т;
- масса статора - 551 т.

Тогда следуя опытным рекомендациям [9], принимаем к установке 2 мостовых кран К400/100/20, которые могут работать в паре.

Для оперирования затворами в нижнем бьефе так же производим выбор крана.

Грузоподъемность крана оценим по эмпирической зависимости:

$$G_к = 1{,}1 \cdot \left(\frac{W \cdot B_1}{a}\right)^b, \qquad (3.62)$$

где W - сила гидростатического давления на затвор;

B_1 - ширина отверстия, $B_1 = 2{,}991 \cdot D_1 = 17{,}98$ м (см. приложение В);

a и b - коэффициенты, характеризующие параметры глубинного скользящего затвора [10].

Силу гидростатического давления найдем по формуле:

$$W = 0{,}5 \cdot p \cdot g \cdot (\text{Н}_\text{П}^2 - [H_\text{П} - H_з]^2) \cdot (B_1 + 2 \cdot d) =$$
$$= 0{,}5 \cdot 1000 \cdot 9{,}81 \cdot (22{,}9^2 - [22{,}9 - 7{,}4]^2) \cdot (17{,}98 + 2 \cdot 0{,}5) =$$
$$= 26{,}5 \text{ МН}, \qquad (3.63)$$

где p - плотность воды;

g - ускорение свободного падения;

$H_з$ - высота затвора,

$H_з = 1{,}234 \cdot D_1 = 7{,}4$ м;

$H_\text{П}$ - заглубление порога затвора ниже УНБ (см. чертеж «Разрез по зданию ГЭС»);

B_1 - ширина отверстия, найдена выше;

d - расстояние от кромки паза до оси опоры затвора [10].

Тогда по формуле 3.62:

$$G_к = 1{,}1 \cdot \left(\frac{26{,}5 \cdot 10^6 \cdot 17{,}98}{0{,}49 \cdot 10^6}\right)^{0{,}7} = 135{,}8 \text{ т}.$$

Следуя рекомендациям [9], принимаем к установке козловой кран К150/30.

3.10 Расчет габаритов машзала

Определенные выше тип турбины, гидрогенератора, подъемно-транспортного оборудования и их основные размеры позволяют рассчитать габариты машинного зала проектируемой ГЭС.

Длину зала определим по формуле [10]:

$$L_\text{МЗ} = n \cdot B_\text{бл} + L_\text{МП}, \qquad (3.64)$$

где n - количество ГА;

$B_\text{бл}$ - ширина агрегатного блока;

$L_\text{МП}$ - длина монтажной площадки.

Ширина агрегатного блока [10]:

$$B_{бл} = B_{сп} + 2 \cdot B_{сл} = 21{,}13 + 2 \cdot 2 = 25{,}13 \text{ м}, \quad (3.65)$$

где $B_{сп}$ - ширина спиральной камеры $B_{сп} = 3{,}522 \cdot D_1 = 3{,}522 \cdot 6 = 21{,}13$ м (Рисунок3.3); $B_{сл}$ - защитный слой бетона между блоками [10].

Принимаем ширину агрегатного блока 24 м.

Длина монтажной площадки [10]:

$$L_{МП} = 1{,}5 \cdot B_{бл} = 1{,}25 \cdot 24 = 30 \text{ м}, \quad (3.64)$$

где $B_{бл}$ – расчетная ширина агрегатного блока.

Принимаем длину монтажной площадки – 30 м.

Длина машинного зала:

$L_{МЗ} = 4 \cdot 24 + 30 = 126$ м.

Ширина зала $B_{МЗ}$ на уровне пола может быть определена как сумма внешнего наибольшего размера гидрогенератора $D_{кр}$ с добавлением ширины двух проходов [10]:

$$B_{МЗ} = D_{кр} + (4 - 6) = 18{,}61 + 5 = 23{,}61 \text{ м}, \quad (3.65)$$

где $D_{кр}$ - таблица 2.1.

Высота зала $H_{МЗ}$ зависит от многих факторов и может быть найдена как сумма частных размеров устанавливаемого в нем оборудования [10]:

$$H_{МЗ} = H_т + H_н + H_р + H_з + (H_г + H_к + H_л) + H_в =$$
$$= 0{,}5 + 0{,}5 + 8{,}7 + 1{,}5 + (4{,}7 + 1{,}2) + 1 = 18{,}1 \text{ м}, \quad (3.66)$$

где: $H_т$ - высота выступающей над полом части гидроагрегата [10];

$H_н$ - запас по высоте для проноса ротора с валом [10];

$H_р$ - высота ротора с валом;

$H_з$ - высота захватного приспособления [10];

$H_г, H_к, H_л$ - вынос главного крюка, высота моста, высота тележки крана соответственно, $H_г + H_к + H_л = H + h$ [9];

$H_{в,}$ - запас до потолка машзала [10].

Теперь корректируем рассчитанные габариты машзала, учитывая при этом, что зал будет иметь каркасную схему с шагом колонн 6 метров [11]:

- $L_{МЗ} = 126$м;
- $B_{МЗ} = 30$ м;
- $H_{МЗ} = 19{,}2$ м.

4 Расчет и конструирование гидротехнических сооружений

Назначение класса гидротехнических сооружений

Гидротехнические сооружения в зависимости от их высоты и типа грунтов основания, социально-экономической ответственности и последствий возможных гидродинамических аварий подразделяют на классы.

Назначают класс гидротехнического сооружения в соответствии с Приложением Б СП 58.13330.2012 [12].

Назначаем класс сооружения в зависимости от следующих параметров гидроузла:

- высота сооружения более 100 м, тип грунта основания А – I класс (таблица Б.1 [12]);
- установленная мощность ГЭС свыше 1000 МВт (1040 МВт) – I класс (таблица Б.2 [12]);
- площадь водохранилища при отметке НПУ 17,35 км^3;

Таким образом, назначаем I класс гидротехнических сооружений Солнечного гидроузла.

Коэффициент надёжности по ответственности для сооружений класса I - $\gamma_n = 1{,}25$ [12].

4.1 Определение максимальных расчетных расходов для основного и поверочного расчетных случаев

Из заданного гидрологического ряда выбираем максимальные среднемесячные расходы в каждом году (Таблица 4.1) и вычисляем максимальные расходы соответствующей обеспеченности.

Таблица 4.1 - Максимальные расходы в проектируемом створе за период 1922-1971 гг.

№ поз.	год	Q м^3/с	год	Q м^3/с ранжир.	P, %	K	K-1	(K-1)^2	(K-1)^3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1922	1600	1941	5840	1,96	2,8244	1,8244	3,3284	6,0723
2	1923	1775	1947	5150	3,92	2,4907	1,4907	2,2222	3,3125
3	1924	4550	1924	4550	5,88	2,2005	1,2005	1,4412	1,7302
4	1925	1320	1935	4200	7,84	2,0312	1,0312	1,0635	1,0967
5	1926	1450	1953	3800	9,80	1,8378	0,8378	0,7019	0,5880
6	1927	1670	1942	3350	11,76	1,6202	0,6202	0,3846	0,2385
7	1928	1625	1929	3100	13,73	1,4993	0,4993	0,2493	0,1244
8	1929	3100	1955	2800	15,69	1,3542	0,3542	0,1254	0,0444
9	1930	1300	1933	2750	17,65	1,3300	0,3300	0,1089	0,0359
10	1931	1800	1938	2500	19,61	1,2091	0,2091	0,0437	0,0091
11	1932	1460	1945	2300	21,57	1,1123	0,1123	0,0126	0,0014
12	1933	2750	1965	2060	23,53	0,9963	-0,0037	0,0000	0,0000
13	1934	1700	1949	2050	25,49	0,9914	-0,0086	0,0001	0,0000

Продолжение таблицы 4.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
14	1935	4200	1950	2000	27,45	0,9673	-0,0327	0,0011	0,0000
15	1936	1560	1961	1950	29,41	0,9431	-0,0569	0,0032	-0,0002
16	1937	1475	1968	1900	31,37	0,9189	-0,0811	0,0066	-0,0005
17	1938	2500	1939	1880	33,33	0,9092	-0,0908	0,0082	-0,0007
18	1939	1880	1963	1850	35,29	0,8947	-0,1053	0,0111	-0,0012
19	1940	1650	1969	1850	37,25	0,8947	-0,1053	0,0111	-0,0012
20	1941	5840	1931	1800	39,22	0,8705	-0,1295	0,0168	-0,0022
21	1942	3350	1923	1775	41,18	0,8584	-0,1416	0,0200	-0,0028
22	1943	1675	1966	1750	43,14	0,8464	-0,1536	0,0236	-0,0036
23	1944	1510	1964	1730	45,10	0,8367	-0,1633	0,0267	-0,0044
24	1945	2300	1960	1725	47,06	0,8343	-0,1657	0,0275	-0,0046
25	1946	1360	1934	1700	49,02	0,8222	-0,1778	0,0316	-0,0056
26	1947	5150	1943	1675	50,98	0,8101	-0,1899	0,0361	-0,0069
27	1948	1400	1927	1670	52,94	0,8077	-0,1923	0,0370	-0,0071
28	1949	2050	1940	1650	54,90	0,7980	-0,2020	0,0408	-0,0082
29	1950	2000	1951	1650	56,86	0,7980	-0,2020	0,0408	-0,0082
30	1951	1650	1959	1630	58,82	0,7883	-0,2117	0,0448	-0,0095
31	1952	1500	1928	1625	60,78	0,7859	-0,2141	0,0458	-0,0098
32	1953	3800	1962	1620	62,75	0,7835	-0,2165	0,0469	-0,0102
33	1954	1050	1922	1600	64,71	0,7738	-0,2262	0,0512	-0,0116
34	1955	2800	1971	1575	66,67	0,7617	-0,2383	0,0568	-0,0135
35	1956	1350	1936	1560	68,63	0,7545	-0,2455	0,0603	-0,0148
36	1957	1220	1967	1550	70,59	0,7496	-0,2504	0,0627	-0,0157
37	1958	1525	1958	1525	72,55	0,7375	-0,2625	0,0689	-0,0181
38	1959	1630	1944	1510	74,51	0,7303	-0,2697	0,0727	-0,0196
39	1960	1725	1952	1500	76,47	0,7254	-0,2746	0,0754	-0,0207
40	1961	1950	1937	1475	78,43	0,7134	-0,2866	0,0822	-0,0236
41	1962	1620	1932	1460	80,39	0,7061	-0,2939	0,0864	-0,0254
42	1963	1850	1926	1450	82,35	0,7013	-0,2987	0,0892	-0,0267
43	1964	1730	1948	1400	84,31	0,6771	-0,3229	0,1043	-0,0337
44	1965	2060	1946	1360	86,27	0,6577	-0,3423	0,1171	-0,0401
45	1966	1750	1956	1350	88,24	0,6529	-0,3471	0,1205	-0,0418
46	1967	1550	1925	1320	90,20	0,6384	-0,3616	0,1308	-0,0473
47	1968	1900	1930	1300	92,16	0,6287	-0,3713	0,1379	-0,0512
48	1969	1850	1970	1300	94,12	0,6287	-0,3713	0,1379	-0,0512
49	1970	1300	1957	1220	96,08	0,5900	-0,4100	0,1681	-0,0689
50	1971	1575	1954	1050	98,04	0,5078	-0,4922	0,2423	-0,1192
Сумма				103358		50	0	12,03	12,52

Коэффициенты вариации C_v равен:

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum (K_i - 1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{12,03}{50}} = 0,49. \quad (4.1)$$

Коэффициенты асимметрии C_s равен:

$$C_s = \frac{\sum (K_i - 1)^3}{nCv^3} = \frac{12,52}{50 \cdot 0,49^3} = 2,13. \quad (4.2)$$

Определяем среднеквадратичную ошибку определения коэффициента асимметрии:

$$\delta_{C_s} = \pm \frac{\sqrt{6/n} \cdot \sqrt{1 + 6C_v^2 + 5C_v^4}}{C_S} \cdot 100; \qquad (4.3)$$

$$\delta_{C_s} = \pm \frac{\sqrt{6/50} \cdot \sqrt{1 + 6 \cdot 0.49^2 + 5 \cdot 0.49^4}}{2,13} \cdot 100 = \pm 45 \ \%.$$

Средняя квадратическая ошибка определения коэффициента вариации не удовлетворяют требованиям [13], поэтому для построения кривой обеспеченности примем C_s=2C_v=0,98.

Максимальные расходы для построения кривой обеспеченности приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Максимальные расходы соответствующей обеспеченности

P, %	0,01	0,1	0,5	1	2	3	5	10	20	25	30
Ф	5,91	4,5	3,47	3,01	2,53	2,25	1,88	1,34	0,76	0,55	0,38
Ms=Cv*Ф	2,90	2,21	1,70	1,48	1,24	1,10	0,92	0,66	0,37	0,27	0,19
Ks=Ms+1	3,90	3,21	2,70	2,48	2,24	2,10	1,92	1,66	1,37	1,27	1,19
Q=Qср*Ks	8061	6631	5586	5120	4633	4349	3974	3427	2838	2625	2453

Продолжение таблицы 4.2

P, %	40	50	60	70	75	80	90	95	97	99	99,9
Ф	0,09	-0,16	-0,39	-0,62	-0,73	-0,85	-1,13	-1,32	-1,43	-1,6	-1,81
Ms=Cv*Ф	0,04	-0,08	-0,19	-0,30	-0,36	-0,42	-0,55	-0,65	-0,70	-0,78	-0,89
Ks=Ms+1	1,04	0,92	0,81	0,70	0,64	0,58	0,45	0,35	0,30	0,22	0,11
Q=Qср*K	2159	1905	1672	1439	1327	1206	922	729	618	445	232

Исходя из ежегодной вероятности превышения максимальные расчетных расходов для I класса сооружений, принимаем для двух расчетных случаев - основного и поверочного [таблица 4. 2] следующие расчетные максимальные расходы:

расчетный максимальный расход для основного расчетного случая - $Q_{0,1\%} = 6631 м^3 / с$;

расчетный максимальный расход для поверочного расчетного случая - $Q_{0,01\%} = 8061 м^3 / с$.

4.2 Гидравлические расчеты водосливной плотины

Гидравлическими расчетами устанавливают: ширину водосливного фронта и размеры водосливных отверстий, отметку гребня водослива, форму водосливной грани и сопряжение ее с водобоем, вид сопряжения бьефов, тип и размеры гасителей энергии воды в нижнем бьефе.

Исходные данные для выполнения гидравлических расчетов:

- отметки: НПУ=785 м, ФПУ=786 м, дно=683м;
- расчетный максимальный расход для основного расчетного случая: $Q_{осн.мах}$=6631 м^3/с;
- расчетный максимальный расход для поверочного расчетного случая: $Q_{пов.мах}$=8061 м^3/с;
- дно реки скальный грунт – доломит, принимаем $[\upsilon_h]$=5 м/с;
- количество гидроагрегатов ГЭС – 4
- максимальный расход через гидроагрегат – 300 м^3/с.

4.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Определим расчетный расход через водосливную плотину по следующему выражению:

$$Q_р = Q_{макс.расч} - Q_{ГЭС} = 6631 - 300*(4-1) = 5731\ м^3/с \qquad (4.4)$$

где $Q_{макс\,расч}$ – максимальный расчетный расход для основного расчетного случая.

$Q_{гэс}$ – расход через гидроагрегаты ГЭС, участвующие в пропуске максимального расчетного расхода.

При количестве ГА n < 6, число агрегатов, участвующих в пропуске расхода, составляет (n-1).

Определим допустимый удельный расход на рисберме:

$$q_р = [v_h] \cdot h_{НБ}, \qquad (4.5)$$

где: $h_{НБ}$ глубина в НБ при $Q_{макс.расч}$, определяется по графику *Q = f(H)* (Рис. 4.1)

$$h_{НБ} = УНБ - \nabla дна = 692{,}13 - 683 = 9{,}13\ м,$$

где $[v_h] = 5$ м/с – допустимая скорость на рисберме, уложенной на основание из доломита [1 стр.6], тогда

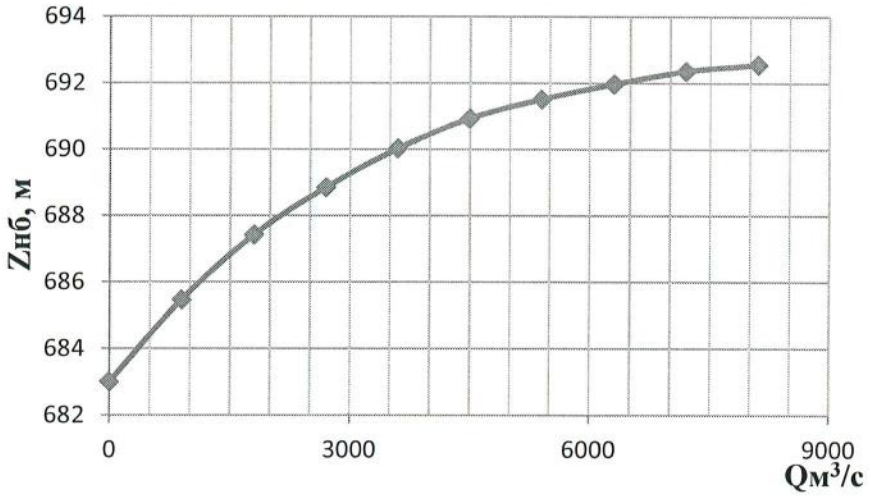


Рисунок. 4.1 - Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа

$$q_р = 5 \cdot 9{,}13 = 45{,}65\ м^2/с.$$

Удельный расход на водосливе принимаем равным:

$$q_в = 1{,}25 \cdot q_р\,, \qquad (4.6)$$

Тогда:

$$q_в = 1{,}25 \cdot 45{,}65 = 57{,}06\ м^2/с.$$

Ширина водосливного фронта равна:

$$В = \frac{Q_р}{q_в} = \frac{5731}{57{,}06} = 100{,}43\ м \qquad (4.7)$$

Определим количество водосливных отверстий. Зададимся стандартной длиной пролета отверстия b = 10 м, принимаемой в соответствии с техническим регламентом заводов изготовителей гидромеханического оборудования. Исходя из этого, количество водосливных отверстий равно:

$$n = \frac{В}{b} = \frac{100{,}43}{10} = 10{,}04. \qquad (4.8)$$

Округлим до ближайшего целого $n = 11$, а так как n > 6, принимаем решение устроить еще одно дополнительное отверстие.

Ширина водосливного фронта при n=11:

$$В = b \cdot n = 10 \cdot 11 = 110\ м. \qquad (4.9)$$

Ширина водосливного фронта с учетом дополнительного отверстия:

$$В' = B + b = 110 + 10 = 120\ м. \qquad (4.10)$$

Ширина водосливного фронта при n = 11 с учетом размеров быков в плане:

$$В_{полн} = b \cdot n + (n-1) \cdot \delta_Б = 10 \cdot 11 + (11-1) \cdot 3{,}5 = 145\ м, \qquad (4.11)$$

При ширине пролёта b=10 м по рекомендации Березинского А.Р. принимаем толщину неразрезного быка равной 0,25b, т.е. толщина быка будет равна:
$\delta_Б$ = 0,25 · 10 = 2,5 м. При наличии деформационного шва по оси быка его толщину увеличиваем на 1,0 м, тогда толщина разрезного быка равна $\delta_Б$ = 2,5+1,0 = 3,5м.

Ширина водосливного фронта при n = 12 с учетом размеров быков в плане:

$$В'_{полн} = b \cdot n + (n-1)\delta_Б = 10 \cdot 12 + 11 \cdot 3{,}5 = 158{,}5\ м. \qquad (4.12)$$

4.2.2 Определение отметки гребня водослива

Используя формулу расхода через водослив, определим полный напор на водосливе в первом приближении, т.е. без учёта бокового сжатия и подтопления водослива:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_р}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}}\right)^{2/3}, \qquad (4.13)$$

где m – коэффициент расхода, для профиля оголовка безвакуумной водосливной стенки типа А - $m \approx 0{,}49$.

$$H_{01} = \left(\frac{5731}{0{,}49 \cdot 110 \cdot \sqrt{2 \cdot 9{,}81}}\right)^{2/3} = 8{,}32 \text{ м.}$$

Во втором приближении, с учётом бокового сжатия и подтопления, полный напор на водосливе:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{р}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2\text{g}}}\right)^{2/3}, \qquad (4.14)$$

где: ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа потока,

σ_n – коэффициент подтопления, подтопления водослива нет и σ_n= 1;

$$\varepsilon = 1 - 0{,}2\frac{\xi + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \qquad (4.15)$$

где ξ = 07 – коэффициент формы боковых устоев круглого очертания

ξ_0 = 0,45 – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане (заподлицо с верховой гранью) и от формы верховой грани быка круглого очертания.

$$\varepsilon = 1 - 0{,}2\frac{0.7 + (11-1) \cdot 0{,}45}{11} \cdot \frac{8{,}32}{10} = 0{,}942.$$

$$H_{02} = \left(\frac{5731}{0{,}49 \cdot 0{,}942 \cdot 1 \cdot 110 \cdot \sqrt{2 \cdot 9{,}81}}\right)^{2/3} = 8{,}66 \text{ м.}$$

Определим напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу v_0:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha v_0^2}{2\text{g}}, \qquad (4.16)$$

где α = 1,1 – коэффициент Кориолиса.

$$v_0 = \frac{Q_{\text{р}}}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{дна})[\text{B}' + (n-1) \cdot \delta_{\text{Б}}]}; \qquad (4.17)$$

$$v_0 = \frac{5731}{(785 - 683)[120 + (12-1) \cdot 3{,}5]} = 0{,}354 \text{ м/с.}$$

$$H = 8{,}66 - \frac{1{,}1 \cdot 0{,}354^2}{2 \cdot 9{,}81} = 8{,}65 \text{ м.}$$

Определённый на гребне водослива напор округляем до ближайшего стандартного значения в соответствии с техническим регламентом:

$$H_{\text{ст}} = 9\text{м.}$$

Определим отметку гребня водослива:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 785 - 9 = 776 \text{ м.} \qquad (4.18)$$

4.2.3Проверка пропуска максимального расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Проверим достаточность водопропускной способности водосливной плотины. Определим поверочный расход через водосливную плотину:

$$Q_{\text{р.пов}} = Q_{\text{пов.}max} - Q_{\text{ГЭС}} = 8061 - 300 \cdot (4 - 1) = 7161 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (4.19)$$

где $Q_{\text{пов.}max}$ – максимальный расчетный расход для поверочного случая.

Определим напор на гребне водослива при пропуске проверочного расхода в первом приближении без учета бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{01\text{пов.}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{m \cdot B' \cdot \sqrt{2\text{g}}}\right)^{2/3} = \left(\frac{7161}{0{,}49 \cdot 120 \cdot \sqrt{2 \cdot 9{,}81}}\right)^{2/3} = 9{,}10 \text{ м}. \quad (4.20)$$

Во втором приближении определим напор $H_{02\text{пов.}}$ с учетом бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{02\text{пов.}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{m_{\text{пов}} \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2\text{g}}}\right)^{2/3}, \quad (4.21)$$

где: $m_{\text{пов}}$– коэффициент расхода для поверочного случая, определяемый по формуле:

$$m_{\text{пов}} = m_{\text{пр}}\left[0{,}805 + 0{,}245\frac{H_{01\text{пов.}}}{H_{\text{ст}}} - 0{,}05\left(\frac{H_{01\text{пов.}}}{H_{\text{ст}}}\right)^2\right], \quad (4.22)$$

где $m_{\text{пр}} = 0{,}49$ – коэффициент расхода при напоре для которого рассчитан профиль.

$$m_{\text{пов}} = 0{,}49 \cdot \left[0{,}805 + 0{,}245 \cdot \frac{9{,}10}{9} - 0{,}05 \cdot \left(\frac{9{,}10}{9}\right)^2\right] = 0{,}49;$$

$$\varepsilon = 1 - 0{,}2\frac{07 + (12 - 1) \cdot 0{,}45}{12} \cdot \frac{9.10}{10} = 0{,}785.$$

$$H_{02\text{пов.}} = \left(\frac{7161}{0{,}49 \cdot 0{,}785 \cdot 1 \cdot 120 \cdot \sqrt{2 \cdot 9{,}81}}\right)^{2/3} = 10{,}70 \text{ м}.$$

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha v_0^2}{2\text{g}}, \quad (4.23)$$

$$v_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{дна})(\text{В} + (n - 1)\delta_{\text{Б}})}; \quad (4.24)$$

$$v_{0\text{пов}} = \frac{7161}{(786 - 683) \cdot (120 + (12 - 1) \cdot 3.5)} = 0{,}42 \text{ м/с};$$

$$H_{пов} = 10{,}70 - \frac{1{,}1 \cdot 0{,}42^2}{2 \cdot 9{,}81} = 10{,}69 \text{ м.}$$

Проверим, не превышает ли расчетная отметка $\nabla ФПУ_р$ заданную ∇ФПУ = 786 м при таком напоре:

$$\nabla ФПУ_р = \nabla ГВ + H_{пов} = 776 + 10{,}69 = 786{,}69 \text{ м.} \quad (4.25)$$

Расчетная отметка превышает заданную, поэтому заданную отметку ∇ФПУ повышаем до 786,7 м

4.2.4 Построения профиля водосливной плотины

По проектному напору $H_{пр} = H_{ст}$ определяем координаты для построения безвакуумного водослива с оголовком профиля А. Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки [4, таблица 6.12] умножаем на $H_{ст} = 9$ м . Расчеты сведем в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 - Координаты очертания оголовка водосливной плотины

№ точки	x	y	№ точки	x	y	№ точки	x	y	№ точки	x	y
1	0,00	1,13	11	9,00	2,30	21	18,00	11,12	31	27,00	25,42
2	0,90	0,32	12	9,90	2,89	22	18,90	12,32	32	27,90	27,12
3	1,80	0,06	13	10,80	3,55	23	19,80	13,57	33	28,80	28,86
4	2,70	0,00	14	11,70	4,28	24	20,70	14,88	34	29,70	30,66
5	3,60	0,05	15	12,60	5,08	25	21,60	16,47	35	30,60	32,48
6	4,50	0,24	16	13,50	5,95	26	22,50	17,64	36	31,50	34,36
7	5,40	0,54	17	14,40	6,88	27	23,40	19,10	37	32,40	36,28
8	6,30	0,90	18	15,30	7,86	28	24,30	20,60	38	33,30	38,24
9	7,20	1,31	19	16,20	8,88	29	25,20	22,16	39	34,20	40,24
10	8,10	1,78	20	17,10	9,97	30	26,10	23,76	40	35,10	42,28

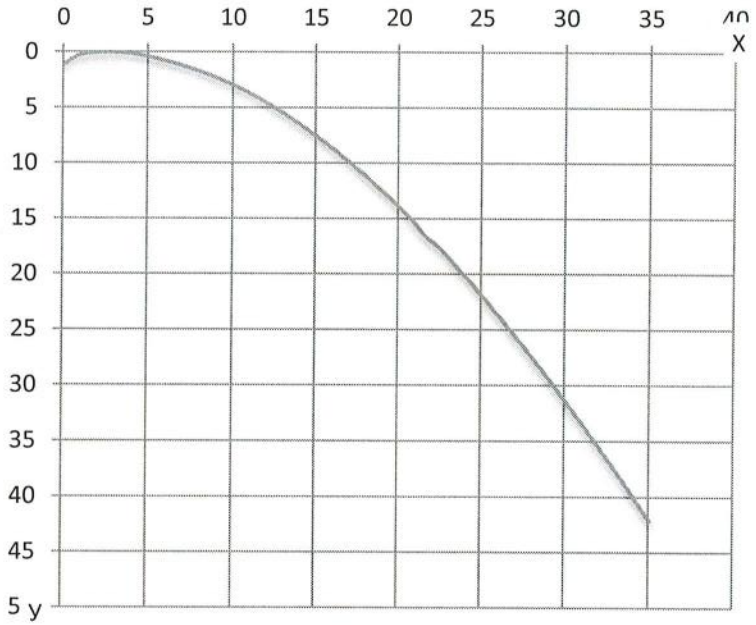


Рисунок. 4.2- Очертание оголовка водосливной плотины

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя очертим по дуге радиусом *R*. Величину этого радиуса назначаем в зависимости от высоты плотины $p_в$ и напора на водосливе *H,* по таблице 6-14 Справочника Киселева П.Г. R = 27 м (получен экстраполированием).

Для плавного сопряжения необходимо, чтобы верхняя и нижняя кривые в точке сопряжения имели общую касательную. Для высоких плотин эта касательная образует прямолинейный участок водосливной грани *B-C*.

4.2.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

При проектировании водосливной плотины необходимо рассчитать глубину в сжатом сечении h_c для определения второй сопряженной глубины h_c'', которую следует сравнить с бытовой глубиной в нижнем бьефе $h_{НБ}$ и по их отношению определить тип сопряжения бьефов (тип гидравлического прыжка).

От типа сопряжения бьефов зависит необходимость устройства гасителей энергии потока в нижнем бьефе. Возможны три случая сопряжения бьефов:

1) прыжок у сжатого сечения h_c''= $h_{НБ}$;
2) затопленный прыжок h_c''< $h_{НБ}$;
3) отогнанный прыжок h_c''> $h_{НБ}$,

Схема к расчету сопряжения бьефов представлена на Рис. 4.3.

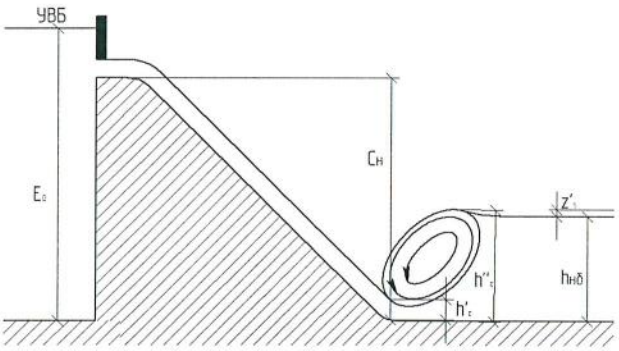


Рисунок. 4.3 – К расчету вида сопряжения бьефов НБ

Определяем параметры гидравлического прыжка.

Рассчитаем критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_р^2}{[B + b + (n-1)\delta_б]^2 g}} =$$

$$= \sqrt[3]{\frac{1{,}1 \cdot 5731^2}{[110+10+(12-1)\cdot 3.5]^2 \cdot 9{,}81}} = 5.3 \text{ м} \qquad (4.27)$$

Для оценки влияния скорости подхода воды к водосливной плотины проверяем условие: $\omega_2 > \omega_1$, где ω_1 и ω_2 площадь живого сечения потока перед плотиной

$$\omega_1 = 4 \cdot B'_{полн} H_0 = 4 \cdot 158{,}5 \cdot 9 = 5706 \text{ м}^2, \qquad (4.28)$$

$$\omega_2 = (\nabla НПУ - \nabla дна) \cdot (B + (n-1)\delta_б) \qquad (4.29)$$

$$\omega_2 = (785 - 683) \cdot (120 + (12 - 1)3.5) = 16167 \text{ м}^2$$

Условие выполняется, т.е, скоростью похода потока можно пренебречь и принять $H_0 = H$.

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$E_0 = \nabla НПУ - \nabla дна = 785 - 683 = 102 \text{ м.} \quad (4.29)$$

Далее определяем сжатые глубины h_c'' и h_c'

Высота водосливной плотины со стороны нижнего бьефа:

$$C_н = \nabla ГВ - \nabla дна = 776 - 683 = 93 \text{ м.} \quad (4.30)$$

1) По отношению $\frac{H_{ст}}{C_н} = \frac{9}{93} = 0{,}1$ пользуясь таблицей 1.4 [4, с. 22] определяем коэффициент скорости $\varphi_c = 0{,}88$;

Таблица 4.4 - Определение коэффициента скорости $\boldsymbol{\varphi}_c$

$H_{ст}/C_н$	1.5	1	0.5	0.3	0.16	0.1
φ_c	0.99	0.98	0.96	0.93	0.9	0.88

2) Вычисляем относительную полную удельную энергию:

$$\xi_{E_0} = \frac{E_0}{h_{кр}} = \frac{102}{5.3} = 19.24 \quad (4.31)$$

3) По графику М.Д. Чертоусова [4 стр. 140] на рис. 1,4 в зависимости от коэффициента скорости с $\varphi = 0{,}88$ и относительной полней энергии $\xi_{E_0} = 19.24$ определяем:

$$\xi_c = 0{,}18;$$
$$\xi_c'' = 3{,}24.$$

4) Вычисляем параметры гидравлического прыжка:

$$h_c^{`} = \xi_c^{`} \cdot h_{кр} = 0{,}18 \cdot 5.3 = 0{,}95 м \quad (4.32)$$

$$h_c^{``} = \xi_c^{``} \cdot h_{кр} = 3{,}24 \cdot 5.3 = 17{,}17 м \quad (4.33)$$

Получаем $h_c'' > h_{НБ}$, $17{,}17 > 9{,}13$, следовательно, прыжок отогнанный, и необходима установка гасителей энергии воды или применение способа гашения свободно отброшенной струей.

4.2.6 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Отношение ширины ущелья по хорде на уровне гребня плотины к высоте плотины.

$$\frac{l_{cd}}{h} = \frac{l_{cd}}{\nabla ГБ - \nabla дна} = \frac{556}{776 - 683} = 6{,}0$$

Так как отношение больше 3 и высота плотины более 40 м принимаем способ гашения энергии воды свободно отброшенной струей

Высота от дна до носка:

$$a = h_{нб\ мах} + 2м, \quad (4.34)$$

где $h_{нб\ мах} = 9{,}55$ м – глубина в НБ при $Q_{0,01\%} = 8061 \frac{м^3}{с}$.

Таким образом,

$a = 9{,}55 + 2 = 11{,}55$ м.

Принимаем отметку носка:

$$\nabla НОС = \nabla ДНА + a = 683 + 11{,}55 = 694{,}6 \text{ м.} \quad (4.35)$$

Напор воды на носке:

$$Z_H = \nabla НПУ - \nabla НОС = 785 - 694{,}6 = 90{,}4 \text{м.} \quad (4.36)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0{,}97 \cdot \sqrt{2 \cdot 9{,}81 \cdot 90{,}4} = 40{,}85 \text{м/с}, \quad (4.37)$$

где коэффициент скорости $\varphi = 0{,}97$.

Высота потока воды на носке:

$$h_н = \frac{q}{V_н} = \frac{45{,}17}{40{,}85} = 1{,}10 \text{ м/с}, \quad (4.38)$$

$$\text{где } q = \frac{Qр}{B + (n-1)\delta_б} = \frac{7161}{120 + (12-1) * 3.5} = 45{,}17 \text{ м/с} \quad (4.39)$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_н^2}{g h_н} = \frac{40{,}85^2}{9{,}81 * 1{,}10} = 154{,}6 \quad (4.40)$$

Дальность отлёта струи:

$$L = K_a \cdot Z_н \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_н} - 1\right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}}\right), \quad (4.41)$$

где: K_a - коэффициент аэрации, при $Fr > 35$ $K_a = 0.8 \div 0/9$, принимаем $K_a = 0{,}9$;

α - угол наклона носка, принимаем равным 30°;

$$Z_0 = \nabla НПУ - \nabla ДНА - h_{НБ} = 785 - 683 - 9{,}13 = 92{,}87 \text{м} \quad (4.42)$$

Таким образом:

$$L = 0{,}9 \cdot 90{,}45 \cdot 0{,}97^2 \cdot sin2(30) \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{92{,}87}{90{,}45} - 1\right) \cdot \frac{1}{0{,}97^2 \cdot sin^2 30}}\right) \approx 71 \text{ м}$$

Проверка - для слабой скалы, должно выполняться условие:

$$L > 0{,}5 \cdot Z_0,$$

$$71 > 46{,}43 .$$

Условие выполнено.

Глубина ямы размыва:

$$H_P = t - h_{НБ}, \quad (4.43)$$

где $t = (0{,}1 + 0{,}45 \cdot \sqrt[4]{F_г}) \cdot \sqrt{F_г} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{нб}}{d}} \cdot h_н$

d - средняя крупность отдельностей, в расчёте принята 1м.

$$t = \left(0{,}1 + 0{,}45 \cdot \sqrt[4]{154{,}6}\right) \cdot \sqrt{154{,}6} \cdot \sqrt[4]{\frac{9.13}{1}} \cdot 1{,}10 = 38{,}6 \text{м},$$

$H_P = 38{,}6 - 9{,}13 = 29{,}4$ м.

Расстояние до центра ямы размыва:

$$L_1 = L + \frac{t}{tg\alpha_1}, \tag{4.44}$$

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2\alpha + \frac{2 \cdot g(0,5 \cdot h_н \cdot \cos\alpha + a - h_{нб}}{V_н^2 \cdot \cos^2\alpha}}; \tag{4.45}$$

$$tg\alpha_1 = \sqrt{0,33 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 0,95 \cdot COS30 + 11.55 - 9.13}{37,07^2 \cdot 0,75^2}} = 0,62$$

$$L_1 = 71 + \frac{38,6}{0,62} \approx 132 \text{ м.}$$

4.3. Конструирование плотины

Проектируемая бетонная водосливная плотина на скальном основании имеет следующие основные конструктивные элементы: надстройка на гребне плотины, быки, водосливная грань, деформационные швы и их уплотнения, цементационную сопрягающую и глубокую противофильтрационные завесы, дренажи в теле плотины и в основании, смотровые галереи.

4.3.1 Определение отметки гребня плотины

Для определения отметки гребня бетонной плотины $\nabla ГБП$ вначале выбираем наибольшую из двух отметок, вычисленных по формулам:

$$\nabla ГБП = \nabla НПУ + h_s, \tag{4.46}$$

$$\nabla ГБП = \nabla ФПУ + h_s, \tag{4.47}$$

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

$$h_s = \Delta h_{set} + a, \tag{4.48}$$

где Δh_{set} - высота ветрового нагона; a - конструктивный запас, принимаемый для плотины I класса не менее 0,8 м.

Элементы ветровых волн и высоту ветрового нагона определяем согласно СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения».

Высоту ветрового нагона рассчитываем по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cos\alpha, \tag{4.49}$$

где k_w–коэффициент, принимаемый по СП 38.13330.2012, Приложение 1, табл.2*; V_w- расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, м/сек; L- длина разгона волны, м; α- угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра, для Солнечного гидроузла $\alpha = 0$; d - условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla НПУ - \nabla дна}{2} = \frac{785 - 683}{2} = 51 м.$$

$$\Delta h_{set} = 2.1 \cdot 10^{-6} \frac{20^2 \cdot 16000}{9.81 \cdot 51} = 0.03 \text{ м}$$

4.3.2 Расчет отметки гребня бетонной плотины при основном сочетании нагрузок

1) Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{\nu_w^2} = \frac{9{,}81 \cdot 16000}{20^2} = 392; \qquad (4.50)$$

$$\frac{gt}{\nu_w} = \frac{9{,}81 \cdot 6 \cdot 3600}{20} = 10594, \qquad (4.51)$$

где t – период развития волн на водохранилище, 6ч.

2) Для глубоководной зоны ($d > 0{,}5\bar{\lambda}_d$) по найденным коэффициентам определим параметры, при помощи которых вычислим средний период волны и среднюю высоту волны.

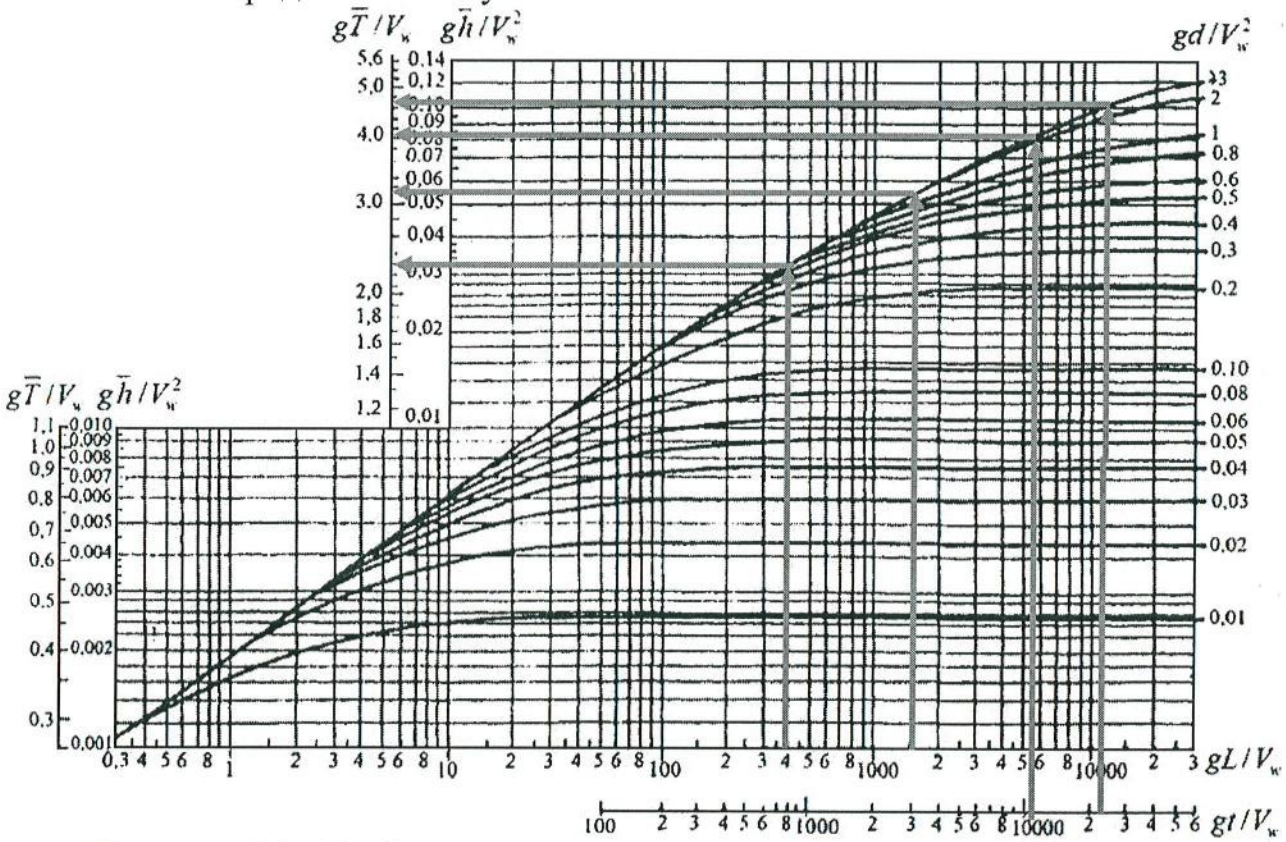


Рисунок 4.4 - Графики для определения элементов ветровых волн в глубоководной и мелководной зонах

$$\frac{g\bar{h}}{\nu_w^2} = 0{,}032 \qquad \frac{g\bar{h}}{\nu_w^2} = 0{,}083; \qquad \frac{g\bar{T}}{\nu_w} = 2{,}3; \qquad \frac{g\bar{T}}{\nu_w} = 4{,}05.$$

$$\bar{h} = 0{,}032 \cdot \frac{\nu_w^2}{g} = 0{,}032 \cdot \frac{20^2}{9{,}81} = 1{,}305 \text{ м};$$

$$\bar{T} = 2{,}3 \cdot \frac{v_w}{g} = 2{,}3 \cdot \frac{20}{9{,}81} = 4{,}69\ c.$$

3) Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9{,}81 \cdot 4{,}69^2}{2 \cdot 3{,}14} = 34{,}35 \text{ м.} \qquad (4.52)$$

4) Условие $d > 0{,}5\bar{\lambda}_d$, 51м > 17,17 м выполнено, следовательно, расчет выполнен верно для глубоководной зоны.

5) Определим высоту волну 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h}К_i = 1{,}305 \cdot 2{,}11 = 2{,}75 \text{ м,} \qquad (4.53)$$

где $К_i = 2{,}11$ – коэффициент, определяемый по графику [3 стр. 37 рис.6] в зависимости от значения $\frac{gL}{v_w^2}$.

4.3.3 Расчет отметки гребня бетонной плотины при особом сочетании нагрузок

Повторим расчет по формулам (4.3÷4.6)

Определим высоту волны 1% обеспеченности.

Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{v_w^2} = \frac{9{,}81 \cdot 16000}{10^2} = 1570;$$

$$\frac{gt}{v_w} = \frac{9{,}81 \cdot 6 \cdot 3600}{10} = 21198,$$

Для глубоководной зоны ($d > 0{,}5\bar{\lambda}_d$) по найденным коэффициентам определим параметры, при помощи которых вычислим средний период волны и среднюю высоту волны.

$$\frac{g\bar{h}}{v_w^2} = 0{,}055; \qquad \frac{g\bar{h}}{v_w^2} = 0{,}102; \qquad \frac{g\bar{T}}{v_w} = 3{,}2; \qquad \frac{g\bar{T}}{v_w} = 4{,}7.$$

$$\bar{h} = 0{,}055 \cdot \frac{v_w^2}{g} = 0{,}055 \cdot \frac{10^2}{9{,}81} = 0{,}56 \text{ м;}$$

$$\bar{T} = 3{,}2 \cdot \frac{v_w}{g} = 3{,}2 \cdot \frac{10}{9{,}81} = 3{,}26\ c.$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9{,}81 \cdot 3{,}26^2}{2 \cdot 3{,}14} = 16{,}6 \text{ м.}$$

Условие $d > 0{,}5\bar{\lambda}_d$, 51,5 м> 8,3 м выполнено, следовательно, расчет выполнен верно для глубоководной зоны.

Определим высоту волну 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h}К_i = 0{,}56 \cdot 2{,}2 = 1{,}23 \text{ м,}$$

где $К_i = 2{,}2$ – коэффициент, определяемый по графику [13] в зависимости от значения $\frac{gL}{v_w^2}$.

Для назначения отметки гребня плотины выберем наибольшую из трех отметок:

$$\nabla ГБП = 785 + 2{,}75 + 0.03 + 0{,}8 = 788{,}58 \text{ м};$$
$$\nabla ГБП = 786 + 1{,}23 + 0.01 + 0{,}8 = 788{,}04 \text{ м};$$
$$\nabla ГБ = \nabla ГБП = \nabla ГВ + 1{,}6 H_{cm} = 776 + 1{,}6 \cdot 9 = 790.4 \text{ м}.$$

Принимаем отметку гребня плотины $\nabla ГБП = 790.4$ м.

4.3.4 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу.

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

1) отсутствию растягивающих напряжений в бетоне;
2) устойчивости тела плотины против сдвига по основанию.

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

Ширину подошвы бетонной гравитационной плотины с вертикальной напорной гранью на скальном основании в первом приближении можно определить по следующей формуле:

$$B = 0{,}75(\nabla НПУ - \nabla под) = 0{,}75(785 - 681) = 78 \text{ м}, \qquad (4.54)$$

где: $\nabla под = \nabla дна - 2$ м, с учетом подготовки основания.

$$\nabla под = 683 - 2 = 681 \text{ м}$$

4.3.5 Конструктивные швы гравитационной плотины

Для предотвращения образования трещин или уменьшения их раскрытия в монолитных бетонных и железобетонных сооружениях предусматривают постоянные температурно-усадочные и осадочные швы, а также временные строительные швы.

Проектируемая бетонная плотина разделена температурно-осадочными швами на секции шириной 13.5 м. Швы оборудованы следующими противофильтрационными элементами: контурными уплотнениями, металлическими диафрагмами с компенсаторами, установленными в два ряда на расстоянии от напорной грани 2 и 4 м, и асфальтобитумными шпонками с электродами для подогрева мастики, размещенными на удалении 6 м от напорной грани.

4.3.6 Устои

В данном проекте необходимо устройство раздельного устоя – для сопряжения бетонной водосливной плотины со станционной частью плотины. Устой запроектирован длиной 30 м и шириной на отметке машзала 4 м.

4.3.7 Быки

Быки служат опорами для затворов, мостов (служебных и транзитных) и подвижных или стационарных подъемных механизмов.

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

При разрезке быка сквозным температурно-осадочным швом толщина разрезных быков – 3.5 м, входной оголовок выполняется полукруглым. В нижнем бьефе отметку верха уступа быка принимаем на 2 м выше максимальной отметки уровня нижнего бьефа. Пазы рабочих затворов располагаются на линии гребня водослива.

4.3.8 Смотровые галереи и дренаж в теле плотины

Для визуального контроля состояния бетона плотины, размещения контрольно-измерительной аппаратуры и проведения при необходимости ремонтно-восстановительных работ в теле плотины устроены продольные и поперечные смотровые галереи на отметках: 682.0 м, 704.0 м, 726 м, 748 м. Поперечные размеры галереи 2.3 х 3 м. Минимальное расстояние от напорной грани до галерей – *a*, определяют по формуле:

$$a \geq H_d \cdot \gamma_n / I_{cr,m}, \qquad (4,55)$$

где: H_d - напор над расчетным сечением;

γ_n - коэффициент надежности по ответственности сооружения,

$I_{cr,m}$ - критический средний градиент напора для бетона плотины;

Для гравитационной плотины величину критического среднего градиента напора принимаем -25.

Тогда для самой нижней смотровой галереи

$a \geq 102 \cdot 1.25 / 25 = 5,1$ м.

В связи с тем, что в плотине устраиваем вертикальный дренаж принимаем величину *a* по условию расположения цементационно-дренажной галереи.

Дренаж тела плотины выполняем в виде вертикальных скважин (дрен), имеющих выходы в продольные смотровые галереи

Диаметр вертикальных дренажных скважин принимаем равным 105 мм; расстояние между осями дрен – 2,5 м.

4.4 Фильтрационные расчеты

Фильтрационные расчеты проводим с целью обоснования состава элементов подземного контура и их размеров, а также определения величины

фильтрационного давления на подошву плотины. Расчеты проводим для двух расчетных случаев: основного и особого сочетания нагрузок.

В основании плотины залегает трещиноватый доломит с коэффициентом фильтрации > 0,1 м/сут, поэтому запроектированы сопрягающая и глубокая противофильтрационные завесы. Глубокую завесу выполняют путем нагнетания цементационного раствора в скважины диаметром 100 мм. Скважины пробурены в один ряд с шагом 3 м (шаг принят из опыта проектирования дренажа в подобных грунтах).

Глубину цементационной завесы - $h_{зав}$, принимаем:

$$h_{зав} = (0{,}5 \div 0{,}8) \cdot (\nabla НПУ - \nabla УНБ_{мин}) = 0{,}6 \cdot (785 - 683{,}8) = 61 \text{ м}. \quad (4.56)$$

$\nabla УНБ_{мин}$ - соответствует требуемому расходу санитарного попуска – $Q_{сан} = 200$ м^3/с, и составляет 683,8 м.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы принимаем:

$$l_1 = (0{,}15) \cdot B = 0{,}15 \cdot 78 = 11{,}7 \text{ м}. \quad (4.57)$$

Дренаж основания плотины выполняем в виде наклонных скважин под углом 35° к вертикали, длиной 35 м, диаметром 105 мм с шагом 3 м (параметры назначены по опыту проектирования аналогичных сооружений).

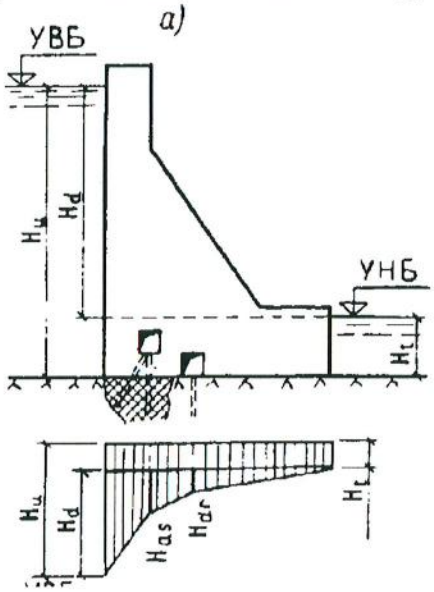


Рисунок 4.5 - Схема фильтрационного и взвешивающего давления на подошву плотины

1) Основное сочетания нагрузок

Напор на сооружение:

$$H_d = \nabla НПУ - \nabla УНБ = 785 - 683{,}8 = 101.2 \text{ м}. \quad (4.58)$$

Для гравитационной плотины I класса с цементационной завесой:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0{,}4; \quad (4.59)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,2, \qquad (4.60)$$

где H_{as} – фильтрационный напор на цементационной завесе;

H_{dr} – фильтрационный напор на дренаже.

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 101,2 = 40,48 \text{ м};$$
$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 101,2 = 20,24 \text{ м}.$$

2) Особое сочетание нагрузок

Напор на сооружение:

$$H_d = ФПУ_р - \nabla УНБ_{макс} = 786,7 - 692,55 = 94,15 \text{ м}, \qquad (4.61)$$

где $\nabla УНБ_{макс}$ – отметка НБ при максимальном расчетном расходе с обеспеченностью 0,01%.

Для плотин I класса с цементационной завесой:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,4; \qquad (4.62)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,2; \qquad (4.63)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 94,15 = 37,66 \text{ м};$$
$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 94,15 = 18,83 \text{ м}.$$

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{зав} = \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{кр}}, \qquad (4.64)$$

где ΔH – потери напора на завесе,

$J_{кр}$ – критический градиент напора на скальном основании, $J_{кр} = 15$.

$$\delta_{зав} = \frac{101.2 \cdot 0,6 \cdot 1,25}{15} = 5 \text{ м}.$$

4.5 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

Расчеты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняем для основного и особого сочетания нагрузок и воздействий.

Первый расчетный случай - нормальный эксплуатационный при НПУ в верхнем бьефе и минимальном уровне в нижнем. Второй расчетный случай - паводковый поверочный при ФПУ в верхнем бьефе и максимальном уровне в нижнем.

4.5.1 Определение основных нагрузок на плотину

4.5.1.1 Вес сооружения и затворов

Вес 1 п.м. водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_б}{b + \delta_б} = \frac{3874 \cdot 10 \cdot 10 \cdot 2400}{10 + 3,5} = 67563 \text{ кН/м}, \qquad (4.65)$$

где $S_{пл}$ – площадь поперечного сечения плотины;

$b = 10$ м – ширина пролета;

$\delta_б = 3{,}5$ м – толщина быка;

$\rho_б = 2400$ кг/м^2 – плотность бетона.

Для определения площади поперечного сечения сооружения и точки приложения равнодействующей воспользовались программой AutoCAD для более точного результата.

Площадь поперечного сечения плотины без учета галерей:

$$S_{пл} = 3874 \text{ м}^2.$$

Вес бычка и точку его приложения определим аналогичным образом:

$$G_б = \frac{S_б \cdot \delta_б \cdot g \cdot \rho_б}{b + \delta_б} = \frac{5165 \cdot 3{,}5 \cdot 10 \cdot 2400}{10 + 3{,}5} = 31527 \text{ кН/м}. \quad (4.66)$$

Площадь поперечного сечения бычка:

$S_б = 5165$ м^2.

Далее, по ходу выполнения проекта, расчеты действующих нагрузок на плотину будем вести параллельно расчеты для двух случаев: основного и поверочного.

Вычислим вес плоского затвора $Q_з$:

$$Q_з = 0{,}055 f \sqrt{f} g, \quad (4.67)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla ФПУ - \nabla ГВ + 0{,}5) \cdot b = (786{,}7 - 776 + 0{,}5) \cdot 10 = 112 \text{ м}^2, \quad (4.68)$$

где $b = 10$ м – ширина пролета.

Тогда вес затвора

$$Q_з = 0{,}055 \cdot 112 \cdot \sqrt{112} \cdot 10 = 640 \text{ кН}.$$

Вес затвора на 1п.м.:

$$Q_з^{расч} = \frac{Q_з}{b + \delta з} = \frac{640}{10 + 3{,}5} = 47{,}4 \text{ кН/м}. \quad (4.69)$$

4.5.1.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

- с верхнего бьефа:

Для основного случая:

$$Т_в^{осн} = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9{,}81 \cdot 104^2}{2} = 53052 \text{ кН/м}, \quad (4.70)$$

где $h_1^{осн} = \nabla НПУ - \nabla под = 785 + 681 = 104$ м.

Для поверочного случая:

$$T_в^{пов} = \frac{\rho_w g h_1'^2}{2} = \frac{1000 \cdot 10 \cdot 105{,}7^2}{2} = 54801 \text{ кН/м}, \quad (4.71)$$

где $h_1^{пов} = \nabla ФПУ - \nabla под = 786{,}7 + 681 = 105{,}7$ м.

Для основного случая:

- с нижнего бьефа:

$$T_н^{осн} = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 10 \cdot 2{,}8^2}{2} = 38{,}5 \text{ кН/м}, \quad (4.72)$$

где $h_2^{осн} = \nabla УНБ_{min} - \nabla под = 683{,}8 + 681 = 2{,}8$ м.

Для поверочного случая:

$$T_н^{пов} = \frac{\rho_w g h_2^{пов^2}}{2} = \frac{1000 \cdot 10 \cdot 11{,}55^2}{2} = 654{,}3 \text{кН/м}, \quad (4.73)$$

где $h_2^{пов} = \nabla УНБ_{max} - \nabla под = 692{,}55 + 681 = 11{,}55$ м.

4.5.1.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы при основном случае и от максимального уровня нижнего бьефа до подошвы для поверочного случая.

$$W_{взв}^{осн} = \rho_w g h_2 B; \quad (4.74)$$

$$W_{взв}^{осн} = 1000 \cdot 10 \cdot 2{,}8 \cdot 78 = 2143{,}5 \text{ кН/м},$$

$$W_{взв}^{пов} = 1000 \cdot 10 \cdot 11{,}55 \cdot 78 = 8837{,}8 \text{ кН/м},$$

4.5.1.4 Сила фильтрационного давления

На подошву плотины на 1 п.м. по длине действует сила:

$$W_ф^{осн} = \rho_w g S_{эп}^{осн} = 1000 \cdot 10 \cdot 1520 = 14911 \text{кН/м}, \quad (4.75)$$

где $S_{эп} = 1520$ м^2 - площадь эпюры фильтрационного давления.

$$W_ф^{пов} = \rho_w g S_{эп}^{пов} = 1000 \cdot 10 \cdot 1409 = 13822 \text{ кН/м}, \quad (4.76)$$

где $S_{эп}^{пов} = 1409$ м^2.

4.5.1.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань определяем по формуле:

$$p_н = \gamma_н h_н tg^2(45 - \varphi_н/2) = 10 \cdot 5 \cdot tg^2(45 - 20/2) = 24{,}5 \text{ кН/м}^2, \quad (4.77)$$

где $\gamma_н = 10$кН/м^2 – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

$\varphi_н = 20^\circ$ – угол внутреннего трения наносов;

$$h_н = \nabla заиления - \nabla дна = 688 - 683 = 5 \text{ м}.$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_н = (p_н h_н)/2 = (24{,}5 \cdot 5)/2 = 61{,}2 \text{ кН/м}. \quad (4.78)$$

Активное давление грунта

$$p_1 = \gamma_н \cdot h_н \cdot tg^2\left(45° - \frac{\varphi_1}{2}\right) =$$

$$10 \cdot 5 \cdot tg^2\left(45° - \frac{40°}{2}\right) = 10 \cdot 5 \cdot 0{,}466^2 = 10{,}86 \text{ кН/м}^2 \quad (4.79)$$

$$p_2 = \left(\gamma_н \cdot h_н + \gamma_{гр}^{взв} \cdot h_1\right) \cdot tg^2\left(45° - \frac{\varphi_1}{2}\right)$$

$$= (10 \cdot 5 + 17 \cdot 2)tg^2\,(45 - 20) = \ 18{,}24 \text{ кПа} \qquad (4.80)$$

где $\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_0 - (1 - n_0) \cdot \gamma_w = 24 - (1 - 0{,}3) \cdot 10 = 17\ \frac{кН}{м^3}$,

γ_0– удельный вес сухого грунта;

n_0– пористость сухого грунта;

γ_w– удельный вес воды;

$\varphi_1 = 40^o$ – угол внутреннего трения доломита.

Величина равнодействующей активного давления грунта составляет:

$$E_а = h_1\,(p_1 + p_2)/2 = 2(10{,}86 + 18{,}24)/2 = 29{,}1 \text{ кН/м}.$$

Плечо равнодействующей E_a до подошвы плотины составляет:

(((18,24 – 10,86) · 2 / 2) · 1/ 3+10,86 · 2 / 2) / 29,1 = 0,92 м

Пассивное давление грунта основания составляет:

$p_п = \gamma_{гр}^{взв} h_{гр} tg^2(45 + \varphi_н/2) = 17 \cdot 2 \cdot tg^2(45 + 20/2) = 156{,}4 \text{ кН/м}^2$,

Величина равнодействующей пассивного давления грунта составляет:

$$E_п = \left(p_п h_{гр}\right)/2 = (156{,}4 \cdot 2)/2 = 156{,}4 \text{ кН/м}.$$

Плечо равнодействующей $E_п$ до подошвы плотины составляет:

$h_{гр}$ / 3 = 2 / 3 = 0,67 м.

4.5.1.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления может быть определена упрощённо по формуле А.Л. Можевитинов, учитывая параметры рассчитанные в п. 3.

Равнодействующая волнового давления при основном случае:

$$W_{волн} = 0{,}5\rho_w g h_{1\%}\left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2}\right); \qquad (4.81)$$

$$W_{вол} = 0{,}5 \cdot 1000 \cdot 10 \cdot 2{,}74 \cdot \left(\frac{34{,}35}{3{,}14} + \frac{0{,}69}{2}\right) = 152 \text{ кН/м},$$

где $h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3{,}14 \cdot 2{,}74^2}{34{,}35} = 0{,}69$ м.

Плечо силы относительно уровня покоя верхнего бьефа:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8}h_{1\%}; \qquad (4.82)$$

$$y_c = \frac{34{,}35}{2 \cdot 3{,}14} - \frac{3}{8} \cdot 2{,}74 = 4{,}44 \text{ м}.$$

$$y_в = НПУ - под - y_c = 785 - 681 - 4{,}44 = 99{,}56 м \qquad (4.83)$$

Равнодействующая волнового давления при поверочном случае:

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3{,}14 \cdot 1{,}23^2}{16{,}6} = 0{,}29 \text{ м}.$$

$$W_{волн} = 0{,}5 \cdot 1000 \cdot 10 \cdot 1{,}23 \cdot \left(\frac{16{,}6}{3{,}14} + \frac{0{,}29}{2}\right) = 32{,}8 \text{ кН/м},$$

Плечо силы относительно уровня покоя верхнего бьефа:

$$y_c = \frac{16{,}6}{2 \cdot 3{,}14} - \frac{3}{8} \cdot 1{,}23 = 2{,}18 \text{ м},$$

$$y_в = 786{,}7 - 681 - 2{,}18 = 103{,}52 \text{ м}.$$

4.6 Оценка прочности плотины

Расчет прочности бетонной плотины проводим по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Рассчитываем напряжения в плотине элементарным методом по формуле внецентренного сжатия, и сравниваем их с критериями прочности.

Исходя из практических соображений, при расчете плотины принимаем сжимающие напряжения, как господствующие, со знаком «-».

Для удобства расчета составим таблицу 4.5, в которую внесем все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке. Вес подъемных механизмов при расчетах не учитываем, т.к. нет стационарно установленного подъемного оборудования.

Таблица 4.5 -- Основные нагрузки на плотину

№ п/п	Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Основной случай			Поверочный случай		
				Сила, кН	Плечо*, м	Момент, кН · м	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН · м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	$T_в$	1	→	53052	34,67	1839153	54801	35,23	1930824
2	$T_н$	1	←	38	0,93	-36	654	3,85	-2519
4	$G_{пл}$	0,95	↓	64184	16,90	-1084717	64184	16,90	-1084717
5	$G_б$	0,95	↓	29951	14,90	-446267	29951	14,90	-446267
6	$W_{взв}$	1	↑	2184,50	3,34	215	8838	9009,03	3,34
7	$W_ф$	1	↑	14911	18,70	278839	13822	18,70	258477
8	$E_н$	1,2	→	73	3,67	269	73	3,67	269
9	$W_{волн}$	1	→	152	99,56	15155	33	103,52	3391
10	$E_а$	1,2	→	34,92	0,92	32,13	34,92	0,92	32,13
11	$E_п$	0,8	←	125,12	0,67	-83,83	125,12	0,67	-83,83
12	$Q_з$	1,2	↓	57	34,19	-1944	57	34,19	-1944
∑R		↓↑		77138			71532		

* Значения плеч определены с использованием программы AutoCad

Выполним расчет напряжений в горизонтальных сечениях плотины.

4.6.1 Основной случай

Для верховой грани $m_u = 0$:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6\sum M}{b^2} = -\frac{77138}{78} + \frac{6\cdot(600400)}{78^2} = -396{,}3 \text{ кПа}. \quad (4.84)$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

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

$$\sigma_x^u = -396{,}3 \cdot 0 - 10\cdot 104\cdot(1-0) = -1020{,}2 \text{ кПа}.$$

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = \left(\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u\right) m_u; \quad (4.86)$$

$$\tau_{xy}^u = (9{,}81\cdot 104 - 396{,}3)\cdot 0 = 0 \text{ кПа}.$$

Главные напряжения:

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

$$\sigma_1^u = -396{,}3\cdot(1+0) + 10\cdot 104\cdot 0 = -396{,}3 \text{ кПа}.$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -10\cdot 104 = -1020{,}2 \text{ кПа}. \quad (4.88)$$

Нормальные напряжения на площадках контактного сечения у верховой грани:

$$\sigma_c^u = \frac{(1+m_u^2)}{2}\left\{\sigma_y^u[cos2(\alpha-\delta)+1] + \gamma_w h\left[cos2(\alpha-\delta) - \frac{1-m_u^2}{1+m_u^2}\right]\right\} \quad (4.89)$$

$$\sigma_c^u = \frac{(1+ctg^2 0)}{2}\cdot\{-396{,}3[cos2(0-0)+1] + 10\cdot 104\cdot$$

$$\cdot\left[cos2(0-0) - \frac{1-ctg^2 0}{1+ctg^2 0}\right] = -396{,}3 \text{ кПа}.$$

Для низовой грани $m_u = 0{,}75$:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b_d} - \frac{6\sum M}{b_d^2} = -\frac{77138}{78} - \frac{6\cdot(600963)}{78^2} = -1581{,}6 \text{ кПа}. \quad (4.90)$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2) \quad (4.91)$$

$$\sigma_x^t = -1581{,}6 \cdot 0{,}75^2 - 10\cdot 2{,}8\cdot(1 - 0{,}75^2) = -901{,}7 \text{ кПа}.$$

Касательные напряжения на низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -\left(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t\right) m_t; \quad (4.92)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10\cdot 2{,}8 - 1581{,}6)\cdot 0{,}75 = 1165{,}6 \text{кПа}.$$

Главные напряжения:

$$\sigma_1^t = \sigma_y^t(1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2; \quad (4.93)$$

$$\sigma_3^t = -1581{,}6(1 + 0{,}75^2) + 10 \cdot 2{,}8 \cdot 0{,}75^2 = -2455{,}8 \text{ кПа}.$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t = -10 \cdot 2{,}8 = -27{,}5\text{кПа}. \quad (4.94)$$

4.6.2 Особое сочетание нагрузок

Произведем расчет по формулам (4.20-4.30).

Для верховой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{71532}{78} + \frac{6 \cdot (658025)}{78^2} = -268{,}1 \text{ кПа}.$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^u = -268{,}1 \cdot 0^2 - 10 \cdot 105{,}7 \cdot (1 - 0^2) = -1036{,}9 \text{ кПа}$$

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (9{,}81 \cdot 105{,}7 - 268{,}1) \cdot 0^2 = 0.$$

Главные напряжения:

$$\sigma_1^u = -268{,}1 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 105{,}7 \cdot 0^2 = -268{,}1 \text{ кПа}.$$

$$\sigma_3^u = -10 \cdot 105{,}7 = -1036{,}9 \text{ кПа}.$$

Нормальные напряжения на площадках контактного сечения у верховой грани:

$$\sigma_c^u = \frac{(1 + 0^2)}{2} \cdot \left\{-268[cos2(0 - 0) + 1] + 10 \cdot 105{,} \cdot \left[cos2(0 - 0) - \frac{1 - 0^2}{1 + 0^2}\right]\right\} =$$

$$= -268{,}1\text{кПа}.$$

Для низовой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{71532}{78} - \frac{6 \cdot (658025)}{78^2} = -1566 \text{ кПа}.$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^t = -1566 \cdot 0{,}75^2 - 10 \cdot 11{,}55 \cdot (1 - 0{,}75^2) = -908{,}8 \text{ кПа}.$$

Касательные напряжения на низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(9{,}81 \cdot 11{,}55 - 1566) \cdot 0{,}75 = 1075 \text{ кПа}.$$

Главные напряжения:

$$\sigma_3^t = -1566(1 + 0{,}75^2) + 10 \cdot 11{,}55 \cdot 0{,}75 = -2361{,}5 \text{ кПа}.$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t = -9{,}81 \cdot 11{,}55 = -113{,}3 \text{ кПа}.$$

Составим таблицу 4.2 для полученных напряжений.

Таблица 4.2 – Напряжения в горизонтальных сечениях плотины

Напорная грань		Низовая грань	
Основное сочетание нагрузок			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
σ_y^u	-396,3	σ_y^t	-1581,6
σ_x^u	-1020,2	σ_x^t	-901,7
τ_{xy}^u	0	τ_{xy}^t	1165,6
σ_1^u	-396,3	σ_3^t	-2455,8
σ_3^u	-1020,2	σ_1^t	-27,5
σ_c^u	-396,3		

Продолжение таблицы 4.2

Особое сочетание нагрузок			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
σ_y^u	-268,1	σ_y^t	-1566,0
σ_x^u	-1036,9	σ_x^t	-908,8
τ_{xy}^u	0,0	τ_{xy}^t	1075,0
σ_1^u	-268,1	σ_3^t	-2361,5
σ_3^u	-1036,9	σ_1^t	-113,3
σ_c^u	-268,1		

Эпюры напряжений указанные в таблице 4.2, для основного и особого сочетания нагрузок, построены в приложении Г и Д.

4.6.3 Оценка прочности плотины

После определения напряжений для основного и особого сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность, должны выполняться следующие условия:

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \gamma_{lc} |\sigma_з| \leq R_b \gamma_{cd}\,, \tag{4.95}$$

где $\gamma_n = 1{,}25$ – коэффициент надежности по ответственности, для сооружений I класса;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок ($\gamma_{lc} = 1$ – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок; $\gamma_{lc} = 0{,}9$ – для расчетов по первому предельному состоянию и особому сочетанию нагрузок);

$\sigma_з$– максимальное главное напряжение;

$R_{пр} = 8{,}5$ МПа – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона В15, которое определяем по СНиП 2.06.08-87 “Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений”;

γ_{cd} – коэффициент условия работы (γ_{cd} = 1 – при основном сочетание нагрузок; γ_{cd} = 1,1 – при особом сочетание нагрузок).

- для основного сочетания нагрузок: $1{,}25 \cdot 1 \cdot |-2455{,}8| \leq 8500 \cdot 1$,
$$3070 \leq 8500.$$
- для особого сочетания нагрузок: $1{,}25 \cdot 0{,}9 \cdot |-236165| \leq 8500 \cdot 1{,}1$,
$$2415 \leq 9350.$$

2) На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений: $\sigma_y^u < 0$, (4.96)

- для основного сочетания нагрузок: $-396{,}3 < 0$.
- для особого сочетания нагрузок: $-268{,}1 < 0$.

3) В зоне верховой грани плотины: $|\sigma_y^u| \geq 0{,}25 \gamma_w H_d^u$, (4.97)

- для основного сочетания нагрузок: $|-396{,}3| \geq 0{,}25 \cdot 9{,}81 \cdot 104$,
$$396{,}3 \geq 255.$$

- для особого сочетания нагрузок: $|-268.1| \geq 0{,}25 \cdot 10 \cdot 105{,}7$,

$$268{,}1 \geq 259.$$

4) В контактном сечении: $\sigma_c^u \leq 0$, (4.98)

- для основного сочетания нагрузок: $-396{,}3 \leq 0$.
- для особого сочетания нагрузок: $-268{,}1 \leq 0$.

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

4.7 Расчет устойчивости плотины на сдвиг по основанию

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

$$\frac{N \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} = \frac{[R \cdot tg\varphi + E_{\text{пн}} \cdot \gamma_c' + c \cdot \omega] \cdot \gamma_{cd}}{\sum F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n,$$

где N – сумма удерживающих сил;

F – сумма сдвигающих сил;

R – сумма вертикальных сил;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности, принимаемый 1,25;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок (γ_{lc} = 1,0 – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок; γ_{lc} = 0,9 – для расчетов по первому предельному состоянию и особому сочетанию нагрузок);

γ_{cd} – коэффициент условий работы (γ_{cd} = 0,95 – при работе плотины при НПУ и ФПУ на скальном основании, когда сдвиг происходит частично по контакту скала-бетон частично по трещине в скале);

γ_c' – коэффициент условия работы по нагрузке, для пассивного давления грунта принимается

ω – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п.м $\omega = \text{B}_n \cdot 1 = 78 \cdot 1 = 78\text{м}^2$.

- Для основного сочетания нагрузок:

$$\frac{[77138 \cdot 0{,}8 + 170 \cdot 78] \cdot 0{,}95}{53239 \cdot 1} = 1{,}34 \geq 1{,}25.$$

- Для особого сочетания нагрузок:

$$\frac{[71532 \cdot 0{,}8 + 170 \cdot 78] \cdot 0{,}95}{54253 \cdot 0{,}9} = 1{,}37 \geq 1{,}25.$$

Сооружение удовлетворяет требованиям устойчивости на сдвиг.

5 Организация строительства

5.1 Этапы возведения сооружений и схема пропуска строительных расходов на различных этапах

Строительство Солнечного гидроузла разбито на 5 этапов:

5.1.1 Первый этап

Со стороны правого берега возводят перемычки первой очереди, образующие котлован 1-й очереди, пропуск строительных расходов производится по стесненному руслу реки. Перекрытая часть русла перемычками составляет 60 % ширины русла в створе. После откачки воды из котлована первой очереди начинают возводить водосливную плотину для пропуска строительных расходов. Проводят бетонирование тела водосбросной плотины (до отм. 696.4) с организаций донных отверстий, секции 13÷24 и глухая секция 25. Устраивают глубокую цементационную завесу. Бурят дренажные скважины в основании плотины. Проводят монтаж затворов для донных отверстий.

<u>Расчет перемычек 1-й очереди</u>

Для назначения отметок гребня продольной и верховой поперечной перемычек определяют повышение уровня воды перед верховой перемычкой:

$$Z = \frac{1}{\varphi^2} \cdot \frac{V_c^2}{2 \cdot g} - \frac{V_0^2}{2 \cdot g}, \qquad (5.1)$$

где φ – коэффициент скорости, φ = 0,8 – 0,85 для трапецеидальных перемычек, принимаем φ равным 0,85;

V_0 и V_c – бытовая скорость воды в реке и скорость потока в суженном русле.

$$V_c = \frac{Q_{стр}}{w_c} \qquad (5.2)$$

$$V_0 = \frac{Q_{стр}}{w_0} \qquad (5.3)$$

где w_c - площадь поперечного сечения суженной части русла при $Q_{стр}$; w_0 - площадь поперечного сечения русла реки до стеснения при $Q_{стр}$.

Высота верховой и продольной перемычек первой очереди:

$$H_{вп} = h_{нб} + Z + a \qquad (5.4)$$

$$H_{нп} = h_{нб} + Z, \qquad (5.5)$$

где $h_{нб}$ - глубина воды в нижнем бьефе, соответствующая $Q_{стр}$; a – конструктивный запас, принимаемый равным 1 м.

Перемычки относятся к временным сооружениям 4-го класса капитальности. Ежегодную расчетную вероятность превышения расчетных максимальных расходов воды при сроке эксплуатации перемычек до 10 лет принимаем равной – 10 % [1].

Значения максимальных расходов соответствующей обеспеченности, рассчитанные ранее, приведены в таблице 5.1. По данным таблицы 5.1. расчетный строительный расход 10% обеспеченности составляет $Q_{стр} = 3427\ {}^{м^3}/_{с}$, при этом глубина воды в реке равна 6,8 м.

Таблица 5.1 - Значения максимальных расходов соответствующей обеспеченности

P, %	0,01	0,1	0,5	1	2	3	5	10	20	25	30
Q_p	8061	6631	5586	5120	4633	4349	3974	3427	2838	2625	2453
P, %	40	50	60	70	75	80	90	95	97	99	99,9
Q_p	2159	1905	1672	1439	1327	1206	922	729	618	445	232

Площадь живого сечения перед верховой перемычкой при расчетном расходе $Q_{стр}$ равна

$$w_0 = 340 \cdot 6{,}8 = 2312\ м^2.$$

Таким образом, бытовая скорость течения равна:

$$V_0 = \frac{3427}{2312} = 1{,}5\ {}^{м}/_{с};$$

Площадь живого сечения в сжатом русле составляет 40 % от полного сечения:
$w_c = 2312 \cdot 0{,}40 = 924{,}8\ м^2$;

Скорость течения в сжатом русле :

$$V_c = \frac{3427}{924{,}8} = 3{,}7\ {}^{м}/_{с};$$

Такая величина скорости является не размывающей для доломита.
Величина подпора:

$$Z = \frac{1}{0{,}85^2} \cdot \frac{3{,}7^2}{2\ \cdot 9{,}81} - \frac{1{,}5^2}{2\ \cdot 9{,}81} = 0{,}9\ м;$$

$$H_{вп} = h_{нб} + Z + a = 6{,}8 + 0{,}9 + 1 = 8{,}7\ м$$

Принимаем высоту верховой и продольной перемычек равной 8,7м
Длина верховой перемычки $L_в$ = 203м

Продольной перемычки $L_п$ =193м
Площадь поперечного сечения перемычек – ω, при максимальной ее высоте 8,7 м, ширине по гребню 6 м и заложении верховой и низовой граней, соответственно, 1:1,3 и 1,2 составляет:

$\omega = (8{,}7 \cdot 1{,}2 + 8{,}7 \cdot 1.3 + 6 + 6) \cdot 8{,}7/2 = 146{,}8$ м^2.

Суммарный объём верховой и продольной перемычек первой очереди равен

$V = \omega \cdot L_п + \omega L_в/2 = 146{,}8 \cdot 193 + 146{,}8 \cdot 203/2 =$ **43230 м^3**

Определим высоту низовой перемычки 7,8м

$H_{нп} = h_{нб} + a = 6{,}8 + 1 = 7{,}8$ м.

Длина низовой перемычка $L_{нз}$ = 200 м.
Наибольшая площадь поперечного сечения низовой перемычки составляет
$(7{,}8 \cdot 1{,}2 + 7{,}8 \cdot 1.3 + 6 + 6) \cdot 7{,}8/2 = 123$ м^2

Объём низовой перемычки равен:

$V = \omega \cdot L_{нз}/2 = 123 \cdot 200/2 =$ **12300 м^3**.

Определим время необходимое для возведения всех перемычек:

$t_{пер} = \Sigma V_{пер} / J_{пер}$,

где $\Sigma V_{пер}$ – суммарный объем всех перемычек, $J_{пер}$ – интенсивность возведения грунтовой перемычки (отсыпка призм, уплотнение, крепление верхового откоса), принимаем 800 м^3/сут.

Таким образом, $t_{пер} = (43\ 230 + 12\ 300)/800 = 69{,}4$ сут ≈ **3 мес**.

Осушение котлована 1-й очереди

Площадь котлована определена по программе AutoCad и равна 38250 м^2
Глубина воды в котловане при среднем расходе воды в реке Q = 500 м^3/с (октябрь) равна h = 1,5 м. Таким образом, объём воды, которую требуется откачать из котлована, равен V = **57375 м^3**.

Для откачки воды из котлована применим консольные насосы 3К-13, имеющие производительность 40 м^3/час при высоте подъема воды до 20 м [2, табл.15-42].

Проведем расчет времени откачки с использованием 8-ми насосов.
Время откачки составит:
$t = 57375/40 \cdot 8 = 179$ часов ≈ **7.5 суток**.

Интенсивность откачки воды составит 1,5/7,5 = 0,2 м/сутки, что меньше допустимой величины 0,5 м/сутки.

Эти же 8 насосов будем применять и в дальнейшем для поддержания котлована в осушенном состоянии.

Разработка котлована под водосливную плотину

Определим объем разрабатываемого грунта. Размеры котлована в плане составляют 212 х80, глубина 2 м. Таким образом, объем вынимаемого грунта равен 212 ·80 · 2 = **33920 м^3**.

Для разработки скального грунта основания доломита используем экскаватор ЭО-5122А, вместимость ковша $q_{ков}$ =1,6 м^3.

Вычислим производительность цикла экскаватора

$$П_{эч} = q_ц \cdot n_ц \cdot k_в, \quad (5.6)$$

где $q_ц = q_{ков} \cdot k_н / k_р = 1,6 \cdot 0,9/1,5 = 0,96$

$k_н$ =0,9 - коэффициент наполнения ковша;

$k_р$ =1,5 - коэффициент разрыхления грунта;

$k_в$ =0,75 - коэффициент использования внутрисменного рабочего времени;

$q_{ков}$ = 1,6 - геометрическая емкость ковша экскаватора;

$n_ц$= 3600/$t_{цэк}$ = 3600/30 = 120 - число циклов в час.

$$П_{эч} = 1,6 \cdot \frac{0,9}{1,5} \cdot \frac{3600}{30} \cdot 0,75 = 86,4 \text{ м}^3/\text{час}$$

Определим время разработки котлована под водосбросную плотину

$$t_{выем} = \frac{V_{выем}}{П_{эч}} = \frac{33920}{86,4} = 392 \text{ часа} = \mathbf{25\ суток}.$$

Для транспортировки грунта применим автосамосвалы КрАЗ 2566 грузоподъемностью 12 т.

Расстояние от места выемки грунта до места разгрузки $L_т$ = 1,5 км.

Скорости транспортирования грунта по строительной дороге:

$v_{гр}$ = 15÷25 км/ч - груженый

$v_{пор}$ = 25÷35 км/ч - порожний

Время одного цикла транспортировки грунта

$$t_{ц\ а/с} = \frac{L_т}{v_{гр}} + \frac{L_т}{v_{пор}} + (t_р + t_з) \quad (5.6)$$

$t_р$ - время разгрузки

$t_з$ - время загрузки

$(t_р+t_{мон})$1÷1,5 мин $\leq$ 12т

2÷2,5мин > 12т

$t_з = t_{цэк} \cdot n_{ков}$

$$n_{ков} = \frac{Q_{сом}}{p_г \cdot q_к \cdot К_н} = \frac{12}{1{,}9 \cdot 1{,}6 \cdot 0{,}8} = 4{,}9 \sim 5 \qquad (5.7)$$

где $p_г$=1.9 т/м^3 - плотность грунта

$$t_з = t_{цэк} \cdot n_{ков} = 30 \cdot 5 = 150сек = 0{,}04час \qquad (5.8)$$

$$t_ц = \frac{1{,}5}{20} + \frac{1{,}5}{30} + \frac{1{,}5}{60} + 0{,}04 = 0{,}192час$$

$$N_{а/с} = \frac{t_{ца}}{t_{цэ} \cdot 5} + \frac{0{,}192 \cdot 360}{30 \cdot 5} = 4{,}6 \sim 5 \qquad (5.9)$$

Для вывоза грунта необходимо 5 автосамосвалов КрАЗ 2566.

Бетонные работы в нижней части водосливной плотины

Нижняя часть водосливной плотины имеет форму параллелепипеда и имеет донные отверстия.

Ширина подошвы плотины B = 78 м
Высота бетонируемой части водосливной плотины h = 14 м
Длина бетонируемого участка плотины L = 202 м
Площадь донного отверстия $\omega_{во}$ =6·7 = 42 м^2

Суммарный объём восьми донных отверстий

$V_{до} = 8 \cdot B \cdot \omega_{во} = 8 \cdot 78 \cdot 42 = 26208$ м^3

Общий объём бетонируемой части водосливной плотины:

$V = B \cdot L \cdot h - V_{до} = 78 \cdot 14 \cdot 202 - 26208 = 220584 - 26208 =$ **194376 м^3**.

Принимаем интенсивность бетонирования 15000 м^3/мес.

Время бетонирования t = 194376/15000 = **13 мес**.

Расчет пропуска расчетного строительного расхода через донные отверстия на втором этапе

Строительные расходы на первом этапе будем осуществлять через донные отверстия. Количество донных отверстий назначают в зависимости от величины пропускаемого расхода, напора, высоты и ширины отверстий. Рассмотрим вариант с восемью донными отверстиями шириной 6 м и высотой 7 м. Отметку порога донных отверстий (∇П) примем на 1 м выше дна - 684.0. В этом случае верхняя выходная кромка донного отверстия будет находиться на отметке 691.0, а отметка НБ составляет 683.0 + 6,8 = 689.6. Таким образом, имеет место случай незатопленного выходного сечения.

Определим перепад $Z_{макс}$ на банкете при перекрытии русла необходимый для пропуска расчетного строительного расхода.

Из формулы расхода для донного отверстия с незатопленным выходным сечением:

$$Q_{стр} = \mu\omega n\sqrt{2gH_0}\,, \qquad (5.10)$$

где $Q_{стр}$ = 3427 м^3/с – расчетный строительный расход; μ – коэффициент, учитывающий все сопротивления; ω – площадь поперечного сечения донного отверстия; n = 8 – количество донных отверстий; H_0 – напор над центром сечения отверстия с отм. 684.0 +3,5 = 687.5.

Коэффициент μ находим по графику на рис.5.18 [2], он равен 0,82.

$$H_0 = \frac{Q_{стр}^2}{\mu^2\omega^2 n^2 2g} = \frac{3427^2}{0{,}82^2 \cdot (6\cdot 7)^2 8^2 \cdot 2 \cdot 9{,}81} = 7{,}9 \text{ м} \qquad (5.11)$$

Находим необходимую отметку ВБ 687.5 + 7,9 = 695.4.

С учетом запаса в 1 м отм. гребня банкета при перекрытии должна составлять 696.4, а высота банкета 696.4 – 683.0 = 13,4 м.

5.1.2 Второй этап

Разбирают низовую перемычку первой очереди и затапливают котлован. Разбирают верховую перемычку первой очереди и вода пропускается через донные отверстия. Отсыпка перемычку низовой в сторону левого берега. Отсыпают банкет для перекрытия реки и образования котлована второй очереди, для возведения станционной части плотины. Пропуск расчетного строительного расхода производится через 8 донных отверстий в построенной в котловане первой очереди бетонной плотине. Возводят станционную 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 по отводящий канал здания ГЭС.

Возведение перемычек второй очереди

Верховую перемычку – банкет, выполняем трапециевидного сечения с заложением откосов: верхового 1,3, низового 1,2. Таким образом, площадь поперечного сечения банкета при ширине по гребню 8 м и максимальной высоте 13.4 м составляет

ω = (13,4·1,3 + 13,4·1,2 + 8 + 8) ·13,4/2 = 332 м^2,

длина банкета $L_{бан}$ =185 м.

Таким образом, объем банкета равен

$$V = L_{бан}\cdot \omega/2 = 185\cdot 332/2 = 30710 \text{ м}^3 \qquad (5.12)$$

Конструкция низовой перемычки аналогична низовой перемычке первой очереди, длина ее $L_{нз}$ = 178 м. Объём низовой перемычки равен:

$$V = \omega \cdot L_{нз}/2 = 123 \cdot 178/2 = 10950 \text{ м}^3. \quad (5.13)$$

Определим время необходимое для возведения банкета и низовой перемычки раздельно:

$$t_{бан} = V_{бан} / J_{бан} = 30710/800 = 38.3 \text{ сут} \approx 1{,}7 \text{ мес} \quad (5.14)$$

$$t_{пер} = 10950/800 = 13{,}7 \text{ сут} \approx 0{,}6 \text{ мес.}$$

<u>Осушение котлована 2-й очереди</u>

Площадь котлована определена по программе AutoCad, она составляет 35250 м^2. Глубина воды в котловане при среднем расходе воды в реке Q = 500 м^3/с (октябрь) равна h = 1,5 м. Таким образом, объём воды, которую требуется откачать из котлована равен V = 52875 м^3.

Для откачки воды из котлована используем те же, что и на котловане первой очереди консольные насосы 3К-13 (см. выше). Проведем расчет времени откачки с использованием 8-ми насосов. Время откачки составит:
t = 52875/40·8 = 165 часов ≈ 6.9 суток.

Интенсивность откачки воды составит 1,5/6,9 = 0,2 м/сутки, что меньше допустимой величины 0,5 м/сутки.

Эти же 8 насосов будем применять и в дальнейшем для поддержания котлована в осушенном состоянии.

<u>Разработка котлована под водосливную плотину и здание ГЭС</u>

Определим объемы разрабатываемого грунта в котловане второй очереди.

Размеры котлована под станционную часть плотины и глухие секции №№ 26, 35÷38 в плане составляют 163,5 х 80, глубина 2 м. Таким образом, объем вынимаемого грунта равен 163,5 ·80 · 2 = 26160 м^3.

Размеры котлована под здание ГЭС в плане составляют 100х40, средняя глубина 3,5 м. Таким образом, объем вынимаемого грунта равен 100 ·40 · 3,5 = 14000 м^3.

Для разработки скального грунта основания доломита используем экскаватор ЭО-5122А (производительность цикла $П_{эч}$ = 86,4 м^3/час была определена выше).

Определим время разработки котлована под станционную часть плотины

$$t_{выем} = \frac{V_{выем}}{П_{эч}} = \frac{26160}{86{,}4} = 303 \text{ часа} = 20 \text{ суток.} \quad (5.15)$$

Определим время разработки котлована под здание ГЭС

$$t_{выем} = \frac{V_{выем}}{П_{эч}} = \frac{14000}{86{,}4} = 162 \text{ часа} = 10 \text{ суток.}$$

Для транспортировки грунта применим автосамосвалы КрАЗ 2566 грузоподъемностью 12 т.

Бетонные работы в нижней части станционной плотины и глухих секций

Нижняя часть станционной плотины - секции №№ 27÷34 и глухих секций №№ 26, 35÷38, имеет форму параллелепипеда.

Ширина нижней части станционной плотины и глухих секций B = 78 м.
Высота бетонируемого участка станционной плотины h = 14 м
Длина бетонируемого участка плотины L = 96 + 5·13,5 = 163,5 м

Объём V = B·L·h = 78·163,5 ·14 = 178542 м^3.
Время бетонирования t = 178542/15000 = 12мес.

Бетонные работы в подводной части здания ГЭС

Подводная часть здания ГЭС имеет форму параллелепипеда.
Ширина подводной части здания ГЭС B = 38 м
Высота подводной части здания ГЭС h = 18 м
Длина подводной части здания ГЭС $L_{ГЭС}$ = 98 м

Объем V = B·L·h = 38·96 ·18 = 65664 м^3
Время бетонирования t = 65664/15000 = 4, 3мес

5.1.3 Третий этап

Разбирают низовую и продольную перемычки 2-й очереди. Разрабатывают котлованы под право- и левобережные глухие плотины - секции №№ 3÷11 и 39÷46. Проводят наращивание плотины по всему напорному фронту до отметки 748.0. Устраивают глубокую цементационную завесу в основании секций №№ 3÷11 и 39÷46. Под этими же секциями бурят дренажные скважины в основании плотины.

Наполняют водохранилище до отметки 746.0, при этом напор для донных отверстий увеличивается до значения 746.0 – 687.5 = 58,5 м. В результате пропускная способность одного донного отверстия повышается до значения:

$$Q = 0{,}82 \cdot 42 \cdot \sqrt{2 \cdot 9{,}81} = 1167 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Таким образом, 3 донных отверстия способны пропустить расход: 1167 · 3 = 3501 м^3/с, что меньше расчетного строительного расхода 3427 м^3/с.
В секциях №№ 17, 19, 21, 23, 24 бетонируют донные отверстия и демонтируют затворы. В секциях №№ 17÷24 формируют водосливную грань и носок-трамплин. В секциях №№ 18 и 20 сооружают водоспуски диаметром 3,0 м и отметкой порога 698.0. Разрабатывают грунт под отводящий канал здания ГЭС. Разбирают низовую перемычку. Возводят надводную часть здания ГЭС. Начинают монтаж гидроагрегатов.

Разработка котлованов под береговые участки плотины

Определяем объем грунта при разработке котлованов.

Правобережный котлован, секции 39÷48:

Длина 128 м, ширина на отметке 696.4 – 78,0 м, ширина на отметке 748.0 – 30,0 м, глубина 2,0 м. Объем правобережного котлована

$(78,0 + 30,0) \cdot 0,5 \cdot 128,0 \cdot 2,0 = 13824$ м^3.

Время на разработку грунта:

13824/86,4 = 160 час = 7,5 суток.

Левобережный котлован, секции 3÷12:

Длина 168 м, ширина на отметке 696.4 – 78,0 м, ширина на отметке 748.0 – 30,0 м, глубина 2,0 м. Объем правобережного котлована

$(78,0 + 30,0) \cdot 0,5 \cdot 168,0 \cdot 2,0 = 18144$ м^3.

Время на разработку грунта:

18144/86,4 = 210 час = 10 суток.

Бетонные работы по всему напорному фронту между отметками 696.4 и 748.0

Бетонируемый участок плотины имеет форму призмы.

Наибольшая высота участка бетонирования 748 – 696.4 = 51,6 м

Длина бетонируемого участка плотины $L_{пл} = 544$ м

Ширина сечения в нижней части 50 м

Ширина сечения в верхней части 28 м

Наибольшая площадь поперечного сечения участка плотины

$\omega_п = (50 + 28) \cdot 0,5 \cdot 51,6 = 2012$ м^2

Объём бетона $V = \omega_п \cdot L_{пл} = 2012 \cdot 544 \cdot 0,5 = 547264$ м^3.

Принимаем интенсивность бетонирования 30000 м^3

Время бетонирования t = 547264/30000 = 18мес.

5.1.4 Четвертый этап

На данном этапе проводят бетоны наращивание водосливной плотины: секций №№ 19÷24 до проектной отметки гребня 790.4, а секций №№ 13÷18 до отметки 776.0. Выполняют монтаж поверхностных затворов на секциях №№ 19÷24. Возводят станционную плотину до проектной отметки с устройством в теле плотины турбинных водоводов. Проводят монтаж аварийно-ремонтных и ремонтных затворов на турбинных водоводах.

Строительный расход пропускают через 3 донных отверстия.

Бетонные работы по всему напорному фронту между отметками 748.0 и 776.0

Бетонируемый участок плотины имеет форму призмы.

Бетонирование проводят на участке между отметками 748.0 и 790.4.

Средняя высота участка бетонирования $h = 38$ м

Длина участка L = 622 м

Ширина сечения в нижней части 28 м

Ширина сечения в верхней части 20 м

Наибольшая площадь поперечного сечения участка плотины

$\omega_п = (20 + 28)\cdot 0,5\cdot 38 = 456$ м^2

Объём бетона $V = \omega_п \cdot L_{пл} = 456\cdot 570\cdot 0,5 = 141816$ м^3.

Принимаем интенсивность бетонирования 15000 м^3.

Время бетонирования t = 141816/15000 = 10мес.

5.1.5 Пятый этап

Возводят плотину до проектных отметок. В секциях №№ 13÷15 бетонируют донные отверстия и демонтируют затворы. В секциях №№ 13÷18 формируют водосливную грань и носок-трамплин.

Расчетный строительный расход пропускают через готовые водосбросные секции №№ 19÷24.

Наполняют водохранилище до НПУ. Поочередно пускают все гидроагрегаты ГЭС.

<u>Бетонные работы по всему напорному фронту между отметками 776.0 и 790.4</u>

Бетонируемый участок плотины имеет форму близкую к параллелепипеду.

Бетонирование проводят на участке между отметками 776.0 и 790.4.

Средняя высота участка бетонирования h = 14 м

Длина участка L = 622 м

Ширина сечения 20 м

Наибольшая площадь поперечного сечения участка плотины

$\omega_п = 20\cdot 14\cdot 622 = 456$ м^2

Объём бетона $V = \omega_п \cdot L_{пл} = 456\cdot 622\cdot 0,5 = 174160$ м^3.

Принимаем интенсивность бетонирования 15000 м^3.

Время бетонирования t = 174160/15000 = 11,6 мес.

5.2 Определение объемов работ

Определение объемов работ по (Таблица 5.1).

Таблица 5.1 -определение объемов работ

№ этапа	Вид работы	Наименование работы	Объемы выполняемых работ, ($м^3$)
1	Земляные	Отсыпка продольной перемычки первой очереди	28 330
		Отсыпка низовой перемычки первой очереди	12 300
		Отсыпка верховой перемычка первой очереди	29 800
	Откачка воды	Осушения котлована первой очереди	57 375
	Земляные	Разработка котлована под водосбросную плотину	33 920
	Бетонные	Бетонирование нижней части водосбросной плотины	194 376
2	Земляные	Отсыпка банкета	30 710
	Земляные	Отсыпка низовой перемычки второй очереди	10 950
	Откачка воды	Осушение котлована	52 875
	Земляные	Разработка котлована второй очереди	26 160
	Бетонные	Возведение нижней части станционной плотины	178 542
	Бетонные	Бетонирование подводной части здания ГЭС	65 664
3	Земляные	Разработка котлованов под право- и левобережную части плотины	31 970
	Бетонные	Бетонирование плотины между отметками 696.4÷748.0	239250
	Земляные	Разборка низовой перемычки второй очереди	10 950
4	Бетонные	Бетонирование плотины между отметками 748.0 ÷ 776.0	141 820
5	Бетонные	Бетонирование плотины между отметками 776.0÷790.4	174 160

5.3 Организация и технология работ по возведению перемычек

5.3.1 Общие сведения о перемычках

Перемычка - временное напорное сооружение, предназначенное для ограждения котлована от затопления его водой в период возведения гидротехнического сооружения. Как напорное сооружение перемычка является плотиной и к ней предъявляются соответствующие требования с точки зрения устойчивости, прочности, водонепроницаемости. Как сооружение разбираемое перемычка должна удовлетворять требованию легкости разборки. По местоположению в русле реки относительно оси водотока перемычки различают на: продольную, верховую поперечную и низовую поперечную.

5.3.2.Выбор типа перемычки

На основании технико-экономического сравнения вариантов в проекте Солнечной гидроузла принята перемычка из местного материала-суглинка, добываемого в карьере и транспортируемого автосамосвалами к месту отсыпки. Данной перемычке будут присущи: относительная дешевизна, полная механизация работ по возведению, легкость в разборке, применение при высоком напоре, большая ширина по основанию (распластанность) и недопустимость перелива через гребень. Характеристики грунта (суглинка) для отсыпки перемычки :

1. Коэффициент пористости е=0,5-1
2. Плотность при естественной влажности 14...19 % составляет от 1500 до 1600 кг/м3.
3. Коэффициент разрыхления 1,2 - 1,3
4. Коэффициент уплотнения ($К_р$)-1,28

5.3.3.Технология производства

Перемычку возводим из суглинка (толщина отсыпаемого слоя 60 см), методом насыпи с последующим уплотнением катком ДУ-62, устройство крепления верхового откоса не предусматривается. Технологический процесс состоит из разработки грунта в забое экскаватором прямая лопата, погрузки его на автосамосвалы, перемещение и разгрузки грунта в воду, послойного разравнивания грунта бульдозером и уплотнения катком. Разработка выемки ведется отдельными проходками. Очередной автосамосвал должен прибывать к месту загрузки его грунтом не позднее времени окончания загрузки предыдущего автосамосвала.

Послойное разравнивание грунта в насыпи производится следующим образом: сначала производят предварительное (грубое) разравнивание отсыпаемого грунта в ручном режиме работы бульдозера.

Для исключения возможности зарезания отвала бульдозера ниже заданной

толщины разравниваемого слоя, а также для выдерживания допустимого уровня неровностей (± 20 см) перед окончательным разравниванием грунта, выполняемым в автоматическом режиме работы бульдозера, машинист осуществляет контроль за высотным положением отвала.

После выполнения предварительной планировки производят окончательное послойное разравнивание грунта бульдозером сквозными проходами по всей длине захватки в автоматическом режиме по лазерному копиру.

Работу выполняют на второй рабочей скорости с перекрытием предыдущего слоя.

Послойное разравнивание грунта ведется по всей ширине насыпи от бровки к середине с учетом дополнительной присыпки к бровочным частям по 0,5 м для возможности послойного уплотнения откосных частей насыпи. Затем производится дополнительная обработка грунта до требуемых технологических свойств (увлажнение).

Грунт уплотняется катком послойно при оптимальной влажности последовательными продольными проходами по насыпи по всей ширине захватки. Уплотнение грунта можно начинать после отсыпки на протяжении половины длины захватки.

Первые два прохода катка делают на расстояния не менее 2 м от бровки откоса, затем, смещая каждый последующий продольный проход на 1/3 ширины катка в сторону бровки откоса, прикатывают края насыпи. После этого продолжают уплотнение предельными проходами, перемещая проходы от края насыпи к ее оси с перекрытием каждого следа на 1/3-1/4ширины катка и с разворотом на насыпи в конце захватки.

Во время проходов вблизи бровки откоса каток не должен приближаться колесами к бровке присыпной части насыпи на расстояние ближе 0,5 м. Каждый последующий продольный проход катка по одному и тому же следу начинают после перекрытия предыдущими проходами всей ширины захватки.

5.3.4.Выбор способа перекрытия

Перекрытие русла реки при строительстве речного гидроузла является одним из сложных этапов работ в общей схеме пропуска строительных расходов. Выбор способа перекрытия должен осуществляться на основе технико-экономического сравнения вариантов. Наибольшее влияние на выбор способа перекрытия оказывают природные геологические и гидрологические условия в створе перекрытия. Сроки перекрытия русла приурочиваются к меженным периодам и устанавливаются в осенне-зимние месяцы. В качестве способа перекрытия реки для Солнечной гидроузла выбран пионерный способ. Перекрытие русла разбивается на следующие стадии: подготовительную, предварительного стеснения русла, перекрытия прорана и заключительную. На подготовительной стадии осуществляются работы по организации складов материалов, по устройству дорог (а при необходимости и мостов) от складов к створу перекрытия, по подготовке транспортных и погрузочных средств, по

устройству освещения района перекрытия, по организации гидрологической службы и другие работы, обеспечивающие успешное и своевременное перекрытие русла. Эти работы выполняются за 1—2 мес. до перекрытия прорана параллельно с основными работами по возведению сооружений в котловане 1-й очереди. Перекрытие прорана русла—наиболее ответственный момент во всем этапе перекрытия и, начинается с разборки перемычек 1-й очереди, затопления котлована и переключения части расхода из русла на водосбросные сооружения. При этом особое внимание уделяется тщательности разборки перемычек до проектных размеров. При недостаточной разборке перемычек общий перепад при перекрытии может значительно превышать основной расчетный перепад на сооружении, что усложняет перекрытие.

5.4. Производство бетонных работ

5.4.1. Выбор бетонного завода

Рассчитаем производительность бетонного завода $П_з$ по принятой средней интенсивности укладки бетона за теплый период года в первые три этапа строительства ГЭС, $J_{мес}$ =15000 м^3/мес

$$П_з = J_{мес} \cdot q_с / T_ч ,$$

где $T_ч$ – число расчетных часов работы бетонного завода в месяц при нормальном режиме работы. В климатической зоне Солнечной ГЭС можно принять $T_ч$ =420 час/мес; $q_с$ –расход бетонной смеси на 1 м^3 бетона в деле, равный по нормативам 1,02. Справочная информация здесь и далее взята из [4].

$$П_з = 15000 \cdot 1{,}02/ 430 = 35{,}6 \text{ м}^3/\text{час}.$$

Примем бетоносмесительную установку модели СБ-4 со следующими характеристиками:

Объем по загрузке - 1200 л
Количество бетоносмесителей типа СБ-100, гр – 2
Количество фракций – 4
Максимальная крупность заполнителя – 120 мм

Производительность одного бетоносмесителя можно определить по формуле

$$П_б = q_з \cdot K_з \cdot n_ц ,$$

где $q_з$ – объем одного замеса бетоносмесителя по загрузке; $K_з$ – коэффициент выхода бетонной смеси ≈ 0,68; $n_ц = 3600 / t_ц$ – число циклов в час

здесь $t_ц = t_{загр} + t_{пер} + t_{выгр} + t_{возвр}$.

На основе практического опыта можно принять:

$t_{загр}$ = 15 с; $t_{пер}$ = 110 с; $t_{выгр}$ = 25 с; $t_{возвр}$ = 15 с,

тогда $t_ц = 165$ с, а $n_ц = 3600/165 = 22$.

Таким образом, производительность одного бетоносмесителя равна:

$П_б = 1200 \cdot 10^{-3} \cdot 0{,}68 \cdot 22 = 18$ м^3/час.

Следовательно, бетонный завод СБ-4 с двумя бетоносмесителями СБ-100, гр, имея производительность 36 м^3/час, обеспечит требуемую интенсивность бетонирования 15000 м^3/мес на первых двух этапах строительства.

Проверим расчетную мощность бетонного завода на обеспечение максимальной месячной интенсивности ведения бетонных работ на 3 этапе строительства $J_{мес\ макс} = 30\ 000$ м^3/мес.

$J_{мес\ макс} = П_з \cdot T_{макс}$,

где $T_{макс}$ – максимальное число часов работы бетонного завода в месяц при форсированном режиме работы. По расчетам института «Гидропроект» $T_{макс} = 577$ час.

Таким образом, $J_{мес\ макс} = П_з \cdot T_{макс} = 36 \cdot 577 = 20772$ м^3.

Следовательно, для обеспечения принятой максимальной месячной интенсивности ведения бетонных работ $J_{мес\ макс} = 30\ 000$ м^3/мес к 4-му этапу строительства необходимо ввести в эксплуатацию еще один бетонный завод.

5.4.2. Схема возведения бетонных сооружений

Принимаем столбчатую разрезку тела плотины: ширина секции 13,5 м, длина столба 26 м.

Укладку бетонной смеси в тело плотины и в здание ГЭС проводим по следующей схеме:

- нижнюю часть плотины и подводную часть здания ГЭС возводят с применением специальных башенных кранов типа КБГС;
- в среднюю и верхнюю часть плотины бетонную смесь укладывают с применением кабель-крана.

5.4.3. Выбор бетоноукладочных кранов

Вначале установим техническую возможность использования крана определенного типа кранов КБГС.

Исходные данные для выбора крана:

Ширина плотины в нижней части – 78 м

Параметры блока бетонирования: ширина 13,5 м; длина 26 м

Условия доставки бетонной смеси – автосамосвалами

Тип бадьи – опрокидная бадья емкостью 3,2 м^3

Масса бадьи с бетоном – 9000 т

Высота бадьи – 4000 мм (5000 мм с траверсой).

Проведем расчеты для башенного крана КБГС-500ХЛ, имеющего следующие характеристики:

Наибольший вылет крюка – 40 м

Наименьший вылет крюка – 6,0 м

Грузоподъемность при наибольшем вылете – 12 т

Грузоподъемность при наименьшем вылете – 25 т

Высота подъема крюка – 45 м

Колея – 10 м.

Рассчитаем максимальную высоту нижней части плотины $H_{пл}$, бетонируемой с применением КБГС-500ХЛ.

$H_{пл} = H_к - H_г$; $H_г = h_1 + h_2 + h_3$,

где $H_к$ – высота подъема крюка; $H_г$ –условная высота груза; h_1 – высота грузозахватных устройств, принимаем 3 м; h_2 – высота бадьи; h_3 – запас по высоте по условиям охраны труда, принимаем 2,5 м.

$H_{пл} = 45 - (3+4+2.5) = 35,5$ м.

Таким образом, максимальная отметка бетонирования с применением КБГС составляет 681.0 + 35,5 = 716.5.

Проверяем достаточность вылета крюка крана

Рассмотрим вначале вариант размещения кранов КБГС-500ХЛ на поверхности земли по обе стороны от плотины.

Расстояние от грани плотины до середины подошвы плотины составляет 78/2 = 39 м; расстояние от оси подкранового пути до грани плотины равно сумме половины ширины колеи крана и допустимому приближению крана к откосу котлована: 10/2 + 4 = 9 м. Таким образом, расстояние от оси крана до середины блока бетонирования в среднем столбе составляет 39 + 9 =48 м.

Следовательно, при наибольшем вылете крюка 40 м < 49 м не будет обеспечена доставка бетонной смеси в блок бетонирования среднего столба плотины.

Принимаем решение изменить схему расположения кранов. Краны со стороны верхнего бьефа размещаем на поверхности земли, а краны со стороны нижнего бьефа устанавливаем на металлическую эстакаду, размещаемую во втором столбе. Дополнительное преимущество такой схемы размещения в том, что с использованием этих кранов можно будет проводить укладку бетона в тело плотины выше отметки 716.5, когда интенсивность бетонирования будет наибольшей.

Проверяем достаточность грузоподъемности крана КБГС-500ХЛ

Требуемая грузоподъемность крана $Q_к$ должна быть больше наибольшей массы груза $Q_г$ с учетом коэффициента, учитывающего массу грузозахватных устройств и возможное отклонение массы транспортируемого элемента от проектной $K_н = 1,08 \div 1,12$,

$Q_к \geq Q_г \cdot K_н \cdot K_н$,

Грузоподъемность крана КБГС при наибольшем вылете 12 т больше, чем $9 \cdot 1{,}1 = 9{,}9$ т, т.е. требование по грузоподъемности выполнено.

Определение производительности крана

Техническую производительность крана КБГС-500ХЛ определим по формуле:

$$П^{тех} = Q_к \cdot K_з \cdot n_ц ,$$

где $Q_к$ – грузоподъемность крана; $K_з = Q_г/Q_к$ – коэффициент использования грузоподъемности крана; $Q_г$ – фактическая масса транспортируемого груза за один цикл; $n_ц = 3600/t_ц$ – количество циклов в час; $t_ц$ – время одного цикла

$$t_ц = t_з + (t_{пл} + t_{пв} + t_т + t_о)K_c + t_р + (t_{пл}' + t_{пв}' + t_т' + t_о')\, K_c' + t_м ,$$

где $t_з$ – время загрузки бадьи; $t_{пл}$ – время подъема бадьи до уровня переноса; $t_{пв}$ – время поворота стрелы крана; $t_т$ – время перемещения грузовой тележки по стреле крана; $t_о$ – время опускания бадьи до уровня разгрузки; $t_р$ – время разгрузки бадьи; $t_{пл}'$, $t_{пв}'$, $t_т'$, $t_о'$ те же времена при пустой бадье; $t_м$ – время маневрирования крана при установке бадьи под загрузку; K_c и K_c' - коэффициенты совмещения операций в груженом состоянии и в порожнем.

Исходя из опыта строительства, примем следующие значения:

$t_з = 40$ с; $t_{пл} = 30$ с; $t_{пв} = 20$ с; $t_т = 25$ с; $t_о = 25$ с; $t_р = 15$ с; $t_{пл}' = 30$ с; $t_{пв}' = 20$ с; $t_т' = 25$ с; $t_о' = 25$ с; $t_м = 10$ с; $K_c = 1{,}1$; $K_c' = 1{,}1$.

Тогда

$t_ц = 190+(90+50+80+110)1.1+180 +(80+30+60+100)1{,}1+ 220 = 1250$ с,

$n_ц = 3600/1250 = 3$ цикла/час, а техническая производительность крана равна

$П^т = 9{,}9 \cdot 3 = 29{,}7$ т/час

Эксплуатационная часовая производительность крана равна:

$П^э = П^т \cdot K_в$,

где $K_в$ – коэффициент использования внутрисменного рабочего времени 0,85.

$П^э = 29{,}7 \cdot 0{,}85 = 25{,}2$ т/час.

Эксплуатационная месячная производительность крана равна:

$П_{мес} = П^э \cdot T_ч \cdot T_{см}$,

где $T_ч$ - расчетное число рабочих часов в смене; $T_{см}$ - расчетное число рабочих смен в месяце.

Принимаем $T_ч = 6$ час, а $T_{см} = 62$ смены

$П_{мес} = 25{,}2 \cdot 6 \cdot 60 = 9072$ т/мес.

Расчетное количество кранов для укладки бетона

$N_{кр} = J_{мес} \cdot \rho_{бет}/ П_{мес} = 15000 \cdot 2{,}4/ 9072 = 4$ крана.

Размещаем по два крана КБГС-500ХЛ со стороны верхнего и нижнего бьефа.

6. Оценка объемов реализации электроэнергии и затрат

6.1. Оценка объемов реализации электроэнергии

Реализация электроэнергии потребителям – естественное продолжение процесса производства электрической энергии. Функционирование действующей энергосистемы Российской Федерации основано на сочетании технологической и коммерческой инфраструктуры, а также взаимодействующих между собой в конкурентной среде организаций, осуществляющих выработку и реализацию электроэнергии и действующих под строгим государственным контролем.

Реализация электроэнергии абоненту должна осуществляться в рамках договора энергоснабжения, заключенного между абонентом и энергоснабжающей организацией. Организация при этом обязуется подавать абоненту энергию посредством присоединенной сети, а абонент – оплачивать энергию, соблюдать установленный договором режим потребления и обеспечивать безопасную эксплуатацию находящихся в его ведении электрических сетей и оборудования.

Особенности процесса реализации электроэнергии определяются спецификой электроэнергии как товара. Во-первых, процессы производства и потребления электроэнергии совпадают во времени, при этом объемы выработанной и потреблённой электроэнергии в любой отдельно взятый момент времени равны. Возможность запасания электроэнергии в достаточных количествах отсутствует, и если на других товарных рынках нарушение баланса между производством и потреблением может быть устранено за счет использования складских запасов или (иногда) товаров-заменителей, то рынок электроэнергии может нормально функционировать только при стабильной сбалансированности производства и потребления. Во-вторых, реализация электроэнергии может осуществляться только при наличии у абонента энергопринимающего устройства, отвечающего установленным техническим требованиям и присоединенного к сетям энергоснабжающей организации, а также при обеспечении учета потребляемой энергии. При этом на уровне потребления отсутствует возможность определить, кто произвёл использованную энергию.

Рынок электроэнергии – один из самых технологически сложных рынков. Электроэнергия – уникальный товар, основной особенностью которого является невозможность его накопления и хранения, именно поэтому функционирование любой энергосистемы возможно лишь при условии постоянно поддерживающегося баланса спроса и предложения.

На оптовом рынке торгуются два товара – электроэнергия и мощность. Плата за мощность покрывает постоянные расходы генерирующей компании на поддержание оборудования в готовности выработать необходимый объем электроэнергии по первому требованию покупателя.

Укрупненный план выполнения работ по проекту строительство Солнечной ГЭС на реке большой Енисей представлен в календарном графике в приложении А.

Таблица 6.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии, млн. руб.

Наименование	2020	2021	2022
Установленная мощность, МВт	1040	1040	1040
Число часов работы с установленной мощностью, час	4192,00	4192,00	4192,00
Выработка электроэнергии, МВт·ч	4360000	4360000	4360000
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	43600	43600	43600
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	4316400	4316400	4316400
Тариф на электроэнергию, руб/МВт·ч	3659,58	5495,43	8501,45
Выручка от реализации электроэнергии, млн. руб	15796,21	23720,47	36695,66
НДС к выручке, млн. руб	2843,3	4269,7	6605,2

График выручки от реализации электроэнергии за весь период действия проекта представлен на рисунке 6.1.

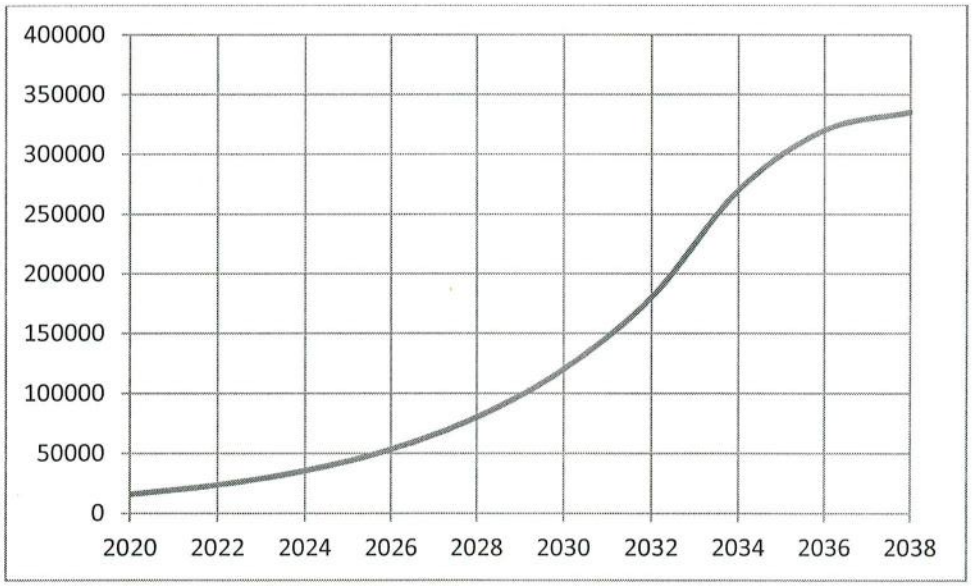


Рисунок 6.1 – Выручка от реализации электроэнергии, млн.руб.

Из графика можно сделать вывод, что выручка растет, это обусловлено ростом тарифов на электроэнергию. Выручка от реализации электроэнергии за весь период проекта представлена в приложении Б.

6.2. Текущие расходы на производство электроэнергии

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 и создания продукции, работ или услуг.

Текущие расходы включают в себя:

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

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

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств м незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости) – 0,021%

Эксплуатационные расходы для новых объектов (оплата труда, производственные затраты, уменьшающие налогооблагаемую базу, прочие расходы, не уменьшающие налогооблагаемую базу) определяются в ценах 2016 г. в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Таблица 6.2 — Эксплуатационные расходы гидроузла

руб.

Наименование	Ставка	Величина
Расходы на оплату труда	102,9 тыс. руб/МВт	33,25274
Прочие		
Итого по ГЭС	159,3 тыс. руб/МВт	51281400,86
		84406674,86

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из стоимости активов.

Таблица 6.3 – Удельные значения расходов на ремонт оборудования

%

Этапы проекта	Величина
От 1 до 5 лет	0,06
От 6 до 15 лет	0,08
От 16 до 25 лет	0,010
Свыше 25 лет	0,014

Формирование текущих расходов выполнено на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2016– 2041 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 08.02.2016 г. №92) с учетом реализованной электроэнергии.

Таблица 6.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций, руб.

Наименование	Ставка, руб. /МВт	Величина
ОАО "СО — ЕЭС"	107,81	34705887,17
НП АТС (администратор торговой системы)	1,107	3078851,66
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,31	862189,71
Итого		38646928,54

Налог на воду в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки большой Енисей составляет 4,8 за 1 тыс. кВт·ч электроэнергии.

Текущие затраты по гидроузлу с 2021 по 2022 год приведены в (таблице 6.5).

Таблица 6.5 – Текущие затраты по гидроузлу, руб.

Наименование	2020	2021	2022
Амортизационные отчисления	951438606,40	949602448,21	1944319962,34
Расходы на страхование	1053209970,35	10422554999,3	1031354397,74
Эксплуатационные расходы	272698488,00	272698488,00	272698488,00
Расходы на ремонт производственных фондов	6582256231,47	651409687,06	644596498,59
Расходы на услуги регулирующих компаний	124859308,60	124859307,60	124859307,60
Налог на воду	123102720,00	123102720,00	123102720,00
Итого	3183565324,82	316392815017	3140931374,26

Структура текущих затрат показана на рисунке 6.2.

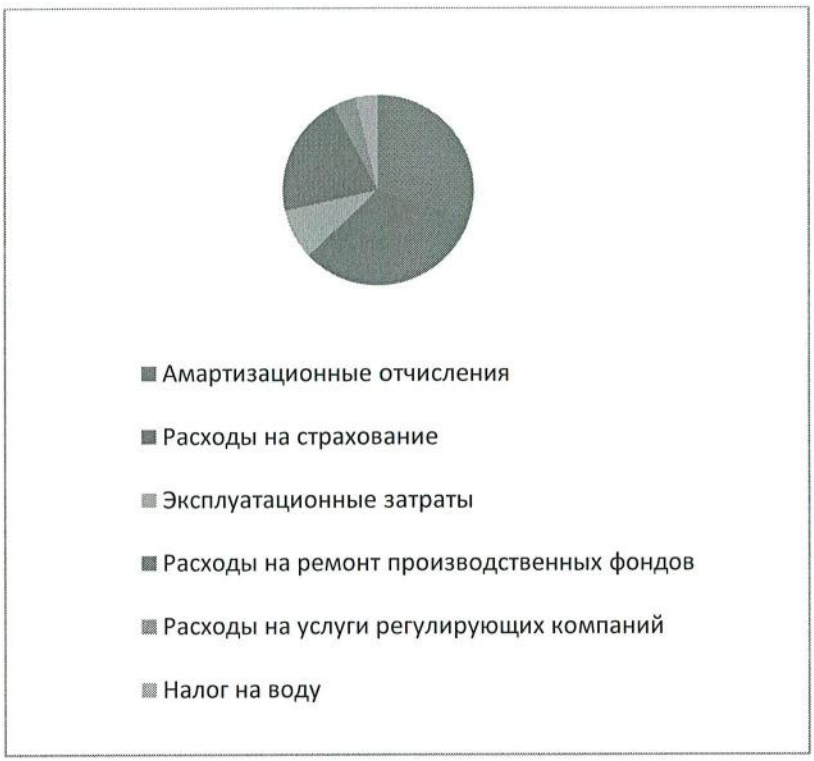


Рис. 6.2 – Структура текущих затрат, %

6.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ. При возведении ГЭС имеется возможность введения льготного периода, что существенно улучшает показатели эффективности ГЭС.

В рассматриваемом проекте следует учесть следующие виды налогов:

- ✓ Налог на прибыль – 20% от налогооблагаемой прибыли;
- ✓ НДС – 18% от добавленной стоимости;
- ✓ Взносы в социальные фонды – 34% от фонда оплаты труда;
- ✓ Налог на имущество – 2,2% от стоимости имущества
- ✓ Налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – в соответствии с бассейном реки, озера, моря.
- ✓ Налог на воду входит в текущие затраты.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за 2019 – 2021 годы представлены в таблице 1.6.

Таблица 6.6 – Налоговые расходы, млн. руб.

Налоги	2020	2021	2022
Налог на прибыль	1231,16	1999,62	3361,96

Продолжение таблице 6.6

НДС	1081,84	1856,40	3082,12
Взносы в социальные фонды	33,00	33,00	33,00
Налог на имущество	19,75	19,54	19,34

Структура налоговых платежей показана на (рисунок. 6.3).

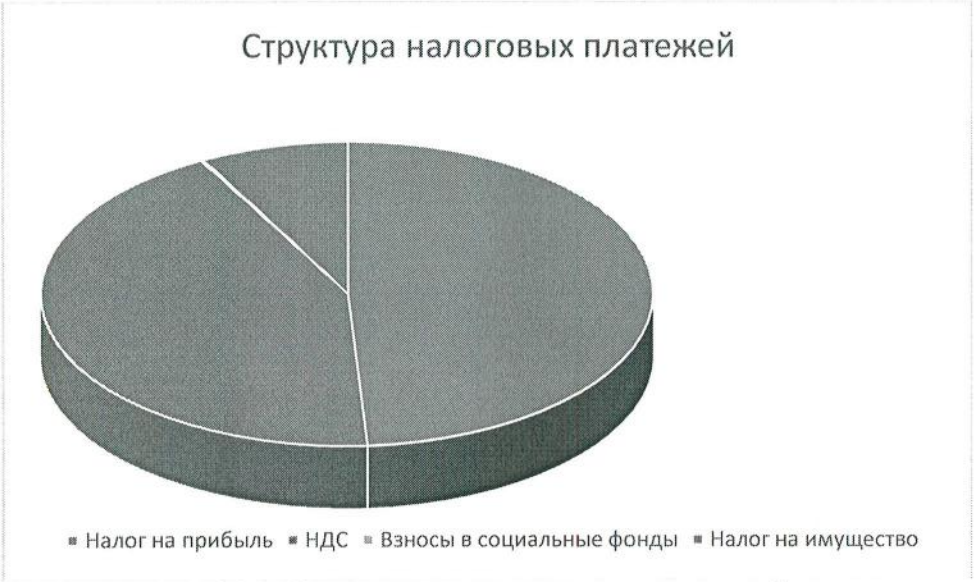


Рисунок. 6.3 - Структура налоговых платежей

6.4 Оценка суммы прибыли

Прибыль – это совокупный доход от деятельности компании или предприятия за вычетом совокупных издержек. В широком смысле прибыль определяют как разницу между полученной финансовой выгодой (выручка от реализации производимых товаров или услуг) и понесенными затратами (приобретение, производство, сбыт и доставка товаров и услуг).

Прибыль является самым важным показателем, который характеризует эффективность производства и качество производимой продукции.

От того, насколько правильно на предприятии оценили спрос на продукцию, определили товарную номенклатуру, объемы производства, ценовую политику, сегменты рынка реализации продукции, зависят финансовые результаты деятельности предприятия.

Доходы предприятия формируются как доходы от реализации товаров (работ, услуг) и имущественных прав (доходы от реализации) и прочие доходы.

Формой отражения основной производственной деятельности Солнечной ГЭС является отчет о прибыли и убытках.

Таблица 6.7 – Скорректированная сумма прибыли в первые годы эксплуатации, млн. руб.

Наименование	2020	2021	2022
Выручка (нетто)	28859,49	43393, 19	67181, 30
Текущие расходы	3183,56	3163, 92	3140, 93
EBIT (прибыль до налогообложения)	25675,93	40229, 26	64 040, 37
Сумма налога на прибыль	5135,18	8 045,85	12808, 07
NOPAT (чистая прибыль)	20540,74	32183,41	51 232, 29

Динамика суммы чистой прибыли показана на рис.6.4.

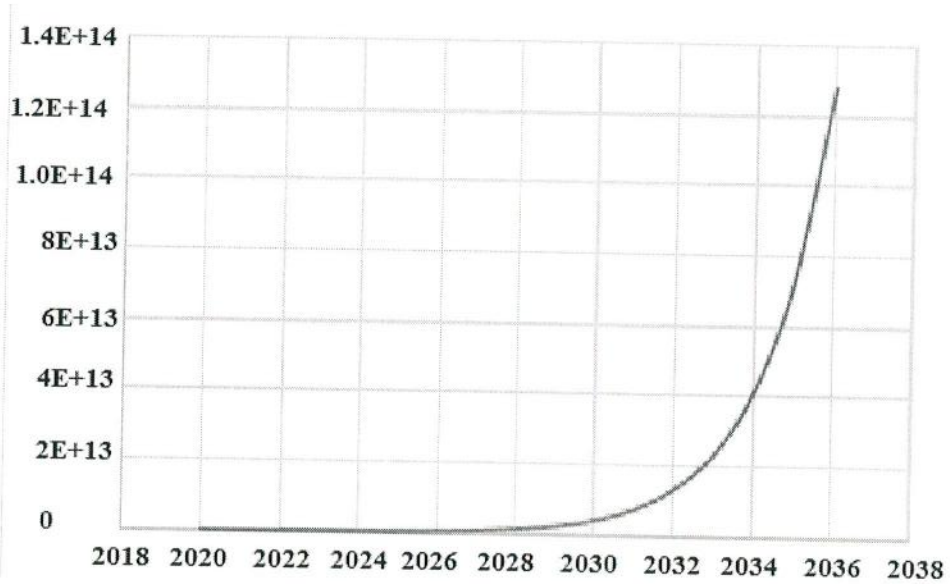


Рис. 6.4 – Сумма чистой прибыли, млн. руб.

6.5 Оценка инвестиционного проекта

6.5.1 Методология и исходные данные оценки инвестиционного проекта

Данный раздел выполнен в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес – планов в электроэнергетике»,

разработке инвестиционных проектов и бизнес – планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008 г. №155 и Главгосэкспретизой России от 26.05.99 г. №24-16-1/20-113.

в) Едиными сценарными условиями ОАО «РусГидро» на 2016-2041 гг.

Расчеты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert 7.53 фирмы «ExpertSystems». Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования для Солнечной ГЭС на реке большой Енисей мощностью 1040 МВт составляет 25 лет, в т.ч. 5 лет до пуска агрегата и 20 лет в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- используемая при оценке эффективности финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке на первый квартал 2016 года.

Предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

В расчетах под доходами понимается выручка от реализации электроэнергии станции.

В расчетах общественной эффективности под расходами понимались все затраты, необходимые для реализации инвестиционного проекта строительства Солнечной ГЭС на реке большой Енисей мощностью 1040 МВт, в расчетах коммерческой эффективности - затраты участников, реализующих инвестиционный проект строительства Солнечной ГЭС на реке Б. Енисей мощностью 434 МВт.

Использование электроэнергии Солнечной ГЭС на реке большой Енисей мощностью 1040 МВт в ОЭС Востока определено на основании покрытия перспективных уровней электропотребления 2020 - 2022 годов.

Рост тарифа на электроэнергию для Дальневосточного федерального округа принят в соответствии с ЕСУ, разработанными ОАО «РусГидро».

Для определения влияния результатов осуществления проекта на бюджет рассчитаны суммы поступлений в федеральный и региональный бюджеты.

6.5.2 Показатели коммерческой эффективности проекта

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта строительство Солнечной ГЭС на реке большой Енисей сводится к определению показателей эффективности инвестиций: ставка дисконтирования, период окупаемости, дисконтированный период окупаемости, средняя норма рентабельности, чистый приведенный доход, индекс прибыльности, внутренняя норма рентабельности, модифицированная внутренняя норма рентабельности.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии Солнечной ГЭС на реке большой Енисей мощностью 1040 МВт.

Под расходами понимаются собственные средства ОАО «РусГидро», реализующего инвестиционный проект строительства Солнечной ГЭС на реке большой Енисей мощностью 1040 МВт.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в (таблице 6.8).

Таблица 6.8 – Показатели эффективности инвестиций

Показатель	Рубли
Ставка дисконтирования, %	13,70
Период окупаемости – PB, мес.	198
Дисконтированный период окупаемости – DPB, мес.	150
Средняя норма рентабельности – ARR, %	28,61
Чистый приведенный доход – NPV, млн	447629083428,55
Индекс прибыльности – PI	4,62
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	57,77
Модифицированная внутренняя норма рентабельности – MIRR, %	21,77
Себестоимость, руб./кВт*ч	0,16
Удельные капиталовложения, руб./мВт	48421,36

6.6 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального бюджетов. Показатели бюджетнойэффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств.

К притокам бюджетных средств относится:

- притоки от налогов, установленных действующим законодательством. Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в (таблице 6.9).

Таблица 6.9– Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Годы	2020	2021	2022
Налоговые поступления, млн. руб.	7117,431	9896,026	25262,046
В федеральный бюджет, млн. руб.	5099,793	7899,319	2328,620
В региональный бюджет, млн. руб.	2017,44	1996,51	1975,64

Показатели налоговых поступлений в бюджет представлены на рисунке 6.5.

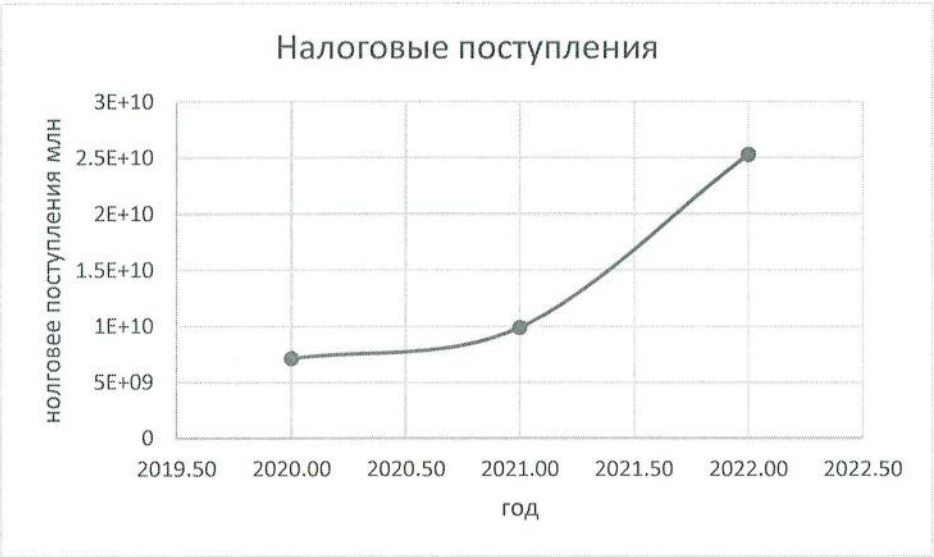


Рисунок 5.1 – Налоговые поступления в бюджет, млн. руб.

6.7 Анализ чувствительности

Инвестиции– это капитальные вложения, средства или затраты, которые используются для развития и расширения производства, тем самым принося выгоду, пользу или прибыль в конечном счете. 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.

Типы риска инвестиционного проекта:

- рыночные - неопределенность объемов реализации электроэнергии;
- капитальные - возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменения затрат в строительство;
- операционные - неопределенность хода проекта в его продуктивный период;
- правовые (политический, юридический, суверенный) возможность изменения правовой среды, в которой осуществляется бизнес;
- финансовые (процентный, валютный) - неопределенность обменных и процентных ставок на финансовых рынках.

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски. Им уделено особое внимание. Соответствующие основные параметры финансовой модели перечисленным рискам приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметры финансовой модели
Рыночный	Объем продаж
Капитальный	Капитальные затраты
Операционный	Операционные расходы

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

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

- стоимость строительства по проект;
- цены электроэнергии;
- ставки дисконтирования;
- иных существенных параметров (налоговых выплат, уровня инфляции и др.);

Пределы изменения рассматриваемых факторов определились экспертно.

Увеличение стоимости строительства, увеличение ставки дисконтирования увеличивают величину тарифа. При увеличении объема реализации выработки электроэнергии тариф уменьшается.

Таблица 4.2 – Изменение эффективности проекта (PI)от различных факторов

Фактор	Изменение фактора, %				
	-20	-10	0	20	10
Ставки налогов	1,54	1,49	1,44	1,4	1,35
Объем инвестиций	605,04	605,04	605,04	605,04	605,04
Цена сбыта	386,6	435,17	481,8	532,47	581,15

По данным графикам видно, что рост объемов инвестиций, ставки налогов и зарплаты персонала снижает эффективность проекта. Изменение цены сбыта прямо влияет на эффективность проекта.

Ставка дисконтирования – это процентная ставка, используемая для пересчёта будущих потоков доходов в единую величину текущей стоимости. Ставка дисконтирования применяется при расчёте дисконтированной стоимости будущих денежных потоков .Влияние изменения эффективности проекта в зависимости от ставки дисконтирования представлено в (таблице 4.3).

Таблица 4.3 –Влияние изменения эффективности проекта в зависимости от ставки дисконтирования

Фактор	Изменение фактора, %					
	0	10	20	30	40	50
Ставка дисконтирования, руб.	5732,07	908,88	175,28	40,35	11	3,56

Данные таблицы 4.3 представлены на рисунке 4.5.

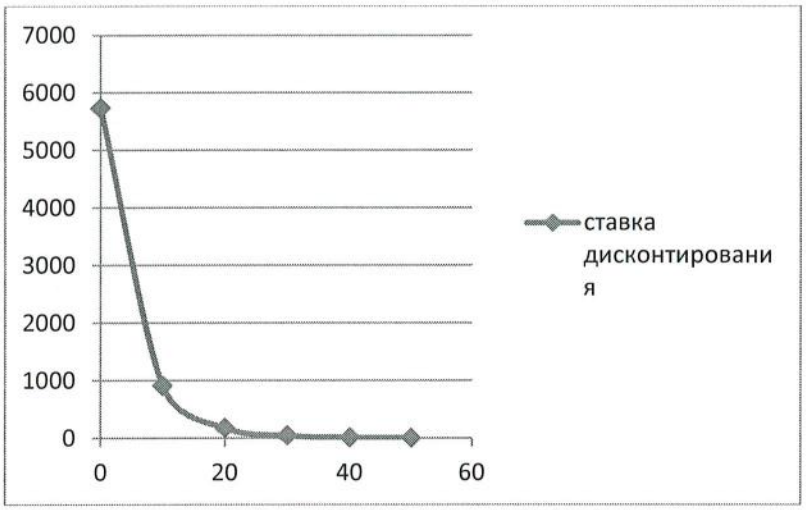


Рисунок 4.5 – Изменение PIв зависимости от изменения ставки дисконтирования

Эффективность проекта в целом оценивается для того, чтобы определить потенциальную привлекательность проекта, целесообразность его принятия возможными участниками. Она показывает объективную приемлемость инвестиционного проекта с точки зрения экономической эффективности вне зависимости от финансовых возможностей его участников.

Проект Солнечной ГЭС на реке большой Енисей установленной мощностью 1040 МВт экономически оправдан.

Индекс прибыльности (PI)проекта составляет 4,62, что выше 1, это показывает экономическую эффективность проекта.

Период окупаемости 150 месяцев.

Чистый приведенный доход составляет NPV = 447629083428,55 руб.

Себестоимость электроэнергии составляет – 0,16

Удельные капиталовложения составляют – 48421,36

7 Мероприятия по охране окружающей среды

7.1 Животный мир в районе строительства

Животный мир в районе строительства представлен 250 видами птиц, 15 видами рыб, в том числе хариус елец, окунь. К редким видам животных, включённых в Красную книгу России, относятся: аборигенная популяция азиатского речного бобра, красный волк; из птиц –черный аист, скопа, беркут, орлан –белохвост, сапсан. Таким образом, с начала проведения строительных работ и в течение всего периода эксплуатации станции необходимо выполнять мониторинг численности популяций краснокнижных видов для определения воздействия строительства ГЭС на краснокнижные виды животных. При определении факта воздействия необходимо оценить ущерб для разработки компенсационных мероприятий, а также разработать мероприятия по его минимизации.

7.2 Период строительства

В период строительства будут проводиться следующие работы:

- подготовка ложа водохранилища;
- отсыпка каменно-земляных перемычек для котлована;
- осушка котлована;
- работы по выемке мягкого и скального грунта;
- укладка бетонной смеси;
- подготовка скального основания и его цементация;
- строительство основных сооружений.

Мероприятия по подготовке ложа водохранилища регламентированы санитарными правилами СП от 01.07.1985№ 3907-85 “Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилища”, в соответствии с которыми требуется выполнение следующих мероприятий:

- мероприятия по санитарной подготовке территории затопления;
- мероприятия по санитарной охране водных объектов в зоне влияния водохранилища.

В связи с тем, что зона затопления не требует выноса жилой застройки, мероприятия по санитарной очистке зоны жилой застройки не требуются. В зоне затопления присутствует древесная и кустарниковая растительность, поэтому необходимо проведение мероприятий по лесосводке. Очистке от древесной и кустарниковой растительности подлежит территория сработки водохранилища от НПУ(∇НПУ = 785 м) до максимальной сработки (∇УМО = 766,77) плюс 2 м ниже с оставлением пней не выше 50 см.

Создание водохранилища влечет за собой, как правило, необходимость в переселении жителей из зоны затопления. В связи с тем, что в зону затопления водохранилища попадает с. Севи, необходимо выполнить следующие мероприятия:

- Оказание жителям с.Севи информационного, организационного и финансового содействия, в том числе выплата компенсаций. (Правила компенсации предусматривают 4 вида денежного возмещения: компенсацию переезда, расходы по провозу имущества, суточные, расходы по обустройству на новом месте жительства).

- На территории с.Севи подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

- Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

- Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки и передается специализированной организации в целях дальнейшей переплавки.

- Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

- Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

- Кладбища, расположенные в пределах затопления, подлежат обязательному переносу.

- Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

- Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

В 14 км ниже по течению от створа проектируемой Солнечной ГЭС находится село Сушь, село Уюк находится на расстоянии 24 км. В соответствии с п.2.3.2 СанПиН 2.1.4.1110-02 “Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения” площадка Солнечной ГЭС попадает во второй пояс зоны санитарной охраны источника питьевого водоснабжения п. Сушь. Режим использования зон санитарной охраны источников питьевого водоснабжения п. Сушь регламентируется СанПиН 2.1.4.1110-02:

- все работы, в том числе добыча гравия, донноуглубительные, в пределах акватории зоны санитарной охраны допускаются по согласованию с центром государственного санитарно-эпидемилогического надзора лишь при обосновании гидрологическими расчетами отсутствия ухудшения качества воды в створе водозабора;

- в границах второго пояса ЗСО запрещается сброс промышленных и ливневых сточных вод, содержание в которых химических веществ и микроорганизмов превышает установленные санитарными правилами гигиенические нормативы качества воды.

В период строительства будут оказываться следующие воздействия на окружающую среду:
- выбросы в атмосферу от строительной и автотранспортной техники;
- выбросы в атмосферу взвешенных веществ (пыли) при разработке площадки строительства во время полезной выемки грунта, взрывных работ и т.д. ;
-сброс ливневых сточных вод с площадки строительства;
-образование отходов при производстве строительных работ.

Отходы, образующиеся при строительстве:

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме рассчитываются по формуле:

$$M = N \cdot \frac{q}{100}\rho = 2000000 \cdot \frac{1{,}8 \cdot 2{,}5}{100} = 90000, \text{ т} \qquad (7.1)$$

где объем бетонных работ (N)=2000000м^3,
удельный норматив образования (q)= 1,8% ,
плотность бетона(ρ) =2,5т/м^3,

$M = 90000$ т

7.3. Период эксплуатации

В период эксплуатации будут оказываться следующие виды воздействия на окружающую среду:
-выбросы в атмосферу при проведении ремонтных работ на оборудовании: сварка, резка металлов, окрасочные работы;
-сброс ливневых сточных вод с промышленной площадки ГЭС;
-сброс сточных вод, загрязненных нефтепродуктами (маслами), с крышек турбин;
-образование отходов при выполнении ремонтных работ на оборудовании, при ремонте промышленных зданий и сооружений.
-образование отходов при эксплуатации технологического оборудования, промышленных зданий и сооружений

-при административно-хозяйственной деятельности эксплуатирующего персонала и делопроизводстве.

При эксплуатации маслонаполненного гидросилового и электротехнического оборудования образуются отходы масел: турбинное, трансформаторное, компрессорное, гидравлическое. Отходы масел хранятся в специализированных цистернах и передаются на обезвреживание специализированным организациям на переработку.

Лом черных и цветных металлов, образующийся при ремонтных работах, передается специалированным организациям, имеющим лицензию на заготовку черных и цветных металлов, в целях дальнейшей переплавки, так как черные и цветные металлы являются вторичными ресурсами.

Отходы 4-5 классов опасности, не подлежащие переработке, вывозятся на захоронение на специализированные полигоны.

Согласно статьи 65 Водного кодекса РФ от 03.06.2006 № 74-ФЗ размер водоохраной зоны р.Большой Енисей составляет 200 м. В соответствии с режимом охраны водоохранных зон при эксплуатации станции требуется выполнение мероприятий по соблюдению режима использования водоохранных зон.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в период эксплуатации ГЭС приведены в таблице 7.1:

Таблица 7.1- Основные мероприятия по охране окружающей

№	Мероприятия	Срок исполнения
	1.Организационные	
1.1	Разработка, согласование и утверждение проекта нормативов допустимого сброса веществ и микроорганизмов (НДС) в р.Большой Енисей	1 раз в 5 лет
1.2	Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты	1 раз в 5 лет
1.3	Разработка и утверждение проекта нормативов предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (ПДВ)	1 раз в 5 лет
1.4	Разработка проекта нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНОЛР)	1 раз в 5 лет
1.5	Организация и проведение производственного экологического контроля	Постоянно
1.6	Разработка и осуществление водоодоохранных мероприятий	Ежегодно
1.7	2.Технологические	

Продолжении таблица 7.1

1.8	Оборудование маслохозяйства маслоочистительной установкой	При проведении реконструкции
	2.Санитарно-технические	
2.1	Организация контроля за соблюдением природоохранных нормативов	Постоянно
2.2	Соблюдение режима хозяйствования в водоохраной зоне реки Большой Енисей	Постоянно

8 База данных информационно-диагностической системы на примере проектируемой ГЭС

8.1 Основные положения по безопасности ГТС

Гидротехнические сооружения являются в высшей степени социально ответственными объектами, аварии на которых могут привести к весьма тяжелым последствиям. В связи с этим одной из основных задач при эксплуатации ГТС является обеспечение их безопасности. В соответствии с Федеральным законом № 117 «О безопасности гидротехнических сооружений» **Собственник гидротехнического сооружения и (или) эксплуатирующая организация несет ответственность за безопасность гидротехнического сооружения.**

Собственник гидротехнического сооружения и (или) эксплуатирующая организация обязаны:

- обеспечивать соблюдение обязательных требований при строительстве, капитальном ремонте, эксплуатации, реконструкции, консервации и ликвидации гидротехнических сооружений, а также их техническое обслуживание, эксплуатационный контроль и текущий ремонт;
- обеспечивать контроль (мониторинг) за показателями состояния гидротехнического сооружения, природных и техногенных воздействий и на основании полученных данных осуществлять оценку безопасности гидротехнического сооружения и анализ причин ее снижения;
- обеспечивать разработку и своевременное уточнение критериев безопасности гидротехнического сооружения, а также правил его эксплуатации;
- развивать системы контроля за состоянием гидротехнического сооружения;
- систематически анализировать причины снижения безопасности гидротехнического сооружения и своевременно осуществлять разработку и реализацию мер по обеспечению технически исправного состояния гидротехнического сооружения и его безопасности, а также по предотвращению аварии гидротехнического сооружения;
- обеспечивать проведение регулярных обследований гидротехнического сооружения;
- создавать финансовые и материальные резервы, предназначенные для ликвидации аварии гидротехнического сооружения, в порядке, установленном Правительством Российской Федерации;
- обеспечивать соответствующую нормам и правилам квалификацию работников эксплуатирующей организации;

- поддерживать в постоянной готовности локальные системы оповещения о чрезвычайных ситуациях на гидротехнических сооружениях.

Для обеспечения безопасности ГТС уже на стадии их строительства проводится мониторинг их состояния. На рис. 8.1 приведена принципиальная схема организации мониторинга состояния ГТС.

Рисунок 8.1 - Состав технической системы мониторинга ГТС

8.2 Организация и состав наблюдений

На каждой эксплуатируемой бетонной плотине должны проводиться наблюдения, позволяющие оперативно следить за безопасностью гидроузла. Состав и объем наблюдений определяются указаниями проекта, нормативными документами в зависимости от класса сооружения, геолого-структурных особенностей основания, экологической ситуации и т.д.

Особенностями работы гравитационной плотины Солнечной ГЭС в широком створе являются:

плоское напряженное состояние;

невысокий уровень сжатия от расчетных нагрузок (за исключением температурных напряжений в зоне действия высоких температурных градиентов);

возможность раскрытия контактного шва под напорной гранью;

сезонная немонолитность рабочего профиля, связанная с температурным раскрытием строительных горизонтальных и межстолбчатых швов, выклинивающихся на низовую грань;

существенное различие в напряженном и деформированном состоянии различного вида секций (водосливных, станционных и глухих);

влияние некачественно омоноличенных столбов и трещин строительного периода на работу плотины во время эксплуатации;

наибольшая чувствительность к температурному режиму бычков временных донных отверстий.

В таблице 8.1 приведены контролируемые показатели состояния ГТС I-го класса Солнечной ГЭС.

Таблица 8.1 - Перечень контролируемых показателей состояния ГТС Солнечной ГЭС

Контролируемые показатели	
Бетонные сооружения	
Общие перемещения:	
осадка подошвы	+
плановые перемещения сооружения	+
наклон контрольных секций	+
фильтрация в основании и в теле сооружений	+
температурный режим бетонной плотины	+
напряженно-деформированное состояние тела плотины	
деформации основания в пределах активной зоны	+
смещения (осадки и горизонтальные смещения) отдельных точек основания (особенно на контактах слоев, существенно отличающихся по прочности и деформируемый)	+
кинематические показатели плотины при динамических воздействиях	+
оползневые явления в береговых примыканиях (в верхнем и нижнем бьефах)	+

Программа наблюдений разрабатывается для строительного и эксплуатационного периодов. В таблице 8.2 приведен состав натурных наблюдений и их периодичность для проектируемой Солнечной ГЭС.

Общие требования к выполнению контрольных наблюдений и обследований гидротехнических сооружений.

При проведении натурных наблюдений необходимо обеспечивать:

ежедневную регистрацию уровней верхнего и нижнего бьефов и среднесуточной температуры воздуха в створе гидроузла;

осуществление в одни и те же календарные сроки наблюдений за параметрами, связанными между собой причинно-следственными зависимостями, соответствие частоты инструментальных наблюдений установленной наблюдениями скорости изменения измеряемых величин;

проведение визуальных осмотров сооружений по графику, учитывающему сезонность проявления и изменения наблюдаемых процессов, специфику поведения конкретного сооружения (появление трещин, выход воды на низовую грань, образование наледей, зарастание откосов грунтовых плотин растительностью, воздействие атмосферных осадков и др.).

В связи с тем, что Солнечная ГЭС расположена в сейсмически опасном районе, на ней организованы следующие виды специальных наблюдений и испытаний:

сейсмометрический мониторинг - инженерно-сейсмометрические наблюдения за работой сооружений и береговых примыканий;

сейсмологический мониторинг -инженерно-сейсмологические наблюдения в зоне ложа водохранилища вблизи створа сооружений и на прилегающих территориях.

Таблица 8.2 - Состав натурных наблюдений за бетонной плотиной Солнечной ГЭС

Внешние воздействия и наблюдения	Виды измерений (наблюдений)	Способы и средства измерений	Рекомендуемая периодичность	Контролируемые показатели
1. Нагрузки и внешние воздействия на сооружение	Общие гидрометеорологические	Водомерные рейки, лазерные уровнемеры	Ежедневно	Уровни воды в ВБ, НБ
		Термометры метеорологические	Ежедневно в одно время	Температура воздуха в створе ГЭС
		Термометры родниковые, дистанционные	Ежедневно у поверхности, по глубине водохранилища 1 раз в месяц	Температура воды водохранилища и НБ
	Промеры глубин водохранилища и нижнего бьефа	Эхолот	1 раз в 5 лет	Высота отложения наносов
2. Деформирование плотины и массивов, ее вмещающих (общие деформации плотины и основания)	Геодезические	Нивелирование (геометрическое, тригонометрическое, гидростатическое)	2 раза в год; 1 раз в квартал	Планово-высотные перемещения геодезических знаков; наклоны плотины
		Прямые и обратные отвесы	2 раза в сутки	Относительные горизонтальные смещения характерных точек плотины и скального основания
		Створные измерения	1 раз в квартал	Абсолютные горизонтальные перемещения характерных точек плотины
		Триангуляция (многократная засечка)	2 раза в год	
		Поверхностные щелемеры	3-4 раза в год	Раскрытие швов в галереях и на гребне плотины
	Телеметрические	Струнные деформометры	1-2 раза в неделю	Деформации (напряжения в бетоне)
3. Температурное поле тела плотины	Телеметрические	Струнные термометры	1-2 раза в неделю	Температура бетона
4. Фильтрация через тело плотины и в основании	Фильтрационный контроль	Расходомеры	1-2 раза в неделю	Фильтрационные расходы
		Пьезометры	1-2 раза в неделю	Пьезометрические напоры

Продолжений таблица 8.2

5. Вибрация плотины	Инженерно-сейсмометрические наблюдения	Автоматизированная сейсмометрическая система	Непрерывно	Кинематические показатели реакции плотины на динамические воздействия
6. Видимые нарушения	Визуальные	Выявление трещин, местных деформаций	1 раз в год	Инвентаризация трещин

При размещении датчиков в плотине Солнечной ГЭС руководствовались следующими правилами:

а) решать поставленные задачи с помощью обоснованного минимума датчиков, используя по возможности одни и те же датчики для различных целей (стройконтроля, мониторинга ГТС, решение научных и технических задач);

б) датчики следует размещать в одном или нескольких характерных сечениях (вертикальных или горизонтальных) сооружения, именуемых измерительными; в сечениях датчики располагаются вдоль измерительных створов, включающих несколько измерительных точек;

в) количество измерительных створов по высоте измерительного сечения должно быть порядка 3-5;

г) измерительные створы должны, как правило, совпадать с расчетными сечениями;

д) количество точек в измерительном створе должно быть не менее 3-5, между крайними точками створа промежуточные точки следует располагать примерно на одинаковых расстояниях;

е) для получения представительной и достоверной информации необходимо:

- располагать измерительные точки вне зон местного влияния второстепенных факторов, затрудняющих выявление основных закономерностей;
- дублировать наиболее важные измерительные точки;
- назначать количество измерительных точек в створе достаточным для установления характера распределения измеряемых величин (деформаций, напряжений) вдоль створа;
- предусматривать возможность контроля достоверности показаний датчиков в измерительной точке, в пределах створа или сечения;

ж) кабельные коммуникации телеметрических датчиков должны обеспечивать их надежную связь с приемной аппаратурой и быть защищены от повреждений при производстве строительных работ.

В соответствии с проектом в плотине Солнечной ГЭС установлено:

- струнных преобразователей ПЛДС-400	120 шт.
- струнных преобразователей ПЛПС-10	66 шт.
- струнных преобразователей ПТС-400	220 шт.
- гидронивелиров продольных	4 шт.
- гидронивелиров поперечных	16 шт.
- прямых отвесов	4 шт.
- обратных отвесов	4 шт.
- пунктов измерения дренажных расходов	38 шт.
- пьезометров напорных	42 шт.
- пьезометров безнапорных	64 шт.

При анализе инструментальных и визуальных наблюдений за фильтрационным режимом (работа подземного контура плотины и водонепроницаемость ее тела) необходимо располагать информацией о наличии заиления водохранилища, влиянии скорости наполнения водохранилища на формирование фильтрационного потока в основании, взаимосвязи между состоянием контактного шва под напорной гранью и противодавлением в основании и фильтрационными расходами, зависимости фильтрации через тело плотины от ее напряженно-деформированного состояния.

На основании этих данных необходимо установить:

- основные закономерности сезонных изменений фильтрационного режима в основании и теле плотины;
- характер изменения пьезометрического напора в основании, его связь с УВБ и НДС плотины и основания;
- причины фильтрации через напорную грань;
- распределение фильтрации через бетонную кладку по отметкам;
- характер фильтрации (сезонный, постоянный).

Итогом анализа НДС должно быть:

- выявление наиболее напряженных зон в плотине и выяснение причин их возникновения;
- определение фактической схемы НДС всего сооружения и его элементов;
- определение роли действующих факторов (гидростатическое давление, температурные воздействия, сезонная немонолитность тела плотины, влияние трещин и т.д.) в сезонных изменениях напряжений по результатам статистического анализа данных;
- составление прогнозных моделей для оценки напряжений в наиболее характерных измерительных точках;

Кроме расчетных критериев надежности плотины, по которым оценивают устойчивость, конструктивную прочность сооружения, разрабатываются

диагностические показатели фактической работы плотины, определяемые по данным наблюдений.

К таким критериальным показателям относятся зависимости между внешними воздействиями и контролируемыми параметрами, устанавливаемые статистической обработкой данных.

Диагностические показатели разрабатываются для строительного и эксплуатационного периодов.

Система контроля за работой эксплуатируемой плотины состоит из опроса датчиков, перевода замеров в физические величины, анализа данных, диагностики состояния плотины. Эти операции следует проводить с помощью системы компьютерных программ, содержащей информационный, аналитический и диагностический блоки.

8.3 Информационно-диагностическая система Солнечной ГЭС

Для хранения, обработки и анализа результатов натурных наблюдений для Солнечной ГЭС разработана база данных натурных наблюдений (далее БД), которая в перспективе будет интегрирована в информационно-диагностическую систему (далее ИДС).

Информационно-диагностическая система (верхний уровень АСДК) создана на базе современных компьютерных и информационных технологий и программно-технического обеспечения.

ИДС, как составная часть системы мониторинга гидротехнических сооружений гидроэлектростанции, обеспечивает:

- накопление и хранение данных наблюдений и информации, необходимой для первичной и вторичной обработки данных измерений, а также осуществлении диагностики гидротехнических сооружений;
- первичную и вторичную обработку данных измерений по КИА;
- визуализацию данных наблюдений (построение таблиц, графиков, эпюр и др.);
- графическое отображение схем размещения КИА в контролируемых сооружениях и их элементах (в контрольных секциях, сечениях, блоках, в потернах, в основании и др.);
- оперативную диагностику состояния гидротехнических сооружений путем сравнения контролируемых диагностических показателей с их критериальными значениями (критериями безопасности);
- доступ к данным наблюдений, расчетным или экспериментальным проектным значениям и критериям безопасности.

Информационно-диагностическая система создается для обеспечения ее использования как в минимальной (локальной) конфигурации на базе некоммерческих программных продуктов, так и в сетевой конфигурации на основе мощных коммерческих сетевых распределенных вычислительных систем.

ИДС контроля эксплуатационной надежности и безопасности ГТС Солнечной ГЭС включает:

информационную структуру системы, взаимосвязи между элементами системы, унифицированные протоколы взаимодействия между элементами;

унифицированные средства построения интерфейса пользователя;

унифицированный интерфейс взаимодействия с базами данных;

формализованные требования к технологическому программному обеспечению, работающему в рамках системы;

программное обеспечение для работы через выбранные унифицированные интерфейсы;

интерфейсы пользователя для работы с адаптированными программами через унифицированный интерфейс;

базу данных на логическом уровне;

базу данных на физическом уровне;

вычислительные методы для контроля и прогноза состояния гидротехнических сооружений на базе математических моделей с использованием данных наблюдений;

графические интерфейсы конечного пользователя к информации, хранящейся в базе данных;

Приложения для:

а) визуализации процессов изменения контролируемых параметров во времени и друг от друга;

б) построения различных эпюр и изолиний, графиков изменения количественных диагностических показателей;

в) занесения измеренных значений контролируемых параметров в базу с контролем ошибок ввода и на соответствие ожидаемому значению;

г) экспорта данных из базы в каком-либо из выбранных форматов;

д) передачи результатов наблюдений адресатам по команде оператора;

е) подготовки отчетов.

В базе данных информационно-диагностической системы хранятся:

- описание объектов наблюдения – паспортные данные сооружений, природные условия площадки гидроузла (климатические, топографические, инженерно-геологические, гидрологические, сейсмические), чертежи (разрезы, планы) сооружений;
- характеристики технических средств контроля – схемы размещения КИА, паспортные и тарировочные данные КИА;
- замеры по КИА;
- значения контролируемых диагностических показателей, переведенные в физические показатели (перемещения, температуры, деформации, пьезометрические напоры), контролируемые показатели, вычисленные по измеренным показателям (напряжения, градиенты напоров и т.д.);
- результаты визуальных наблюдений (качественные признаки, используемые при диагностическом контроле);
- документация о материалах и технологии возведения сооружений;

- документация об имевших место повреждениях, авариях и ремонтах, информация о землетрясениях, перенесенных сооружением;
- акты обследований состояния сооружений;
- критериальные значения контролируемых показателей;
- информация об используемых прогнозных моделях.

ИДС предоставляет пользователю доступ к визуальной информации в виде:

- графиков изменения контролируемых параметров во времени;
- графиков зависимостей одного контролируемого параметра от другого (в том числе от внешних воздействий – УВБ, температуры наружного воздуха);
- различных эпюр (отвесы, пьезометрические уровни, противодавление, осадки, напряжения);
- изолиний;
- форм ввода данных с контролем ошибок ввода и соответствия ожидающему значению;
- форм подготовки запроса и передачи данных наблюдений адресату по команде оператора для экспертной оценки;
- шаблонов подготовки отчетов.

ИДС Солнечной ГЭС содержит в базах данных, кроме материалов наблюдений за гидротехническими сооружениями, всю необходимую справочную информацию, проектные материалы, диагностические и расчетные показатели сооружений и их критериальные значения, схемы размещения КИА в контрольных створах и сечениях, паспортные и тарировочные данные измерительных приборов, программный комплекс и др., которыми обеспечивается на современном уровне обработка, интерпретация и анализ данных наблюдений, оценка технического состояния и безопасности гидротехнических сооружений.

Таблица 8.3 Состав основных технических и программных средств системы мониторинга ГТС Солнечной ГЭС

Технические и программные средства мониторинга гидротехнических сооружений	
1. Системы мониторинга	+
1.1. Правила (инструкция) мониторинга гидросооружений	+
1.2. Средства инструментальных наблюдений	+
1.3. Компьютерные средства	+
2. Средства инструментальных наблюдений	+
2.1. Дистанционная контрольно-измерительная аппаратура, совместимая с автоматизированными информационно-измерительными диагностическими системами	+
2.2. Средства геодезического контроля, пьезометры, мерные водосливы, средства химического анализа и другие измерительные устройства, требующие участие человека в процессе измерений	+
2.3. Переносные средства измерения, дефектоскопы, средства акустического, электрометрического и радиолокационного	+

зондирования, тепловизоры и другие средства измерения и индикации, используемые при инспекционных обследованиях	
3. Выносные модули и автономные терминалы автоматизированных информационно-измерительных систем, обеспечивающие автоматизированный сбор информации о состоянии гидротехнических сооружений	+
4. Компьютерные программные средства	+
4.1. Программное обеспечение автоматизированного ввода данных измерений	+
4.2. Программное обеспечение первичной обработки данных измерений	I-
4.3. Программное обеспечение формализации отчетных материалов и графического оформления результатов измерений и анализа данных наблюдений	+
5. Программное обеспечение базы данных (БД)	+
5.1. Информация о сооружениях гидроузла (текстовая, графическая, табличная)	+
5.2. Инструкция о составе наблюдений, установленной КИА и системе мониторинга гидротехнических сооружений	+
5.3. Данные наблюдений и результаты их первичной обработки	+
5.4. Данные диагностики и прогноза состояния сооружений	+
5.5. Результаты анализа риска аварии (уровня безопасности)	+
6. Интерфейс пользователя информации БД	+
6.1. Ввод, редактирование, корректировка информации БД	+
6.2. Просмотр результатов измерений	+
6.3. Представление отображенной информации	+
6.4. Диагностирование состояния сооружений	+
6.5. Создание отчетных материалов	+
7. Программные средства	+
7.1. Регрессионный анализ результатов наблюдений	+
7.2. Детерминистические модели работы сооружений	+
7.3. Оценка риска аварии (уровня безопасности)	+

Первичная обработка данных мониторинга должна заключаться в переводе показаний КИА и измерительных устройств в физические величины контролируемых показателей сооружения (например, напряжения, напор, расход, температура, смещения и др.), в выявлении ошибок измерений и в оперативно занесении полученной обработанной информации в базы данных информационно-диагностической системы (компьютер пользователя).

Вторичная обработка введенной в информационно-диагностическую систему мониторинга информации выполненных измерений по КИА должна проводиться с использованием программного комплекса.

Результаты вторичной обработки данных мониторинга должны быть представлены в виде таблиц, графиков изменения контролируемых показателей во времени и от действующих нагрузок, эпюр распределения значений показателей (напряжений, прогибов, осадок, смещений, напоров, температуры и др.) в пределах контрольных створов, секций, измерительных сечений.

Первичная и вторичная обработки и интерпретация данных мониторинга должны выполняться подразделением (специалистами) ГЭС, осуществляющим

оперативный контроль работы и технического состояния гидротехнических сооружений.

Результаты обработки данных наблюдений должны храниться в БД ИДС системы мониторинга, а также на отдельных носителях (электронных или бумажных) в архиве данных.

Результаты наблюдений, данные их обработки и отчетная документация о состоянии гидротехнических сооружений должны постоянно храниться и систематически пополняться в базах данных информационно-диагностических систем мониторинга гидроэлектростанций и информационно-аналитического центра компании (организации).

Общие осмотры следует проводить два раза в год – весной и осенью.

Эксплуатация организационно подразделяется на оперативную и техническую. Оперативная эксплуатация включает в себя управление работой сооружения и его оборудования (регулирование уровней-маневрирование затворов, управление турбинами, насосами, организация шлюзования, пропуск рыбы и др. и их оптимизацию)

Техническая эксплуатация включает в себя техническое обслуживание и техническую диагностику состояния гидротехнических сооружений и их оборудования.

Техническое обслуживание гидротехнических сооружений включает организационные и технические мероприятия по обеспечению работоспособности конструкций и сооружений и их оборудования путем проведения ремонтов.

Техническая диагностика устанавливает и изучает признаки, характеризующие состояние гидротехнических сооружений и их оборудования для предсказания возможных отклонений за допустимые пределы, а также разрабатывает методы и средства определения состояния сооружений с целью своевременного предотвращения нарушений нормального режима их эксплуатации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Александровский, А.Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов. / Александровский А.Ю., Затеева Е.Ю., Силаев Б.И. - Саяногорск: СШФ КГТУ, 2005. - 114 с.
2. Орахелашвили, Б.М. Гидромашины: методические указания по курсовому проектированию / Б.М. Орахелашвили. – Саяногорск: СШФ СФУ, 2011. – 28 с.
3. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. Т. 1. Основное оборудование гидроэлектростанций: справочное издание / Л.Ф. Абдурахманов [и др.]; отв. ред. Д.С. Щавелев. - Москва: Энергоатомиздат, 1988. - 400 с.
4. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. – Введ. 01.01.1984. - Москва: Стандартинформ, 2006. - 8 с.
5. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 01.07.2012. - Москва: «РусГидро», 2012. - 296 с.
6. Кривченко, Г.И. Гидроэлектрические станции / Г.И. Кривченко, В.Я. Карелин. - Москва: Энергоатомиздат, 1987. - 464 с.
7. Брызгалов, В.И. Гидроэлектростанции: учебное пособие / В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. - Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. - 541 с.
8. ОСТ 108.023.105-84 Турбины гидравлические вертикальные поворотно-лопастные осевые. Конструктивные схемы. – Введ. 01.01.1984. - Ленинград: НПО ЦКТИ, 1986. 20 с.
9. Прошин, А.С. Монтажные краны электростанций / А.С. Прошин. - Москва: Машиностроение, 1973. - 246 с.
10. Васильев, Ю.С. Проектирование зданий гидроэлектростанций: учебное пособие / Ю.С. Васильев, Г.А. Петро. - Ленинград: ЛГТУ, 1991. - 79 с.
11. Общероссийский строительный каталог. - Москва: ФГУП ЦПП, 2002.
12. СП 23.13330.2011 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 20.05.2011. – М.: ФГУП ЦПП, 2004. – 24 с.
13. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 31-06-2009. – Введ. 01.12.2012. –. – М.: ФГУП ЦПП, 2004. – 46с.
14. СНиП 2.06.06-85 Плотины бетонные и железобетонные. Введ 01.03.1985.– М.: ФГУП ЦПП, 1986. – 40 с.

15. Справочник по гидравлическим расчетам/Под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с.

16. СНиП 2.06.06-85. Плотины бетонные и железобетонные. Введ. 01.03.1985- М.: ФГУП ЦПП, 2004.

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

18. Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

19. Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

20. Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2016-2041 гг.

21. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117-ФЗ //Текст части второй Налогового кодекса опубликован в "Российской газете" от 10 августа 2000 г. N 153-154.

Приложение А

Таблица А.1- Расчётный гидрологический ряд наблюдений р. Большой Енисей в створе Солнечной ГЭС с 1922 гг. по 1971 гг.

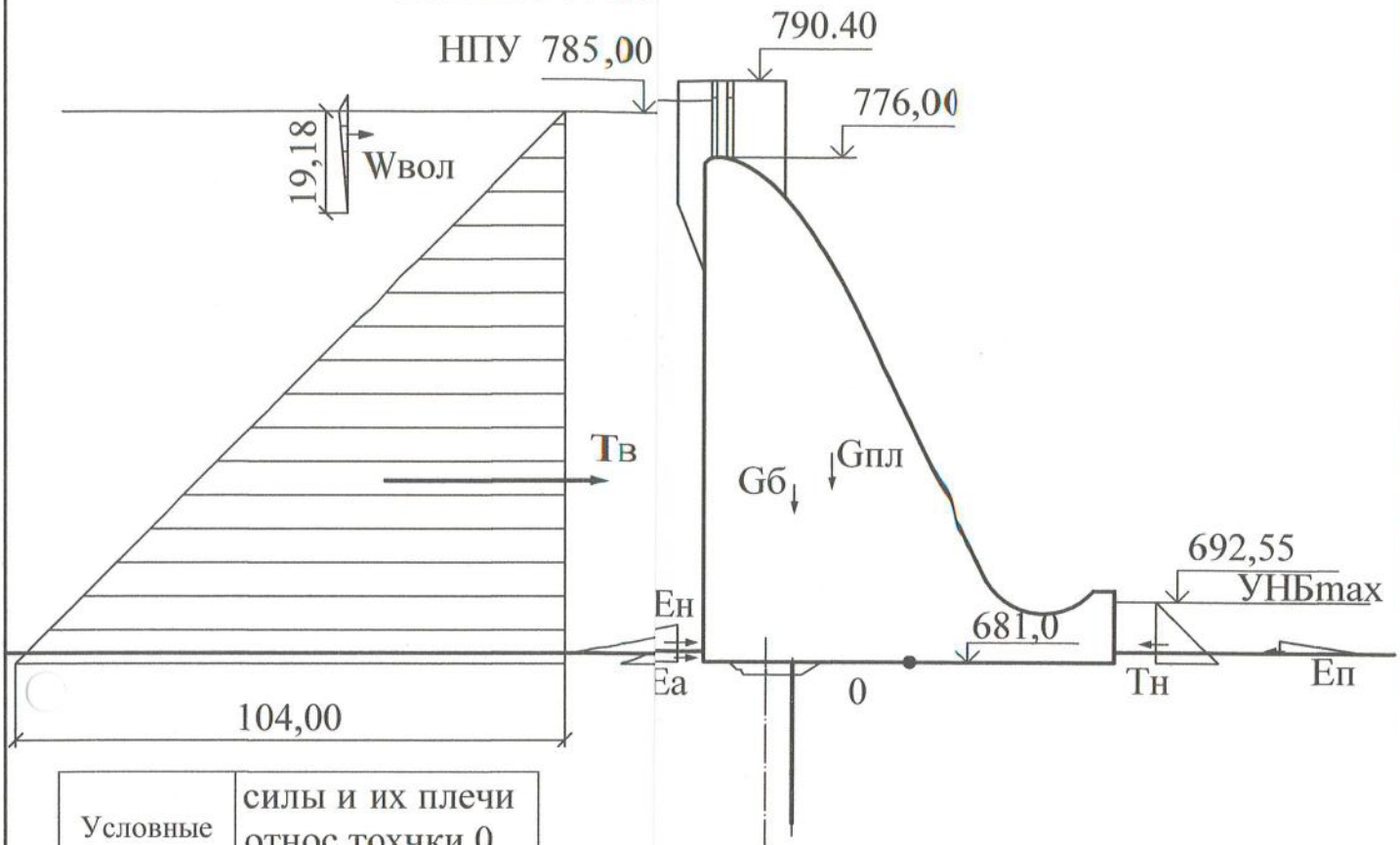
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1922	198,0	172,0	145,0	225	525	1 600	1 150	940	670	550	325	277,0
1923	273,0	242,0	219,0	265	1 100	1 775	975	810	435	315	275	235,0
1924	227,0	194,0	171,0	280	320	4 550	590	725	830	590	415	370,0
1925	353,0	335,0	315,0	505	700	1 200	1 320	900	525	370	270	239,0
1926	209,0	166,0	150,0	218	900	1 450	1 125	530	560	420	350	325,0
1927	276,0	225,0	215,0	260	450	1 670	1 100	930	850	375	280	243,0
1928	239,0	222,0	193,0	310	365	1 625	1 220	950	660	530	320	296,0
1929	290,0	263,0	255,0	440	1 290	3 100	625	540	550	415	405	330,0
1930	315,0	310,0	300,0	340	590	1 150	1 300	1 050	780	605	440	395,0
1931	348,0	270,0	188,0	470	1 400	1 800	850	825	510	305	265	222,0
1932	213,0	180,0	140,0	275	310	1 460	1 270	960	790	380	330	301,0
1933	282,0	266,0	237,0	285	1 540	2 750	705	650	600	365	290	263,0
1934	259,0	208,0	205,0	625	1 125	1 700	950	1 100	1 020	725	435	420,0
1935	309,0	278,0	273,0	335	1 590	4 200	580	570	450	320	220	218,0
1936	185,0	176,0	167,0	230	330	1 560	1 190	1 150	1 050	570	450	435,0
1937	342,0	335,0	330,0	360	950	1 475	1 175	700	1 070	630	475	450,0
1938	361,0	350,0	320,0	370	1 460	2 500	655	895	650	385	285	265,0
1939	255,0	155,0	153,0	315	1 420	1 880	990	970	1 000	610	490	465,0
1940	375,0	365,0	345,0	420	1 330	1 650	750	800	460	325	260	209,0
1941	190,0	169,0	164,0	270	430	5 840	670	625	680	360	335	268,0
1942	263,0	238,0	233,0	390	1 380	3 350	720	550	590	505	460	435,0
1943	334,0	325,0	310,0	320	1 300	1 675	1 200	1 250	990	790	505	470,0
1944	403,0	287,0	235,0	305	380	1 510	1 275	900	675	355	315	272,0
1945	267,0	235,0	230,0	360	1 025	2 300	825	980	900	760	500	495,0
1946	394,0	390,0	380,0	405	560	1 100	1 360	835	750	490	340	335,0
1947	321,0	245,0	227,0	330	1 350	5 150	570	750	770	720	510	505,0
1948	367,0	268,0	258,0	540	1 000	1 400	875	610	540	330	255	247,0
1949	230,0	198,0	161,0	235	280	1 480	2 050	1 310	730	620	400	310,0
1950	296,0	272,0	262,0	410	1 510	2 000	640	890	665	430	345	304,0
1951	284,0	258,0	228,0	325	475	1 650	1 010	1 000	720	570	355	340,0
1952	326,0	308,0	305,0	370	1 150	1 500	925	905	580	390	295	258,0
1953	220,0	202,0	200,0	345	1 250	3 800	735	840	685	515	390	320,0
1954	301,0	291,0	280,0	580	850	1 050	1 050	920	640	395	310	261,0
1955	247,0	228,0	196,0	290	350	2 800	600	910	890	650	480	440,0
1956	415,0	275,0	267,0	355	1 050	1 350	860	590	610	440	360	313,0
1957	304,0	301,0	290,0	350	630	1 220	1 190	1 120	690	400	385	253,0
1958	251,0	247,0	238,0	380	975	1 525	1 000	915	470	335	235	226,0
1959	216,0	190,0	175,0	240	405	1 630	1 400	1 200	950	680	365	315,0
1960	293,0	283,0	242,0	415	750	1 725	1 025	850	630	580	465	391,0
1961	382,0	380,0	365,0	450	1 200	1 950	775	775	570	400	300	250,0

1962	234,0	212,0	203,0	255	290	1 620	1 075	1 060	710	600	380	320,0

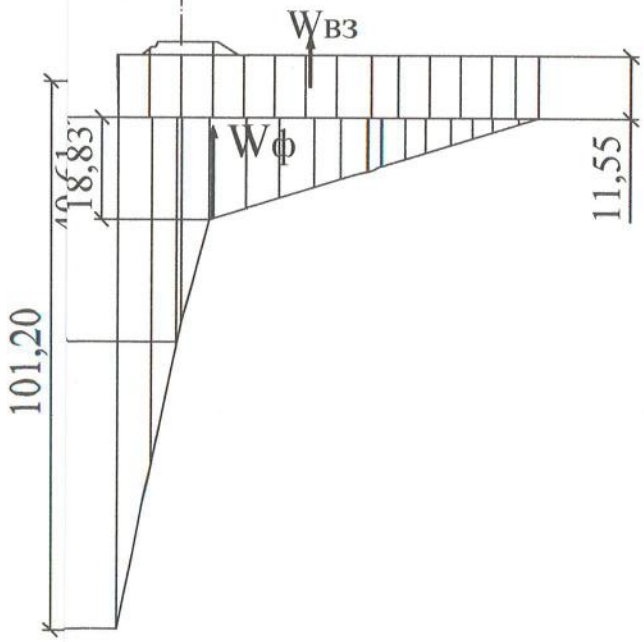
Продолжение .Таблица А.1

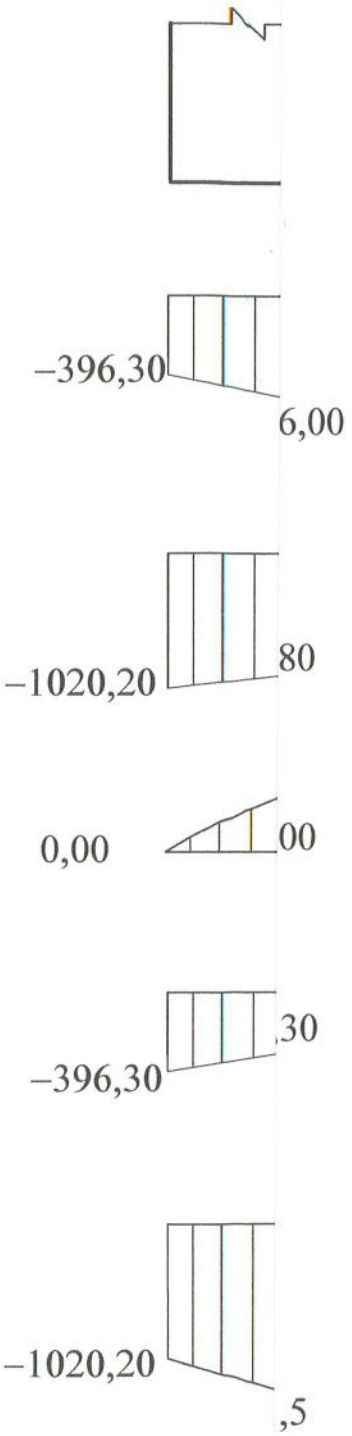
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1963	287,0	250,0	246,0	400	1 175	1 850	900	675	430	410	230	204,0
1964	201,0	187,0	178,0	395	1 000	1 250	1 730	1 280	695	450	370	284,0
1965	270,0	218,0	207,0	295	1 570	2 060	610	865	485	350	240	230,0
1966	223,0	205,0	185,0	213	300	1 750	1 380	1 330	700	460	375	288,0
1967	279,0	254,0	250,0	350	670	1 550	800	990	620	340	305	255,0
1968	243,0	215,0	210,0	300	1 620	1 900	690	880	415	405	250	197,0
1969	195,0	184,0	181,0	245	345	1 290	1 850	1 370	1 110	700	370	345,0
1970	298,0	231,0	223,0	600	800	1 300	1 100	1 080	500	345	245	213,0
1971	205,0	161,0	157,0	250	500	1 575	1 470	1 300	705	470	310	293,0

Основное сочет грузок и воздействий



Условные обозначения силы	силы и их плечи относ.тохчки 0	
	Сила, кН	Плечо (0), м
Gпл	64184	16,90
Gб	29951	14,90
Qз	57,00	34,19
Тв	53052,00	34,67
Тн	38,00	0,93
Wф	14911,00	18,70
Wвзв	2184,50	3.34
Еа	32,00	0.90
Ен	73,00	3.67
Wвол	152,00	99.56
Еп	125.12	0.67



ы,(кПа)

Основное сочетани рузок и воздействий