

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

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических  
систем и электрических сетей»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
А.А. Ачитаев  
подпись      инициалы, фамилия

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
код – наименование направления

### ПРОЕКТИРОВАНИЕ БИЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ БИЯ. ГИДРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ЗАЩИТЫ ГИДРОАГРЕГАТА.

Руководитель \_\_\_\_\_  
подпись, дата

Заместитель начальника службы СРЗАиМ  
Филиала ПАО «РусГидро» -  
«Саяно-Шушенская ГЭС  
имени П.С. Непорожного».  
\_\_\_\_\_  
должность

А.Н. Сивцов  
инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_  
подпись, дата

А.О. Вертопрахова  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Конкудерской ГЭС на реке Конкудера. Эксплуатация сороудерживающих решёток в зимнее время».

Консультанты по  
разделам:

Консультант руководителя БР

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Электрическая часть

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ БИЙСКОЙ ГЭС .....	7
ВВЕДЕНИЕ .....	9
1 Общая часть .....	10
1.1 Природные условия .....	10
1.2 Схема использования реки .....	11
1.3 Энергоэкономическая характеристика района .....	11
2 Водно-энергетические расчеты .....	13
2.1 Исходные данные .....	13
2.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока .....	17
2.3 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы .....	22
2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы .....	27
2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы .....	28
2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году .....	30
2.7 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в среднем по водности году. Среднегодовая выработка и график сработки .....	32
2.8 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов .....	34
2.9 Определение максимального расчетного расхода .....	36
3 Основное и вспомогательное оборудование .....	40
3.1 Выбор числа и типа гидроагрегатов .....	40
3.2 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу .....	45
3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее безкавитационной работы .....	48
3.3.1 Работа одного агрегата с установленной мощностью при отметке НПУ .....	48
3.3.2 Работа всех агрегатов с установленной мощностью при отметке НПУ .....	49
3.3.3 Работа всех агрегатов с установленной мощностью ГЭС при расчетном напоре .....	49
3.4 Выбор типа и габаритных размеров МНУ и колонки управления .....	49
3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора .....	50
3.6 Определение установленной мощности ГЭС .....	51
4 Электрическая часть .....	52
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС .....	52
4.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком .....	53
4.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком .....	54
4.4. Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий .....	56

4.5	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта .....	57
4.6	Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin. ....	59
4.6.1	Расчёт исходных данных.....	59
4.6.2	Расчет токов короткого замыкания на СШ .....	60
4.7.	Выбор электрических аппаратов.....	61
4.7.1	Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов ..	62
4.7.2	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ .....	62
4.7.3	Выбор трансформаторов тока и напряжения .....	64
4.7.4	Выбор выключателей и разъединителей.....	64
4.7.5	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	65
5	Релейная защита и автоматика .....	66
5.1	Перечень защит основного оборудования .....	66
5.2	Параметры защищаемого оборудования.....	67
5.3	Расчет номинальных параметров .....	68
5.4	Описание защит и расчет их уставок.....	69
5.4.1	Продольная дифференциальная защита генератора (IDG) .....	69
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (Uo)).....	71
5.4.3	Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>) .....	73
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I <sub>2</sub> ) .....	74
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок(I <sub>1</sub> ).....	77
5.4.6	Дистанционная защита генератора Z <sub>1</sub> <, Z <sub>2</sub> < .....	79
5.4.7	Защита от перегрузки обмотки ротора.....	82
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор .....	84
5.6	Таблица уставок и матрица отключений защит .....	84
6	Состав и компоновка сооружений.....	87
6.1	Исходные данные .....	87
6.2	Состав и компоновка сооружений гидроузла .....	87
6.3	Проектирование сооружений напорного фронта .....	87
6.3.1	Определение отметки гребня бетонной плотины .....	88
6.3.2.	Определение ширины водосливного фронта. Основной расчетный случай.....	91
6.3.4	Определение ширины водосливного фронта.....	91
6.3.5	Определение отметки гребня водослива. ....	93
6.3.6	Проверка на пропуск поверочного расхода .....	94
6.3.7	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе.....	97
6.3.8	Гашение энергии способом свободно отброшенной струи .....	99
6.3.9	Пропуск расходов через глубинные водосбросы .....	101
6.4	Конструирование бетонной плотины .....	102
6.4.1	Определение ширины подошвы плотины .....	102
6.4.2	Разрезка плотин швами .....	103

6.4.3	Быки.....	103
6.4.4	Устой.....	104
6.4.5	Галереи в теле плотины.....	104
6.4.5	Противофильтрационные устройства в основании.....	104
6.4.6	Расчёт фильтрации.....	105
6.5	Статистические расчеты плотины.....	106
6.5.1	Вес сооружения.....	107
6.5.2	Сила гидростатического давления воды.....	108
6.5.3	Сила взвешивающего и фильтрационного давления.....	108
6.5.4	Давление грунта.....	109
6.5.5	Волновое давление.....	109
6.6	Расчет прочности платины.....	110
6.7	Расчёт при ФПУ.....	112
6.8	Расчет прочности плотины.....	114
6.9	Расчёт устойчивости плотины.....	115
7	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации ....	117
7.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	117
7.3	Налоговые расходы.....	121
7.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	122
7.5	Оценка инвестиционного проекта.....	123
7.5.1	Методология, исходные данные.....	123
7.5.2	Коммерческая эффективность.....	124
8.	Охрана труда, техника безопасности, противопожарная безопасность.....	125
8.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	125
8.3.	Инструкция по пожарной безопасности Бийской ГЭС.....	125
8.4	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Бийского ГУ.....	132
8.4.1	Общие сведения о районе строительства.....	132
8.4.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	134
8.4.3	Создание и подготовка ложа водохранилища, санация территории затопления.....	134
8.4.4	Отходы, образующиеся при строительстве.....	137
8.4.5	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	138
9	Гидромеханические защиты гидроагрегата.....	140
9.1	Требования к гидромеханическим защитах агрегата.....	140
9.2	Состав оборудования и основные функции.....	140
9.2.1	Гидромеханические защиты гидрогенератора.....	142
9.2.2	ГМЗ Генераторного подшипника.....	142
9.2.3	ГМЗ Подпятника.....	143
9.2.4	ГМЗ направляющего аппарата.....	143
9.2.5	ГМЗ Крышки турбины.....	144
9.3	ГМЗ направляющего турбинного подшипника на примере турбины РО.....	144
9.3	ГМЗ Уплотнения вала гидротурбины РО.....	144

9.5 Механическое устройство противоразгоной защиты.....	145
9.4 Система виброконтроля гидроагрегата. ....	145
9.6 Система МНУ .....	147
9.7 Система регулирования турбины .....	149
9.8 ПТК АУГ .....	150
9.9 Команды Стоп1, Стоп2, Стоп3 и Стоп 4 .....	151
9.10 Условия работы гидромеханических защит .....	152
9.11 Проверка работы гидромеханических защит .....	154
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	159
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	162

## СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ БИЙСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки Бия,
2. Местонахождение ГЭС Бийский район,
3. Тип проектируемой установки ГЭС,
4. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний 413,5 м<sup>3</sup>/с,
  - б) всех турбин 1440 м<sup>3</sup>/с,
  - в) максимальный с учетом трансформации паводка обеспеченностью 0,01% 4150 м<sup>3</sup>/с,
  - г) минимальный 69 м<sup>3</sup>/с,
5. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока годовой,
  - б) отметки: НПУ 340,0 м УМО 328,8 м
  - в) объемы: полный 9,83 км<sup>3</sup> полезный 5,51 км<sup>3</sup>,
6. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный 36,6 м б) средний 28,9 м,
  - б) расчетный 29,1 м г) минимальный 21,1 м,
7. Энергетические характеристики:
  - а) мощность установленная 360 МВт,
  - б) среднемноголетняя выработка энергии 904,8 млн.кВт·ч,
  - в) число часов использования установленной мощности 930 ч,
8. Плотины:
  - а) правобережная глухая бетонная плотина
  - б) левобережная глухая бетонная плотина,
  - в) русловая гравитационная материал бетон,
9. Водосбросные сооружения
  - а) тип поверхностный водослив,
  - б) число и размер пролетов 4 отверстий 4 м×12 м,
  - в) отметка гребня водослива 333 м,
10. Здание ГЭС:
  - а) тип здания русловой число агрегатов 4,
  - б) грунты в основании скальное (диорит),
  - в) тип спиральной камеры бетонная сечение - трапеция
  - г) тип отсасывающей трубы изогнутая,
  - д) расстояние между осями агрегатов 20 м,
  - е) размеры: общая длина 100 м ширина 33,5 м,
11. Основное оборудование:
  - а) тип турбины ПЛ40а-В-670, диаметр 6,7 м,
  - б) тип генератора СВ-850/190-56, мощность 90 МВт,
  - в) частота вращения 107,1 об/мин,
  - г) тип трансформаторов ТДЦ-125000/220 их число 4,

12. Техничко-экономические показатели:
- а) сметная стоимость ГУ 45 360 млн.руб.,
  - б) себестоимость энергии 0,5 руб./кВт·ч.



## ВВЕДЕНИЕ

Потребление энергии является обязательным условием существования человечества. Наличие доступной для потребления энергии всегда было необходимо для удовлетворения потребностей человека, увеличения продолжительности и улучшения условий его жизни. Самым распространенным видом энергии является электрическая энергия. В настоящее время народное хозяйство стремительно растет, увеличивается число потребителей электрической энергии, тем самым необходимо увеличивать генерирующие мощности, растущая потребность в энергии призывает к реализации немалых мероприятий по увеличению эффективности работы энергетических установок.

Электрическая энергия вырабатывается на электрических станциях, различного типа. Самым удобным видом электростанций с низкой себестоимостью электроэнергии на сегодняшний день являются гидравлические, с неоспоримым плюсом, таким как экологическая чистота.

Одним из основных сооружений гидравлических станций является плотина, которая служит для подпора воды, с последующим преобразованием потенциальной энергии воды в электрическую. В результате разрушения плотины, появляется угроза затопления больших территорий. Поэтому необходим крайне серьезный подход к проектированию гидротехнических сооружений для качественного и безопасного использования гидроресурсов, что регламентируется в СНиПах и нормативных документах.

Завершающей работой специальности «Гидроэлектростанции» является проектирование Бийской гидроэлектростанции, в проект входит: определение установленной мощности, выбор основного и вспомогательного энергетического оборудования, расчет гидротехнического сооружения, экономическое обоснование.

## **1 Общая часть**

### **1.1 Природные условия**

#### **1.1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла**

Бийский район расположен в зоне континентального климата умеренных широт. Особенности климата обусловлены высокой степенью континентальности района, интенсивностью солнечной радиации, характером циркуляции воздушных масс, особенностями рельефа и подстилающей поверхности. По тепло- и влагообеспеченности территория района является умеренно-теплой, достаточно увлажненной.

Зима продолжительная и достаточно суровая. Устойчивый снежный покров держится в течение 155-170 дней. Годовое количество осадков составляет 500-550 мм, их минимум приходится на февраль, максимум – на июнь, первую и вторую декаду июля [2].

Безморозный период длится 110-135 дней. Термический режим для г. Бийска – +6/-54° в январе и +39/+25 в июле. Преобладают юго-западные ветры. Нередко(раз в два-три года) штормовые ветры достигают скорости более 30 м/с. Сильные ветры и ливни способствуют развитию эрозионных и дефляционных процессов, деградации сельскохозяйственных почв.

Наиболее высокая температура воды наблюдается в августе. Ледовые образования на реке появляются в первой декаде ноября, в конце месяца река покрывается льдом. Продолжительность ледостава составляет 110 - 150 дней. Продолжительность осеннего ледохода (шугохода) колеблется от 13 до 20 дней. Вскрывается река в начале - середине апреля.

#### **1.1.2 Гидрологические данные**

Длина — 301 км, площадь бассейна — 37 000 км<sup>2</sup>. Вытекает из Телецкого озера и, сливаясь с Катунью, образует реку Обь. Вода на участке от Телецкого озера до впадения Сарыкокши прозрачная и холодная (10-15 °С), однако в нижнем течении существенно прогревается.

Питание главным образом снеговое и дождевое. Значительную часть водосбора Бии обеспечивает река Чулышман, питающая Телецкое озеро. Половодье продолжительное. Средний годовой расход воды 477 м<sup>3</sup>/с (у г. Бийска). Замерзает в верховьях в конце ноября — начале декабря (на отдельных участках ледостав наблюдается не каждый год), в низовьях в середине ноября; вскрывается в верховьях в начале апреля, в низовьях в середине апреля.

#### **1.1.3 Инженерно – геологические условия**

Район имеет густую речную сеть. По гидрологическому районированию Бийский район относится к области транзита и формирования водного стока. Основные водные артерии, Бия и Катунь, пересекая район в западном

направлении, образуют в 40 км юго-западнее Бийска одну из крупнейших рек Сибири – Обь. В верховьях Бия и Катунь имеют типичный горный характер, в условиях предгорного рельефа – переходный от горного к равнинному. Поймы рек четко выражены.

Питание рек смешанного типа осуществляется за счет весеннего снеготаяния и таяния ледников в Горном Алтае, на долю дождевого стока приходится около 30% годового стока рек, остальная часть обеспечивается подземными водами, которые зимой являются основным источником питания. Реки многоводны. Для рек характерно наличие двух волн половодья: весенний паводок с максимальным уровнем в конце апреля – начале мая обусловлен таянием снегов на равнинах, летний паводок в середине июня – начале июля – таянием снегов и ледников в горах.

Воды Бии чистые и прозрачные. Бия, ее ширина в среднем 15 м, глубина – 1,5 м, дно заилено, берега обрывистые, Во время снеготаяния прибрежная часть затопляется, течение спокойное. Летом река сильно мелеет, образуя песчаные отмели. Берега закустарены.

В условиях рыхлых осадочных пород глубина залегания грунтовых вод на большей части площади района доходит до 20 м, поэтому грунтовые воды мало влияют на почвообразование [2].

На экологическом состоянии внутренних вод района отражаются антропогенные факторы: вырубка лесов в речных долинах и пойменных лесах, березовых колках на коренных берегах, использование речных пойм для посевов, перевыпас скота на склонах и по долинам рек, чрезмерная распаханность всего бассейна, ветровая и водная эрозия почв, сбросы сточных вод и браконьерство.

Геологическое строение района очень сложное, он относится к области мезозойской складчатости, имеет много разломов. Почти весь район входит в зону геологической активности, что обуславливает его сейсмичность. Однако землетрясения здесь бывают редко, из-за удалённости от границ литосферных плит. Сейсмичность в районе створа гидроузла оценивается в 7 баллов.

## **1.2 Схема использования реки**

Комплексная эффективность Бийского гидроузла, заключается в том, что сезонное регулирование стока, осуществляемое его водохранилищем, улучшит условия для всех водопользователей и водопотребителей на Бия за исключением рыбного хозяйства. Срезка паводков освободит от летнего затопления и позволит вовлечь в интенсивное сельскохозяйственное производство земель. Кроме того будет снижена частота и продолжительность летнего затопления пойменных лугов и пастбищ, что несколько повысит их отдачу.

На реке планируется строительство одной Бийской ГЭС.

## **1.3 Энергоэкономическая характеристика района**

Створ проектируемой станции расположен на территории Российской Федерации в Алтайского края. Бийский район расположен в юго-восточной части Алтайского края. Граничит с Целинным, Солтонским, Красногорским, Советским, Смоленским, Быстроистокским и Зональным районами. Площадь: 2173 кв. км. Население (на 1.01.2014): сельское – 32 790 чел.; г. Бийска – 204 041 чел. Административный центр района – город Бийск. Основан в 1709 г. по указу Петра I как форпост на южных рубежах России. На протяжении XIX–XX вв. город был крупным торгово-купеческим центром. Сегодня это второй по значимости город края, крупный промышленный, научно-образовательный и культурный центр. В 2005 г. Бийску присвоен статус наукограда (продлен в 2011 г. еще на 5 лет). Основные направления научной, научно-технической и инновационной деятельности, экспериментальных разработок: военная и специальная техника, новые материалы и химические технологии, технологии живых систем, производственные технологии, энергосберегающие технологии, подготовка кадров в области научно-технической, гуманитарной и инновационной деятельности.

На территории района находятся 37 населенных пунктов, которые входят в 15 сельских поселений. Наиболее крупные села: Верх-Бехтемир, Енисейское, Верх-Катунское, Лесное, Сростки, Светлоозерское, Новиково, Первомайское, Усятское.

Район имеет выгодное экономико-географическое положение: благоприятные аграрно-климатические, богатые водные и рекреационно-оздоровительные ресурсы сочетаются с транспортной доступностью.

Сельское хозяйство является ведущим сектором экономики района. Специализация территории – выращивание зерновых культур, мясомолочное скотоводство, птицеводство. По производству молока и мяса говядины район занимает одно из первых мест в Алтайском крае.

Развита химическая (лакокрасочная, олеумная) и легкая промышленность, машиностроение и металлообработка, энергетика.

Промышленные предприятия района производят строительные и пиломатериалы, комплексные удобрения на основе местных сырьевых ресурсов.

По состоянию на конец 2019 года, на территории Алтайского края эксплуатировались 11 тепловых электростанций общей мощностью 1537,5 МВт — Барнаульская ТЭЦ-2, Барнаульская ТЭЦ-3, Барнаульская ГТ-ТЭЦ, Бийская ТЭЦ-1, ТЭЦ ОАО «Алтай-Кокс», ТЭЦ МУП «ЯТЭК», ТЭЦ ОАО «Кучуксульфат», Белокурихинская ГП ТЭС, ТЭЦ ОАО «Черемновский сахарный завод», ТЭЦ ЗАО «Бийский сахарный завод», ТЭЦ ООО «Сибирский сахар»[1].

## 2 Водно-энергетические расчеты

### 2.1 Исходные данные

1. Данные по энергосистеме:
  - 1.2 Энергосистема «ОЭС Сибирь»
  - 1.3 Годовой максимум нагрузки 34000 МВт;
  - 1.4 Число часов использования установленной мощности 6800 ч;
  - 1.5 Установленная мощность существующих ГЭС 6120 МВт;
  - 1.6 Гарантированная мощность существующих ГЭС: для зимнего периода – 1901 МВт; для летнего периода – 1647 МВт;
  - 1.7 Резервы: нагрузочный резерв системы 1,5%, аварийный резерв системы 7%.
2. Схема использования реки: сомкнутый каскад.
3. Координаты кривых площадей и объемов Бийского водохранилища представлены в таблице 2.1 и показаны на рисунке 2.1.

Таблица 2.1 – Координаты кривых площадей и объемов

Z, м	V, км <sup>3</sup>
302,6	0
312,76	0,9
318,82	1,8
323,17	2,715
326,58	3,615
329,38	4,515
331,76	5,415
333,84	6,315
335,68	7,23
337,33	8,13
338,83	9,03
340,2	9,93
341,47	10,845
342,64	11,745
343,74	12,645

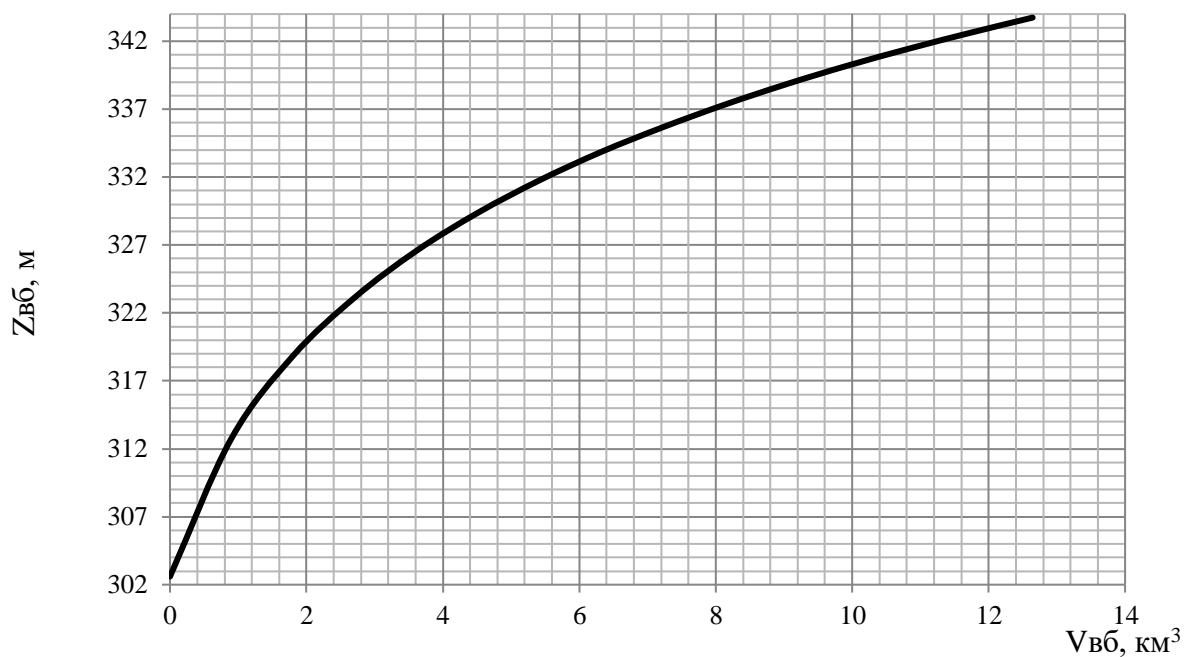


Рисунок 2.1 – Кривая площадей Бийского водохранилища

4. Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла представлена в таблице 2.2 и на рисунке 2.2.

Таблица 2.2 – Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе.

Qнб, м <sup>3</sup> /с	Zнб, м
31	302,6
255	304,34
478	305,36
702	306,08
925	306,64
1149	307,1
1372	307,49
1596	307,82
1819	308,12
2043	308,38
2266	308,62
2490	308,84
2713	309,04
2937	309,23

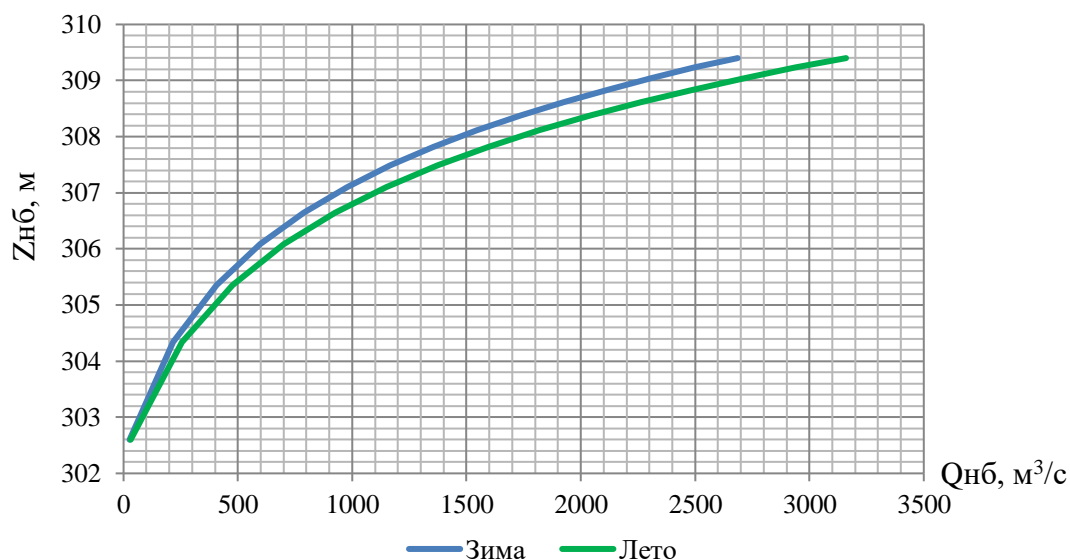


Рисунок 2.2 – Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе

5. Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе 0,85.

6. Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Требования участников ВХК и потери воды из водохранилища.

Q, м³/с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	69	69	69	69	190	190	190	190	190	190	69	69
Потребление из водохранилища	1	1	1	1	2	2	2	2	2	17	1	1
Фильтрация	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Испарение	0	0	0	0	9	9	9	9	9	9	0	0
Льдообразование	-4	-3	0	10	25	15	0	0	0	-3	-12	-24

7. Коэффициент мощности  $k_N=8,6$ .

8. Потери напора в водоподводящих сооружениях  $\Delta h=0,5$  м.

9. НПУ Бийской ГЭС 340 м.

10. Расчетный гидрологический ряд наблюдений р. Бия в створе Бийской ГЭС с 1942 г.г. по 2011 г.г., таблица 2.4

Таблица 2.4 – Среднемесячные и среднегодовые расходы воды (м³/с) в р. Бия за период 1942-2011 г.г.

Годы	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV	Ср.год
1942	125	133	133	252	2007	2342	394	316	378	141	119	79	534,92
1943	106	73	104	278	2456	2627	365	243	225	147	112	116	571,00
1944	131	77	93	437	2478	1655	238	464	435	134	191	70	533,58
1945	82	75	92	277	1345	1631	253	314	325	133	125	77	394,08
1946	86	94	87	354	2356	2483	316	297	279	167	146	97	563,50

Продолжение таблицы 2.4

Годы	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV	Ср.год
1947	58	44	57	156	1568	1289	163	171	216	87	74	45	327,33
1948	124	74	113	346	1947	2690	367	276	261	150	115	59	543,50
1949	59	83	42	187	1543	960	269	151	252	84	91	72	316,08
1950	77	70	65	346	2411	2260	287	242	328	117	89	55	528,92
1951	48	70	59	188	1146	1378	221	217	120	89	74	46	304,67
1952	55	91	66	192	1900	1556	271	225	201	173	125	76	410,92
1953	48	54	59	210	1206	884	122	154	206	97	64	57	263,42
1954	44	58	49	144	1278	1091	99	93	189	60	72	33	267,50
1955	35	59	35	195	1213	1560	167	236	229	96	79	38	328,50
1956	73	47	91	214	1270	1713	192	243	200	99	71	49	355,17
1957	99	81	65	310	2387	1242	240	343	176	168	121	77	442,42
1958	128	104	75	292	2305	1865	349	339	364	165	171	111	522,33
1959	43	78	57	130	1154	1331	131	255	248	92	59	64	303,50
1960	75	78	57	140	997	1569	152	176	173	88	61	56	301,83
1961	94	79	95	255	1398	2729	195	371	271	122	143	89	486,75
1962	81	69	56	310	1781	1207	312	222	319	94	69	57	381,42
1963	103	76	69	181	2033	1419	308	251	287	138	112	98	422,92
1964	92	45	57	158	1941	1380	308	259	214	154	72	58	394,83
1965	103	114	115	311	1699	2245	264	322	350	149	115	116	491,92
1966	53	57	77	234	1733	1296	203	258	162	139	85	80	364,75
1967	93	101	68	344	1896	1804	337	255	329	135	119	73	462,83
1968	70	139	137	398	2133	2144	317	252	422	192	117	115	536,33
1969	125	87	76	400	1749	1710	436	358	212	220	111	95	464,92
1970	56	72	61	289	1153	2149	274	222	284	155	80	83	406,50
1971	154	115	111	547	1782	2383	531	371	355	198	216	84	570,58
1972	73	74	60	210	1261	1302	154	203	124	76	81	41	304,92
1973	79	141	160	291	2383	1925	404	290	402	272	219	138	558,67
1974	124	85	101	393	1422	2703	316	199	369	147	172	120	512,58
1975	91	91	88	326	2376	2228	307	299	206	98	118	100	527,33
1976	107	49	96	356	2431	2437	226	312	191	123	114	54	541,33
1977	84	86	88	262	2038	1518	262	163	149	129	113	49	411,75
1978	100	84	56	299	1689	1860	365	185	204	153	79	95	430,75
1979	94	55	115	291	1961	2332	309	361	312	182	130	83	518,75
1980	113	94	78	258	1975	2053	228	251	220	156	103	64	466,08
1981	50	41	59	178	1603	1520	156	136	107	76	65	43	336,17
1982	94	80	75	247	2112	1994	165	313	221	106	77	94	464,83
1983	67	70	54	199	1688	1555	210	149	173	95	48	71	364,92
1984	41	64	51	180	943	1456	205	129	164	106	60	48	287,25
1985	90	127	115	378	1813	2993	404	227	385	143	129	70	572,83
1986	58	33	51	146	1272	1206	105	167	129	68	45	34	276,17



Окончание таблицы 2.4

Годы	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV	Ср.год
1987	48	49	67	116	1259	1166	172	119	142	65	78	57	278,17
1988	46	40	48	167	1322	1310	130	100	176	87	79	34	294,92
1989	57	90	64	217	1711	1973	300	229	167	133	113	80	427,83
1990	47	96	73	173	1905	2235	187	171	181	87	117	47	443,25
1991	80	109	113	324	3159	1698	265	296	313	196	98	81	561,00
1992	148	123	130	506	2212	1853	436	283	368	232	159	156	550,50
1993	88	44	85	271	1522	1802	183	202	180	151	68	55	387,58
1994	59	65	35	174	1286	993	187	131	104	74	78	67	271,08
1994	59	65	35	174	1286	993	187	131	104	74	78	67	271,08
1995	64	75	97	244	2061	1485	235	189	336	149	110	80	427,08
1996	37	39	41	159	1500	1675	151	211	236	60	85	45	353,25
1997	72	101	52	297	2208	1653	239	272	271	108	122	86	456,75
1998	92	75	66	168	1748	1775	272	175	235	102	119	49	406,33
1999	50	63	39	181	896	1365	178	180	123	62	42	68	270,58
2000	73	85	55	198	1930	1785	285	208	204	143	88	81	427,92
2001	110	115	124	281	2047	2040	250	214	237	230	106	98	487,67
2002	48	45	53	161	1102	1126	123	141	176	80	77	56	265,67
2003	56	79	88	251	1014	2003	147	217	162	114	115	76	360,17
2004	43	37	58	190	1544	1013	260	125	122	98	104	58	304,33
2005	78	91	96	341	1766	1289	325	242	249	110	128	59	397,83
2006	52	54	77	287	1246	1764	219	261	156	103	87	45	362,58
2007	52	45	35	140	1757	1143	230	141	145	67	57	67	323,25
2008	44	49	56	119	1215	1377	111	136	104	91	65	30	283,08
2009	75	92	121	442	2360	2064	227	397	418	153	149	113	550,92
2010	61	42	54	213	1210	1618	214	141	235	87	77	50	333,50
2011	70	47	33	120	1440	1614	234	193	191	115	95	33	348,75

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

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаются равными 90 и 50% соответственно.

Результаты сведены в таблицу 2.5.

Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рисунке 2.3.

Таблица 2.5 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

m	P	Межень		Среднегодовой		Половодье	
		расход	год	расход	год	расход	год
1	1,41	268,2	1971	572,8	1985	2541,5	1943
2	2,82	254,1	1992	571,0	1943	2434,0	1976
3	4,23	239,6	1973	570,6	1971	2428,5	1991
4	5,63	227,0	1944	563,5	1946	2419,5	1946
5	7,04	218,7	2009	561,0	1991	2403,0	1985
6	8,45	215,9	1968	558,7	1973	2335,5	1950
7	9,86	212,0	1969	550,9	2009	2318,5	1948
8	11,27	209,8	1958	550,5	1992	2302,0	1975
9	12,68	207,0	1942	543,5	1948	2212,0	2009
10	14,08	206,8	1985	541,3	1976	2174,5	1942
11	15,49	202,6	1974	536,3	1968	2154,0	1973
12	16,90	195,9	1965	534,9	1942	2146,5	1979
13	18,31	193,2	1979	533,6	1944	2138,5	1968
14	19,72	192,3	1946	528,9	1950	2085,0	1958
15	21,13	188,5	1948	527,3	1975	2082,5	1971
16	22,54	187,5	1991	522,3	1958	2070,0	1990
17	23,94	185,4	1967	518,8	1979	2066,5	1944
18	25,35	176,9	1943	512,6	1974	2063,5	1961
19	26,76	176,5	2001	491,9	1965	2062,5	1974
20	28,17	175,3	1945	487,7	2001	2053,0	1982
21	29,58	172,4	1975	486,8	1961	2043,5	2001
22	30,99	171,9	2005	466,1	1980	2032,5	1992
23	32,39	171,4	1961	464,9	1969	2014,0	1980
24	33,80	168,0	1957	464,8	1982	1972,0	1965
25	35,21	167,6	1950	462,8	1967	1930,5	1997
26	36,62	162,8	1976	456,8	1997	1857,5	2000
27	38,03	162,3	1963	443,3	1990	1850,0	1967
29	40,85	162,0	1978	430,8	1978	1814,5	1957
30	42,25	158,9	1962	427,9	2000	1778,0	1977
31	43,66	157,9	1995	427,8	1989	1774,5	1978
32	45,07	157,6	1970	427,1	1995	1773,0	1995
33	46,48	156,5	1980	422,9	1963	1761,5	1998
34	47,89	147,5	1952	411,8	1977	1729,5	1969
35	49,30	147,2	1982	410,9	1952	1728,0	1952
36	50,70	145,0	1989	406,5	1970	1726,0	1963
37	52,11	142,0	2000	406,3	1998	1662,0	1993
38	53,52	141,7	1964	397,8	2005	1660,5	1964
39	54,93	138,5	1977	394,8	1964	1651,0	1970
40	56,34	135,3	1998	394,1	1945	1621,5	1983

## Окончание таблицы 2.5

m	P	Межень		Среднегодовой		Половодье	
		расход	год	расход	год	расход	год
41	57,75	134,8	1966	387,6	1993	1587,5	1996
42	59,15	134,1	2006	381,4	1962	1561,5	1981
43	60,56	132,7	1993	364,9	1983	1527,5	2005
44	61,97	130,5	2003	364,8	1966	1527,0	2011
45	63,38	129,0	1949	362,6	2006	1514,5	1966
46	64,79	127,9	1956	360,2	2003	1508,5	2003
47	66,20	117,9	1990	355,2	1956	1505,0	2006
48	67,61	117,4	2010	353,3	1996	1494,0	1962
49	69,01	116,9	1955	348,8	2011	1491,5	1956
50	70,42	115,7	1959	336,2	1981	1488,0	1945
51	71,83	113,6	1983	333,5	2010	1450,0	2007
52	73,24	113,2	1951	328,5	1955	1428,5	1947
53	74,65	113,1	2011	327,3	1947	1414,0	2010
54	76,06	109,6	1972	323,3	2007	1386,5	1955
55	77,46	109,5	2004	316,1	1949	1316,0	1988
56	78,87	107,1	1953	304,9	1972	1296,0	2008
57	80,28	107,1	1947	304,7	1951	1283,0	1960
58	81,69	106,4	1996	304,3	2004	1281,5	1972
59	83,10	105,6	1960	303,5	1959	1278,5	2004
60	84,51	104,8	1984	301,8	1960	1262,0	1951
61	85,92	98,6	1999	294,9	1988	1251,5	1949
62	87,32	97,9	2007	287,3	1984	1242,5	1959
63	88,73	97,4	1994	283,1	2008	1239,0	1986
64	90,14	96,0	2002	278,2	1987	1212,5	1987
65	91,55	91,3	1987	276,2	1986	1199,5	1984
66	92,96	91,1	1981	271,1	1994	1184,5	1954
67	94,37	90,7	1988	270,6	1999	1139,5	1994
68	95,77	84,1	1954	267,5	1954	1130,5	1999
69	97,18	83,6	1986	265,7	2002	1114,0	2002
70	98,59	80,5	2008	263,4	1953	1045,0	1953

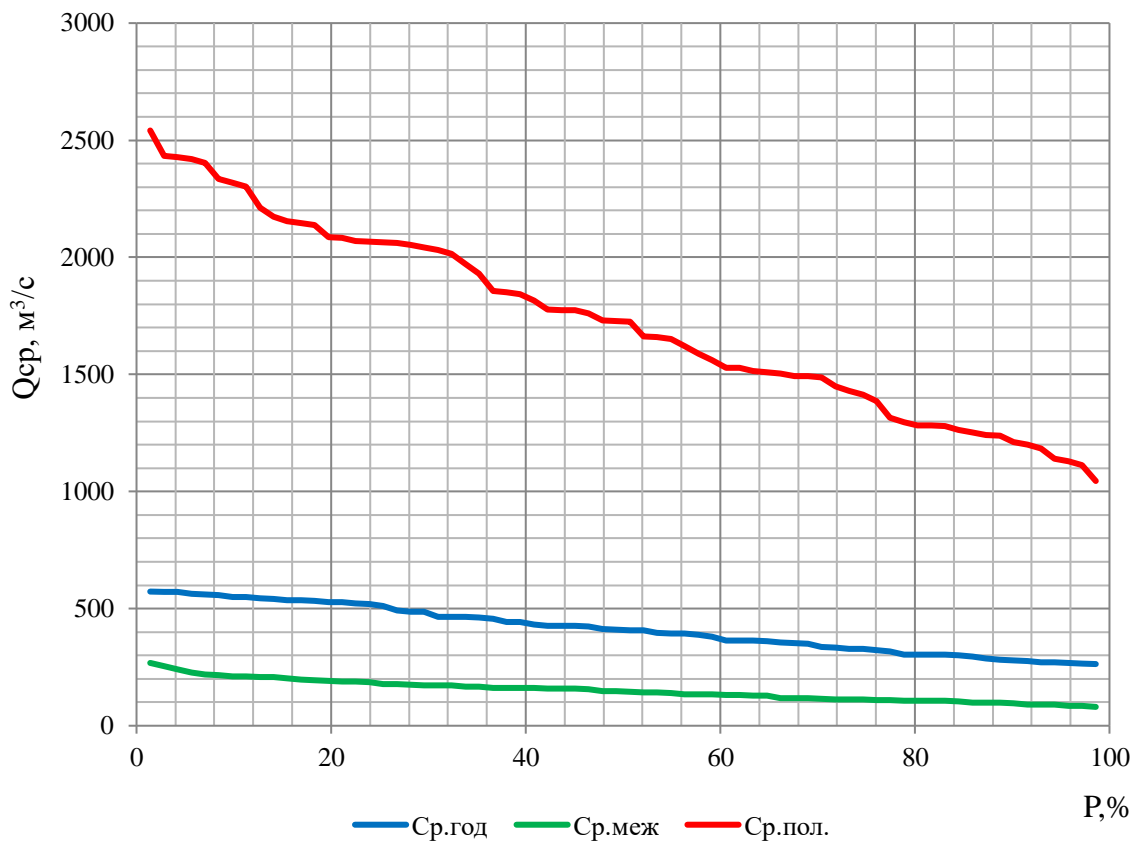


Рисунок 2.3- Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

### 2.2.1 Выбор расчетного средневодного года (p = 50%)

Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. В итоге принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

1952 год:

$$K_m = \frac{Q_{м1982}}{Q_{м1952}} = \frac{147,2}{147,5} = 1,0;$$

$$K_p = \frac{Q_{п1952}}{Q_{п1952}} = \frac{1728,0}{1728,0} = 1,0.$$

1970 год:

$$K_m = \frac{Q_{м1989}}{Q_{м1970}} = \frac{145,0}{157,6} = 0,92;$$

$$K_p = \frac{Q_{п1963}}{Q_{п1970}} = \frac{1726,0}{1651,0} = 1,05.$$

В качестве расчетного средневодного гидрографа принимаем 1952 год.

### 2.2.2 Выбор расчетного маловодного года (P = 90%)

Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

2008 год:

$$K_M = \frac{Q_{M1994}}{Q_{M2008}} = \frac{97,4}{80,5} = 1,21;$$

$$K_{II} = \frac{Q_{II1986}}{Q_{II2008}} = \frac{1239,0}{1296,0} = 0,96.$$

1987 год:

$$K_M = \frac{Q_{M2002}}{Q_{M1987}} = \frac{96,0}{91,3} = 1,05;$$

$$K_{II} = \frac{Q_{II1987}}{Q_{II1987}} = \frac{1212,5}{1212,5} = 1,0.$$

В качестве расчётного маловодного года принимаем 1987гг.

Выбрав окончательно расчётные гидрографы, уточним годовой сток, умножив среднемесячные расходы на вычисленные коэффициенты приведения (таблица 2.6, таблица 2.7).

Таблица 2.6 - Расчетный маловодный год (P=90%) без приведения и с приведением

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_i^{90\%},$ м <sup>3</sup> /с	48	49	67	116	1259	1166	172	119	142	65	78	57
$Q_i^{пр90\%},$ м <sup>3</sup> /с	50	52	70	122	1259	1166	181	125	149	68	82	60

Таблица 2.7 - Расчетный средневодный год (P=50%) без приведения и с приведением

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_i^{50\%},$ м <sup>3</sup> /с	55	91	66	192	1900	1556	271	225	201	173	125	76
$Q_i^{пр50\%},$ м <sup>3</sup> /с	55	91	66	192	1900	1556	270	225	201	173	125	76

Корректировка средневодного года в те месяцы, где расход по величине меньше расхода за соответствующие месяцы маловодного года потребовалась (таблица 2.8). Гидрографы маловодного и средневодного года представлены на рисунке 2.4.

Таблица 2.8 - Корректировка

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_i^{пр90\%},$ м <sup>3</sup> /с	50	52	70	122	1259	1166	181	125	149	68	82	60
$Q_i^{кор50\%},$ м <sup>3</sup> /с	55	91	76	182	1900	1556	270	225	201	173	125	76

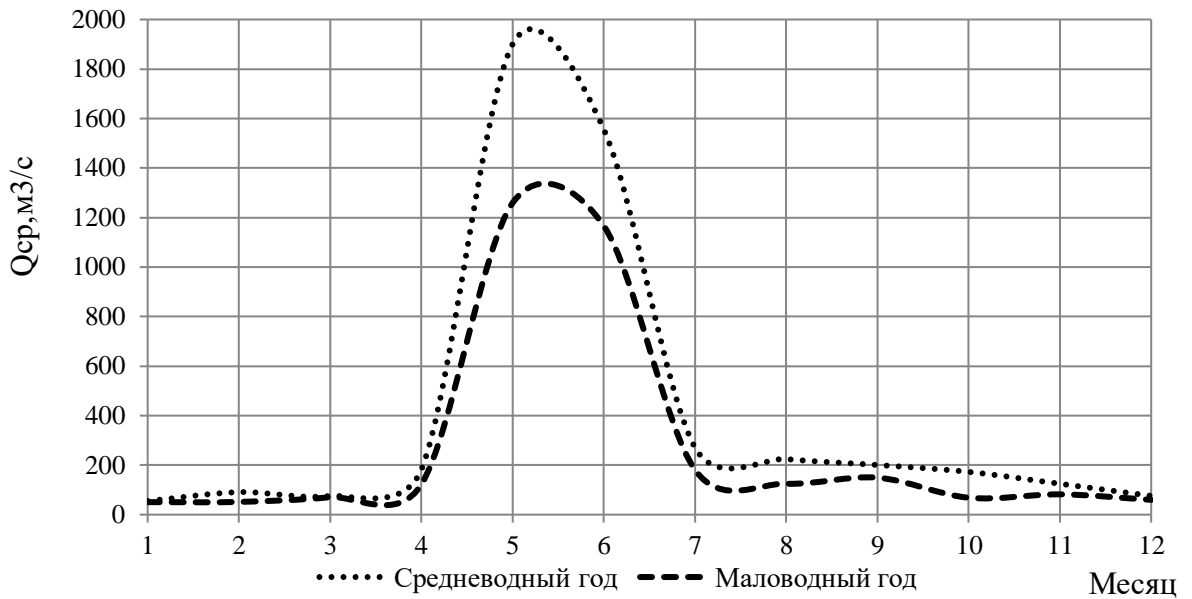


Рисунок 2.4 - Гидрографы маловодного и средневодного годов

### 2.3 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Будем рассматривать характерные суточные графики нагрузки для двух периодов: весенне-летнего и осенне-зимнего. В дальнейшем для краткости первый график называется летним, второй - зимним.

Для заданного района расположения энергосистемы «Сибирь» и числа часов использования ее годового максимума нагрузки  $T_c=6800$ ч определяем коэффициенты плотности суточного летнего  $\beta_{сут}^л$  и зимнего  $\beta_{сут}^з$  графиков нагрузки, а также коэффициент летнего снижения нагрузки относительно зимнего статического максимума  $\alpha_{лет}$

$$\begin{aligned} \text{Данные коэффициенты равны: } \beta_{сут}^л &= 0,81; \\ \beta_{сут}^з &= 0,77; \\ \alpha_{лет} &= 0,61. \end{aligned}$$

Нагрузки в любой час суток зимы и лета вычисляются по формулам:

$$P_t^з = P_c^{max} \cdot (a_t^з \cdot \beta_{сут}^з + b_t^з); \quad (2.1)$$

$$P_t^л = P_c^{max} \cdot \alpha_{лет} (a_t^л \cdot \beta_{сут}^л + b_t^л); \quad (2.2)$$

где  $a_t^з, b_t^з, a_t^л, b_t^л$  – коэффициенты нагрузки типовых суточных графиков, приведённые [1] и зависящие от района расположения энергосистемы.

Расчет суточных графиков нагрузки сведем в таблицу 2.9.

Интегральные кривые нагрузки строятся по данным, полученным в результате ранжирования мощности по убыванию, делению её на зоны, соответствующим приращениям нагрузки и выработке электроэнергии в данных зонах.

Расчёт интегральных кривых нагрузки для летнего и зимнего периода сведены в таблицу 2.10 и 2.11 соответственно. Суточные графики нагрузки и ИКН для лета и зимы показаны на рисунках – 2.5 и 2.6.

Таблица 2.9 - Суточные графики нагрузки

Часы	Зима	Лето	$P_{тз}$	$P_{тл}$
1	0,63	0,39	21304	13408
2	0,53	0,37	17969	12573
3	0,52	0,35	17578	11992
4	0,50	0,34	17031	11677
5	0,50	0,34	17031	11677
6	0,52	0,34	17578	11677
7	0,56	0,36	19145	12071
8	0,69	0,42	23375	14435
9	0,84	0,49	28390	16823
10	0,93	0,51	31722	17458
11	0,91	0,61	30872	20740
12	0,84	0,58	28557	19553
13	0,80	0,55	27040	18573
14	0,80	0,56	27246	18981
15	0,86	0,58	29334	19769
16	0,82	0,56	28030	19023
17	0,82	0,53	28013	18010
18	0,98	0,56	33218	19164
19	1,00	0,55	34000	18770
20	0,96	0,54	32501	18193
21	0,94	0,54	32045	18370
22	0,91	0,48	30937	16457
23	0,82	0,58	28004	19572
24	0,69	0,50	23375	17030

Таблица 2.10 - Координаты интегральной кривой нагрузки для зимнего периода

$P_t^3$ , МВт	$\Delta P_t^3$ , МВт	$\Delta t$ , ч	$\Delta \mathcal{E}$ , МВт.ч	$P_{\Sigma}^3$ , МВт□	$\mathcal{E}_{\Sigma}$ , МВт.ч
34000	782	1	782	782	782
33218	717	2	1435	1499	2217
32501	456	3	1367	1955	3584
32045	323	4	1292	2278	4876
31722	785	5	3927	3063	8803
30937	65	6	388	3128	9190
30872	1539	7	10770	4667	19960
29334	777	8	6215	5443	26175
28557	167	9	1499	5610	27674
28390	360	10	3604	5970	31278

Окончание таблицы 2.10

$P_t^3$ , МВт	$\Delta P_t^3$ , МВт	$\Delta t$ , ч	$\Delta \mathcal{E}$ , МВт.ч	$P_{\Sigma}^3$ , МВт	$\mathcal{E}_{\Sigma}$ , МВт.ч
28030	17	11	187	5987	31465
28013	8	12	98	5996	31563
28004	759	13	9861	6754	41424
27246	206	14	2885	6960	44309
27040	3665	15	54973	10625	99282
23375	0	16	0	10625	99282
23375	2071	17	35200	12696	134482
21304	2159	18	38862	14855	173344
19145	1176	19	22352	16031	195696
17969	391	20	7820	16422	203516
17578	0	21	0	16422	203516
17578	547	22	12043	16969	215558
17031	0	23	0	16969	215558

Таблица 2.11 - Координаты интегральной кривой нагрузки для летнего периода

$P_t^1$ , МВт	$\Delta P_t^1$ , МВт	$\Delta t$ , ч	$\Delta \mathcal{E}$ , МВт.ч	$P_{\Sigma}^1$ , МВт	$\mathcal{E}_{\Sigma}$ , МВт.ч
20740	971	1	971	971	971
19769	197	2	394	1168	1365
19572	20	3	59	1187	1424
19553	389	4	1555	1576	2979
19164	141	5	705	1717	3684
19023	41	6	249	1759	3933
18981	212	7	1481	1970	5414
18770	197	8	1576	2167	6990
18573	202	9	1820	2370	8810
18370	177	10	1773	2547	10584
18193	183	11	2014	2730	12598
18010	552	12	6625	3282	19223
17458	428	13	5562	3710	24786
17030	207	14	2904	3917	27689
16823	365	15	5482	4283	33171
16457	2022	16	32354	6305	65525
14435	1027	17	17453	7332	82978
13408	836	18	15045	8167	98023
12573	502	19	9536	8669	107559
12071	79	20	1576	8748	109135
11992	315	21	6620	9063	115755
11677	0	22	0	9063	115755
11677	0	23	0	9063	115755
11677	11677	24	280239	20740	395994



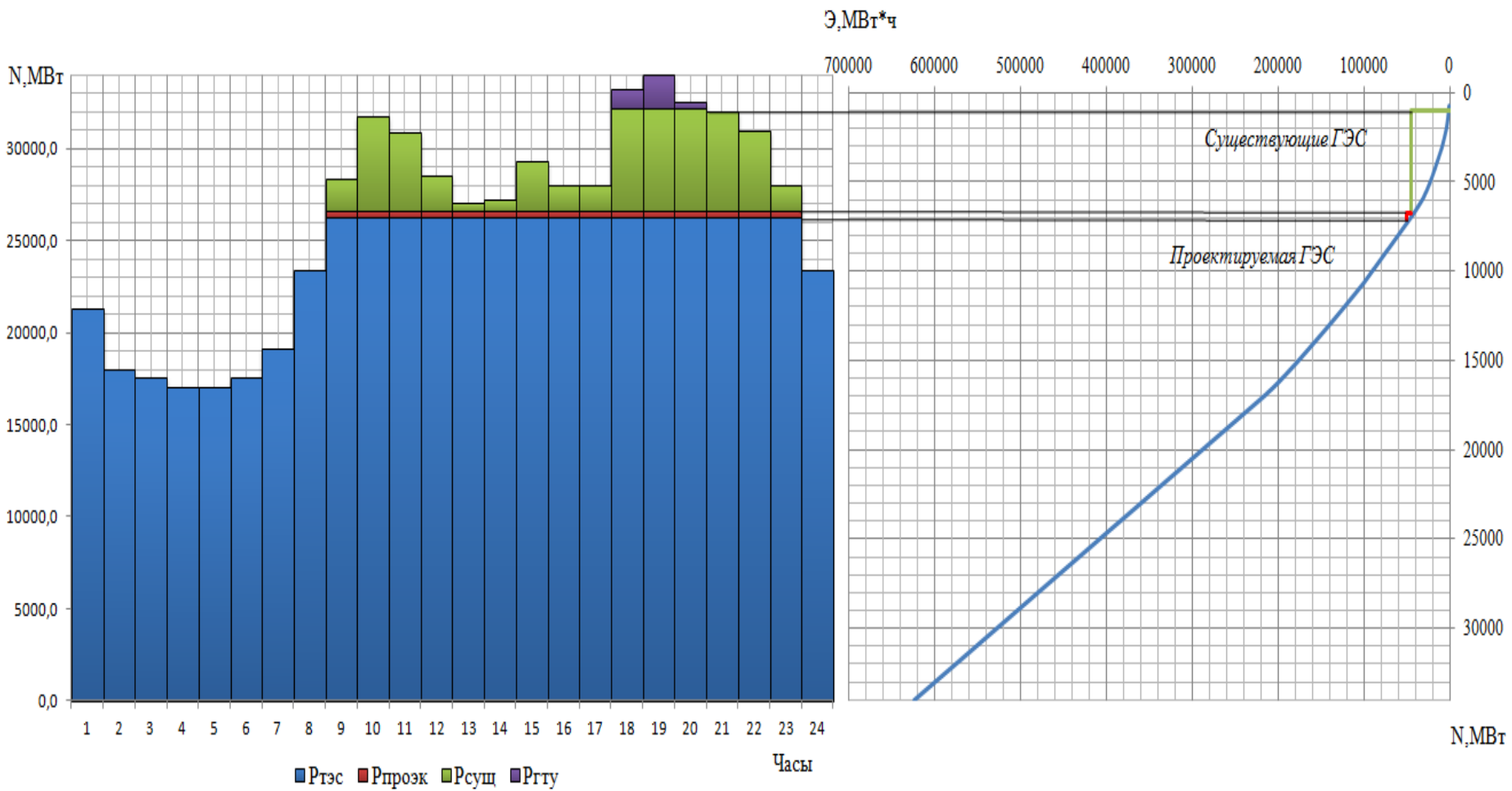


Рисунок 2.5 – Суточный график нагрузки и ИКН для зимнего периода

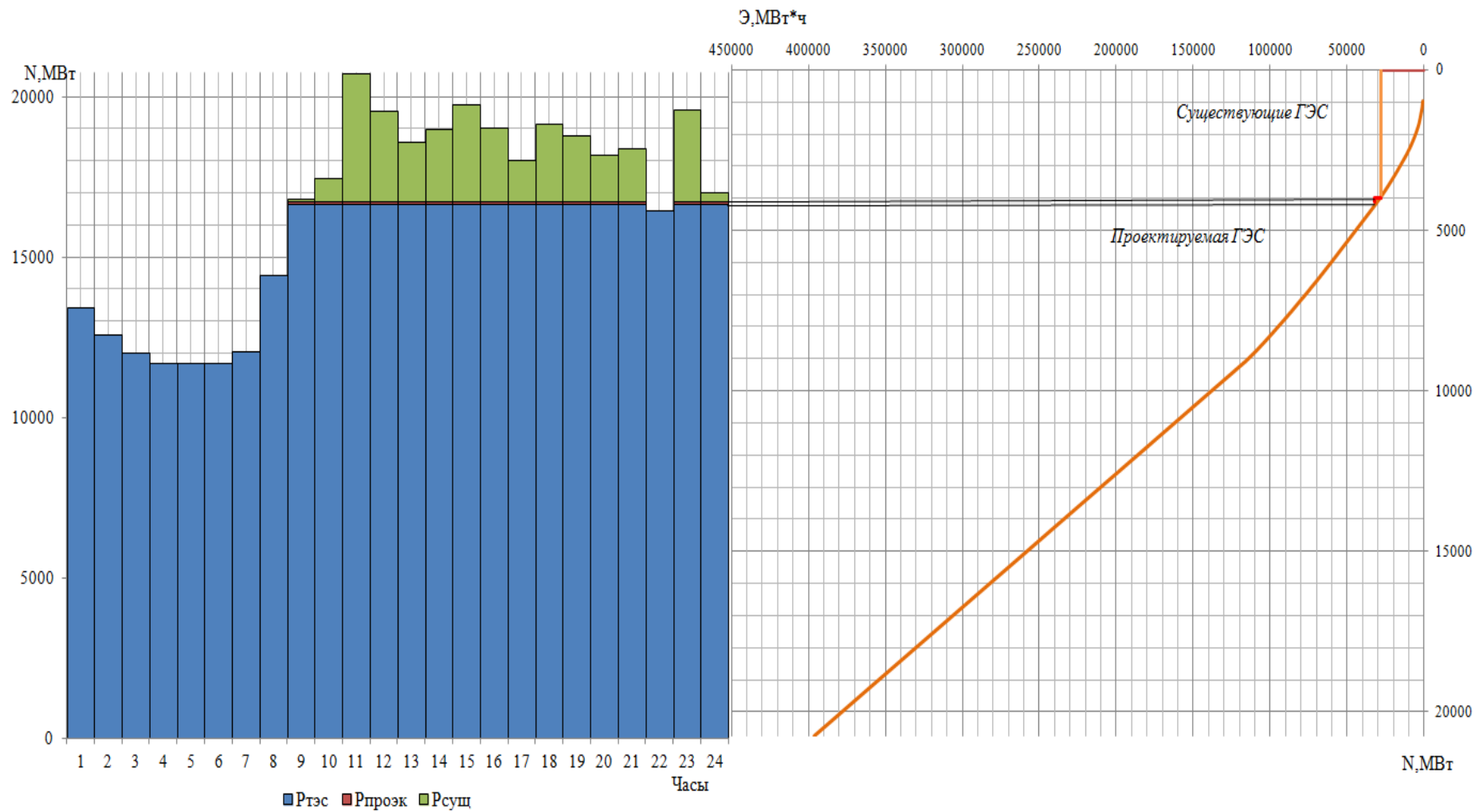


Рисунок 2.6 – Суточный график нагрузки и ИКН для летнего периода

## 2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Рассчитаем и построим годовой график максимальных нагрузок энергосистемы для неразвивающейся энергосистемы:

Считаем, что энергосистема неразвивающаяся:

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos(30^\circ \cdot t - 15^\circ), \quad (2.3)$$

где  $t$  – порядковый номер месяца;

$$a = P_c^{max} \cdot \frac{1 + \alpha_{лет}}{2} = 34000 \cdot \frac{(1 + 0,61)}{2} = 27370 \text{ МВт}; \quad (2.4)$$

$$b = P_c^{max} \cdot \frac{1 - \alpha_{лет}}{2} = 34000 \cdot \frac{(1 - 0,61)}{2} = 6630 \text{ МВт}; \quad (2.5)$$

где  $P_c^{max}$  - зимний максимум годовой нагрузки энергосистемы;

Годовой график среднемесячных нагрузок:

$$\bar{P}_t = P_t^{max} \cdot \beta_t^{сут} \cdot \sigma_{мес}, \quad (2.6)$$

где  $\bar{P}_t$  – среднемесячная мощность,

$\beta_t^{сут}$  - коэффициент плотности суточного графика нагрузки  $t$ -го месяца;

$\sigma_{мес}$  - коэффициент внутримесячной неравномерности нагрузки, который обычно изменяется в пределах 0,94—0,97 (в расчетах принимается среднее значение из указанного диапазона).

Поскольку  $\beta_t^{сут}$  известен только для лета (июня-июля) и зимы (января-декабря), то промежуточные значения найдем по линейному закону (рисунок 2.7). Графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы (рисунок 2.8) при заданном максимуме нагрузки, числе часов использования годового максимума нагрузки и района расположения энергосистемы «север» приведены в таблице 2.12.

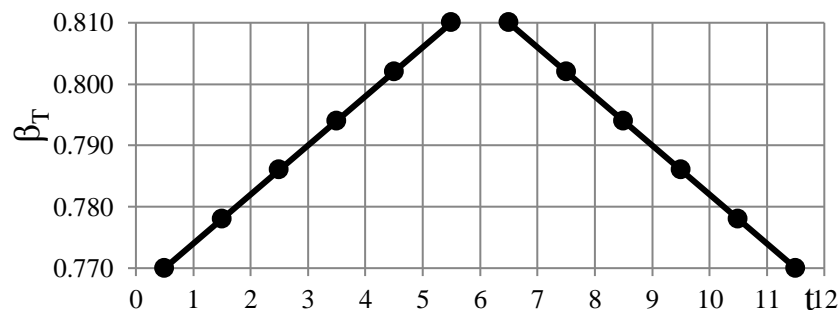


Рисунок 2.7 – Годовой график среднемесячных нагрузок

Таблица 2.12 – Годовой график максимальных и среднемесячных нагрузок

Месяц	$\beta_T$	$P_{\max}$ , МВт	$P_{\text{ср}}$ , МВт
I	0,770	33774	24836
II	0,778	32058	23819
III	0,786	29086	21833
IV	0,794	25654	19453
V	0,802	22682	17372
VI	0,810	20966	16218
VII	0,810	20966	16218
VIII	0,802	22682	17372
IX	0,794	25654	19453
X	0,786	29086	21833
XI	0,778	32058	23819
XII	0,770	33774	24836

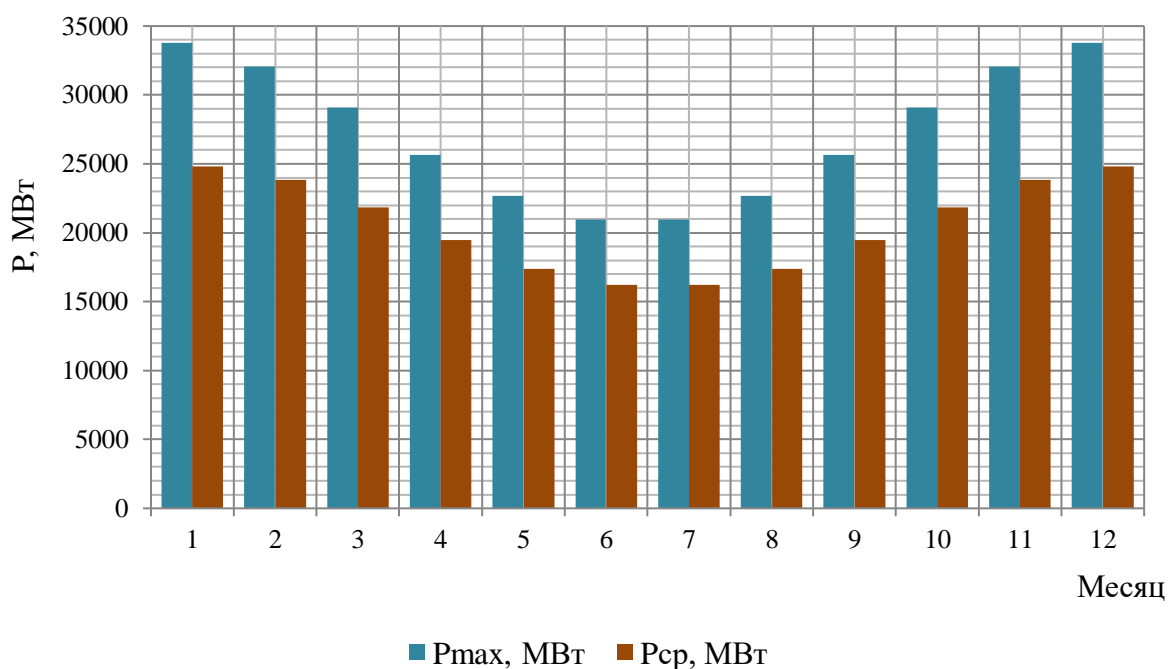


Рисунок 2.8 – График максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

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

Для выбранного расчетного маловодного 1987 года вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q_{пр} \cdot H_{ГЭС}^{подв}, \quad (2.7)$$

$$H_{ГЭС}^{подв} = z_{ВБ} - z_{НБ}(Q_{НБ}(t)) - \Delta h, \quad (2.8)$$

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

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

Затем производим перераспределение мощностей с целью максимального вытеснения мощностей тепловых станций в зимние месяцы следующим образом: определим мощность, пригодную для перераспределения и добавим эту мощность к зимним месяцам.

$$N_{перерасп} = \sum (N_{быт,i} - N_{ВХК,i}) \quad (2.10)$$

Результаты расчетов представлены в таблицу 2.13.

Таблица 2.13 - Мощность ГЭС с требованиями ВХК

Показатель	Лето						Зима					
	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV
Qбыт90%, м³/с	1900	1556	270	225	201	173	125	76	55	91	76	182
Qф, м³/с	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Qисп, м³/с	9	9	9	9	9	9	0	0	0	0	0	0
Qльд, м³/с	25	15	0	0	0	-3	-12	-24	-4	-3	0	10
Qпотр, м³/с	2	2	2	2	17	1	1	1	1	1	1	1
Zвб, м	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340
Qполез, м³/с	1913	1559	258	213	189	143	111	50	49	86	74	190
Zнб(Qнб), м	302,8	303,2	303,1	304,1	308,2	307,7	304,6	304,3	304,14	303,78	303,50	302,88
Nгэс, м	31	32	35	35	35	36	36	37	37	36	36	35
Nгэс, МВт	511	425	81	68	61	53	39	24	17	28	24	55
Qвхк, м³/с	190	190	190	190	190	190	69	69	69	69	69	69
Zнб(Qвхк), м	303,9	303,9	304,2	304,2	304,2	304,2	303,1	303,1	303,1	303,1	303,1	303,1
Nвхк, м	36	36	35	35	35	35	36	36	36	36	36	36
Nвхк, МВт	58	58	58	58	58	58	22	22	22	22	22	22
Nгар, МВт	453	366	23	10	3	-5	17	2	-4	7	2	34

Данный расчёт выполняется с целью определения месяцев, в которые ГЭС будет работать на расходах, превышающих требования ВХК. Графики без перераспределения мощностей и с их перераспределением представлены на рисунке 2.9 и 2.10.

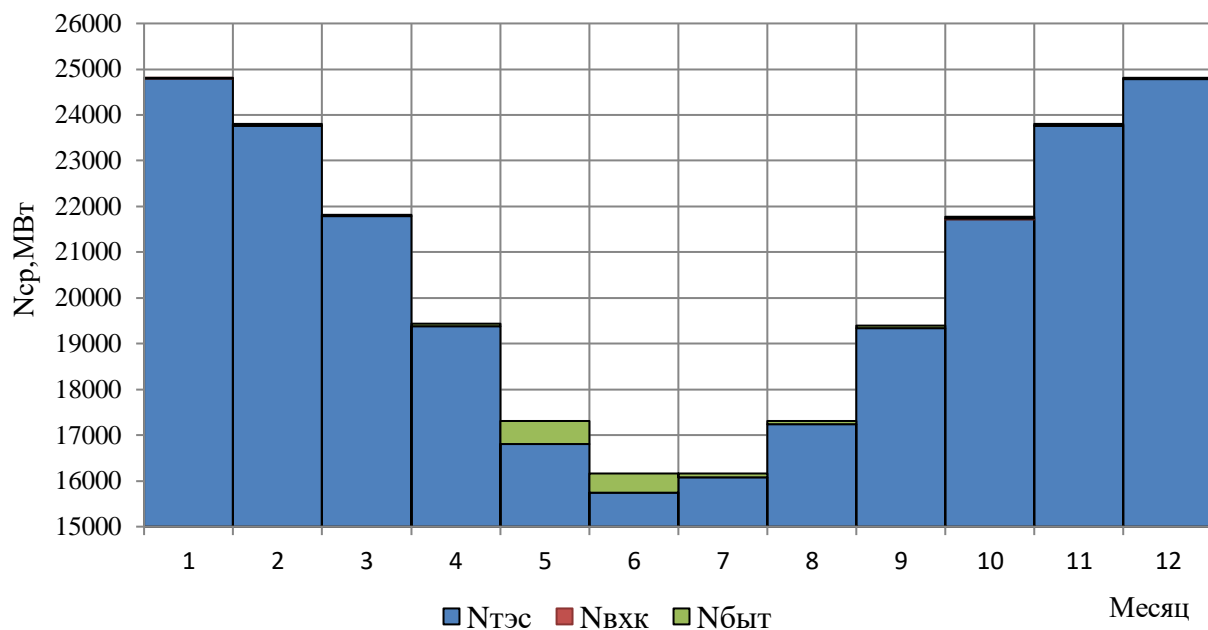


Рисунок 2.9 – Работа проектируемой ГЭС без регулирования

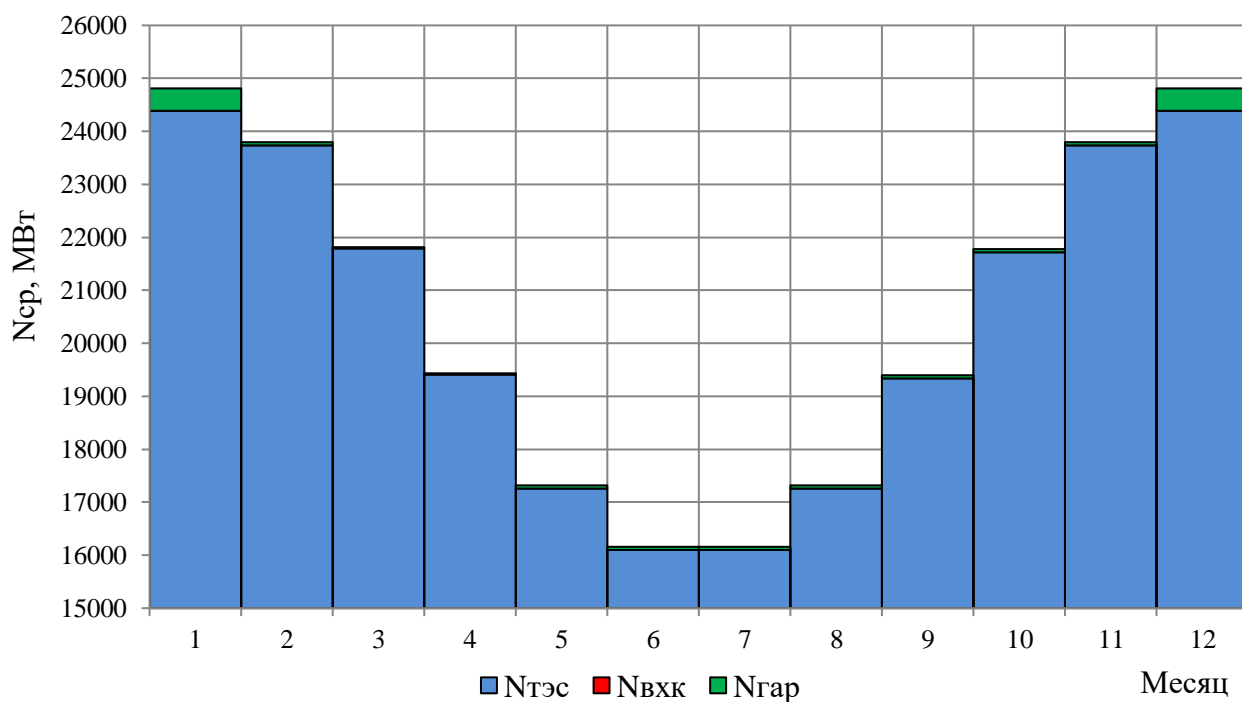


Рисунок 2.10 – Работа проектируемой ГЭС с перераспределением

## 2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

Данный расчёт сводится к определению периода и глубины сработки водохранилища в расчётный маловодный год.

Результаты расчетов представлены в таблицу 2.14.

Таблица 2.14 – Сработка и наполнение водохранилища в маловодном году

Месяц	Q <sup>пр90%</sup>	Q <sub>в</sub>	ΔQ <sub>лд</sub>	ΔQ <sub>фильтр</sub>	Q <sub>исп</sub>	Q <sub>ГЭС</sub>	V <sub>вбн</sub>	dV
7	181	21	0	1	9	190	9,83	0,06
8	125	77	0	1	9	190	9,77	0,21
9	149	53	0	1	9	190	9,57	0,14
10	68	152	3	1	9	190	9,43	0,41
11	82	50	12	1	0	118	9,02	0,13
12	60	729	24	1	0	763	8,90	1,95
1	50	865	4	1	0	909	6,94	2,32
2	52	80	3	1	0	127	4,63	0,20
3	70	40	0	1	0	108	4,43	0,11
4	122	-15	-10	1	0	115	4,32	-0,04
5	1259	-1082	-25	1	9	190	4,36	-2,90
6	1166	-979	-15	1	9	190	7,26	-2,54
Месяц	V <sub>вбк</sub>	Z <sub>вбн</sub>	Z <sub>вбк</sub>	Z <sub>вбср</sub>	Z <sub>нб</sub>	Δh	H	N <sub>гар</sub>
7	9,77	340,00	339,97	340,0	304,16	0,5	35,33	58
8	9,57	339,97	339,67	339,8	304,16	0,5	35,16	57
9	9,43	339,67	339,46	339,6	304,16	0,5	34,91	57
10	9,02	339,46	338,83	339,1	304,16	0,5	34,49	56
11	8,90	338,83	338,62	338,7	303,58	0,5	34,65	35
12	6,94	338,62	335,12	336,9	306,58	0,5	29,79	195
1	4,63	335,12	329,70	332,4	306,95	0,5	24,96	195
2	4,43	329,70	329,13	329,4	303,65	0,5	25,27	27
3	4,32	329,13	328,81	329,0	303,49	0,5	24,98	23
4	4,36	328,81	328,93	328,9	303,55	0,5	24,82	25
5	7,26	328,93	335,73	332,3	303,94	0,5	27,89	46
6	9,79	335,73	340,00	337,9	303,94	0,5	33,42	55

Согласно приведённым расчётам отметкой УМО будет низшая за расчётный период: УМО=328,81 м.

Используя кривую связи объёмов водохранилища от уровня воды (рисунок 1) определяем полезный объём водохранилища:

$$V_{\text{полезн}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 9,83 - 4,32 = 5,51 \text{ км}^3; \quad (2.11)$$

Определим режим проектируемой ГЭС в суточных (зимнем, летнем) и годовых графиках максимальной нагрузки энергосистемы.

$$\mathcal{E}_{\text{ср.сут.зим}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{гар}}^{\text{ГЭС}} \cdot 24 = 195 \cdot 24 = 4680 \text{ МВт} \cdot \text{ч}; \quad (2.11)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср.сут.лет}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{гар}}^{\text{ГЭС}} \cdot \alpha_{\text{лет}} \cdot 24 = 195 \cdot 0,669 \cdot 24 = 3271 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.12)$$

Вписываем проектируемую ГЭС в ИКН для зимнего и летнего периодов. Определяем вытесняющую мощность:  $N_{\text{выт.раб.}}^{\text{ГЭС}} = 350 \text{ МВт}$ .

График сработки и наполнения водохранилища в маловодных условиях изображён на рисунок 2.11.

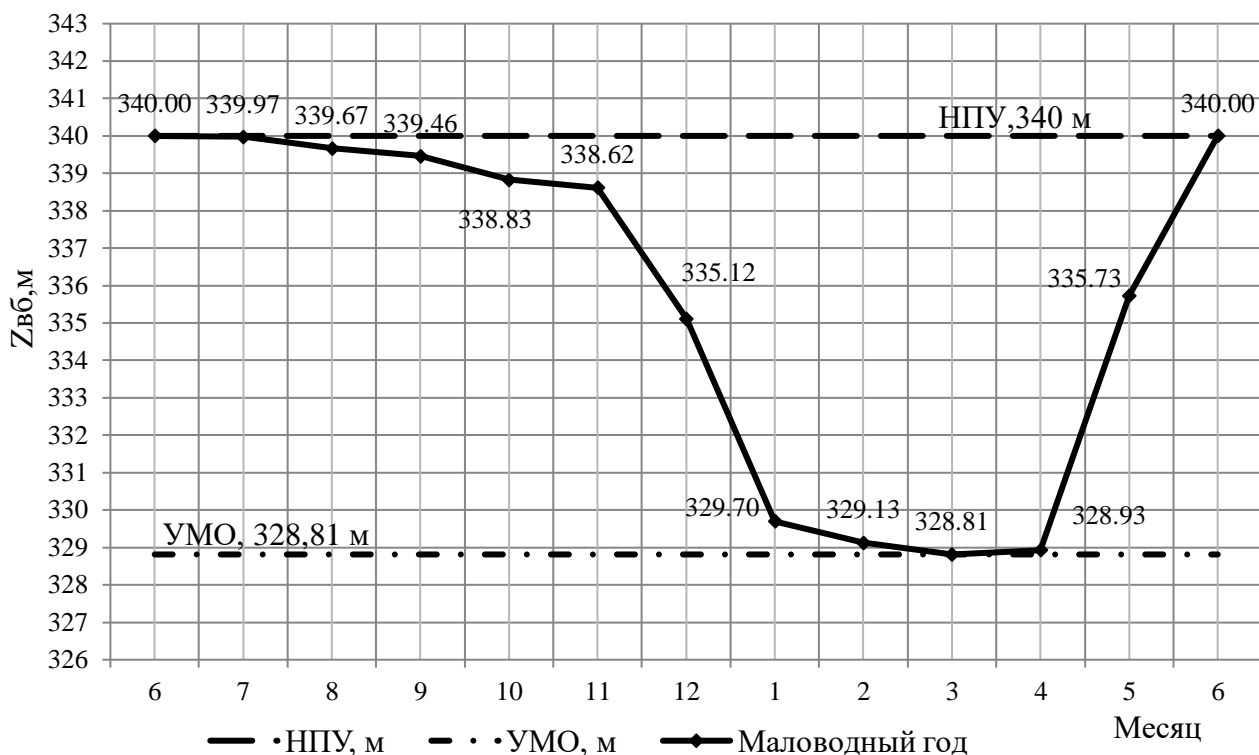


Рисунок 2.11- График сработки и наполнения водохранилища в маловодный год

## 2.7 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в среднем по водности году. Среднегодовая выработка и график сработки

Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году производятся аналогично расчётам в маловодном году и представлены в таблицу 2.15.

Таблица 2.15 - Расчёт водно-энергетического регулирования в средневодном году

Месяц	$Q_{пр50\%}$	$Q_v$	$\Delta Q_{лд}$	$\Delta Q_{фильтр}$	$Q_{исп}$	$Q_{ГЭС}$	$V_{вбн}$	$dV$
7	270	42,00	0	1	9	312	9,8	0,1
8	225	50,00	0	1	9	275	9,7	0,1
9	201	72,00	0	1	9	273	9,6	0,2
10	173	99,00	3	1	9	272	9,4	0,3
11	125	125,00	12	1	0	250	9,1	0,3
12	76	710,00	24	1	0	786	8,8	1,9
1	55	890,00	4	1	0	945	6,9	2,4
2	91	60,00	3	1	0	151	4,5	0,2
3	76	20,00	0	1	0	96	4,4	0,1
4	182	-40,00	-10	1	0	142	4,3	-0,1
5	1900	-1024,00	-25	1	9	876	4,4	-2,7
6	1556	-1014,00	-15	1	9	542	7,2	-2,6



Окончание таблицы 2.15

Месяц	$V_{вбк}$	$Z_{вбн}$	$Z_{вбк}$	$Z_{вбср}$	$Z_{нб}$	$\Delta h$	$H$	$N_{гар}$
7	9,7	340,00	339,89	339,95	304,92	0,5	34,53	93
8	9,6	339,89	339,69	339,79	304,71	0,5	34,58	82
9	9,4	339,69	339,41	339,55	304,70	0,5	34,35	81
10	9,1	339,41	339,00	339,20	304,69	0,5	34,01	79
11	8,8	339,00	338,48	338,74	304,56	0,5	33,68	72
12	6,9	338,48	335,05	336,76	306,64	0,5	29,62	200
1	4,5	335,05	329,41	332,23	307,03	0,5	24,69	200
2	4,4	329,41	328,97	329,19	303,86	0,5	24,83	32
3	4,3	328,97	328,81	328,89	303,37	0,5	25,02	21
4	4,4	328,81	329,12	328,96	303,78	0,5	24,68	30
5	7,2	329,12	335,55	332,34	306,53	0,5	25,31	191
6	9,8	335,55	340,00	337,78	305,59	0,5	31,68	148

График сработки и наполнения водохранилища в средних условиях изображён на рисунок 2.12.

Определим среднемноголетнюю выработку электроэнергии:

$$Э_{ср.многог.} = \sum N_i \cdot t_i = 904,8 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.14)$$

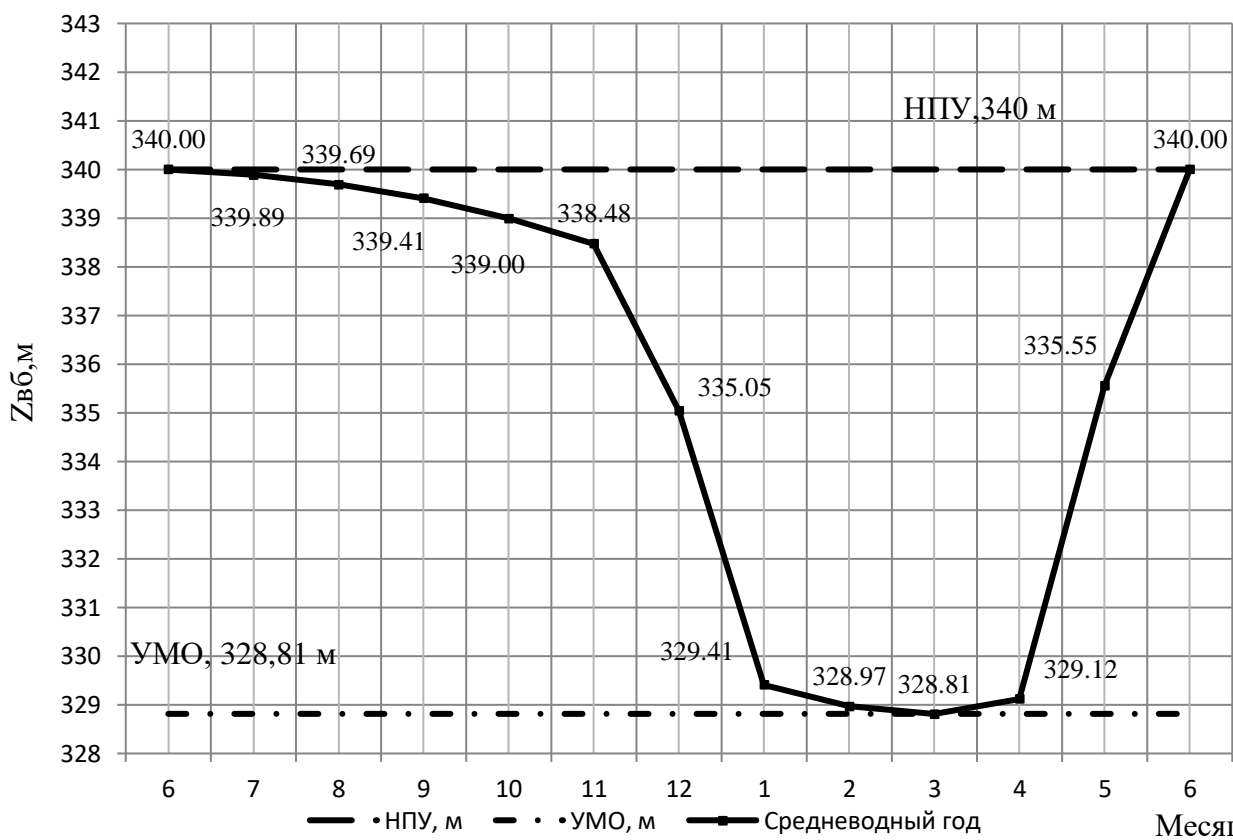


Рисунок 2.12 - График сработки и наполнения водохранилища в среднемводный год

## 2.8 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 1,5%  $P_i^{max}$ , аварийный резерв составляет 7% от  $P_i^{max}$ . Нагрузочный резерв расположен на существующих ГЭС, поэтому аварийный будет размещен на ТЭС. Установленную мощность ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{выт.раб.}^{ГЭС} + N_{рез}^{ГЭС} \quad (2.15)$$

Установленная мощность проектируемой ГЭС равна:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = 350 + 10 = 360 \text{ МВт.}$$

Установленную мощность ТЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ТЭС} = N_{раб.}^{ТЭС} + N_{ав.рез.}^{ТЭС} + N_{нагр.рез.}^{ТЭС} \quad (2.16)$$

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность. При этом продолжительность ремонта гидроагрегатов ГЭС принимается равной 15 дней, а частота их проведения – 1 раз в 4 года.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{рем}^{сущ.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст.}^{сущ.ГЭС}}{4} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} = \frac{6120}{8} = 765 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год} \quad (2.17)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{рем}^{пр.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст.}^{пр.ГЭС}}{4} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} = \frac{50}{8} = 6,25 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год} \quad (2.18)$$

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

Предусмотрены следующие нормы простоя оборудования: ТЭС с поперечными связями – 15 дней; блочные ТЭС – 30 дней.

$$\begin{aligned} F_{рем}^{ТЭС} &= \left( \frac{N_{уст.}^{ТЭС}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} + \frac{N_{уст.}^{ТЭС}}{2} \cdot 1 \text{ мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = \left( \frac{19484}{4} + \frac{19484}{2} \right) \cdot \frac{1}{2} = \\ &= 932 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год} \end{aligned} \quad (2.19)$$

Расчеты представлены в таблице 2.18-2.19.

Таблица 2.18 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	Система			Сущ. ГЭС N <sub>уст</sub> =4500МВт			Пр. ГЭС N <sub>уст</sub> =3000МВт			ТЭС N <sub>уст</sub> =23125МВт			
	N <sub>сист</sub>	Nн.р.	Na.р.	N раб.	Nн.р.	Nрем.	N раб.	Nн.р.	Nрем.	N раб.	Nн.р.	N а.р.	Nрем.
январь	33774	507	2364	5613	501	0	350	5,25	0	27304	0	2364	0
февраль	32058	481	2244	5639	479	0	100	1,5	0	25838	0	2244	0
март	29086	436	2036	5684	436	0	50	0,75	6,25	22916	0	2036	0
апрель	25654	385	1796	5735	384	0	50	0,75	0	19484	0	1796	932
май	22682	340	1588	5780	339	0	70	1,05	0	16492	0	1588	4157
июнь	20966	314	1468	5806	313	0	100	1,5	0	14746	0	1468	6018
июль	20966	314	1468	5806	313	0	100	1,5	0	14746	0	1468	6018
август	22682	340	1588	5780	339	0	100	1,5	0	16462	0	1588	4157
сентябрь	25654	385	1796	5735	383	0	100	1,5	0	19434	0	1796	932
октябрь	29086	436	2036	5684	435	765	100	1,5	0	22866	0	2036	0
ноябрь	32058	481	2244	5639	479	0	100	1,5	0	25838	0	2244	0
декабрь	33774	507	2364	5613	501	0	350	5,25	0	27304	0	2364	0

Таблица 2.19 – Баланс энергии энергосистемы в маловодном году

Месяц	N <sub>сп</sub> , МВт	N <sub>сущ.гэс</sub> , МВт	N <sub>пр.гэс</sub> , МВт	N <sub>тэс</sub> , МВт
1	24835,8	1901	195	22739,6
2	23818,9	1901	27	21890,4
3	21832,8	1901	23	19908,5
4	19452,7	1901	25	17527,1
5	17372,3	1647	46	15679,7
6	16218,2	1647	55	14516,6
7	16218,2	1647	58	14513,5
8	17372,3	1647	57	15667,8
9	19452,7	1647	57	17748,6
10	21832,8	1647	56	20129,5
11	23818,9	1901	35	21882,7
12	24835,8	1901	195	22739,3

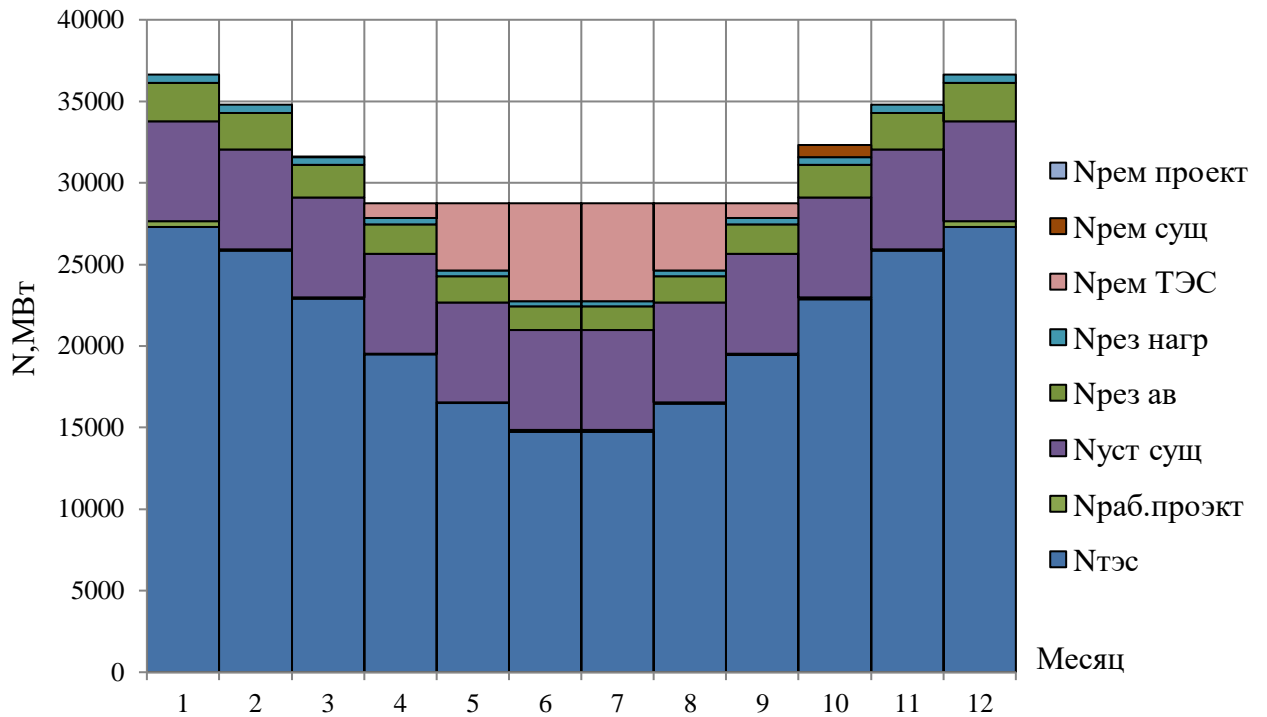


Рисунок 2.13 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

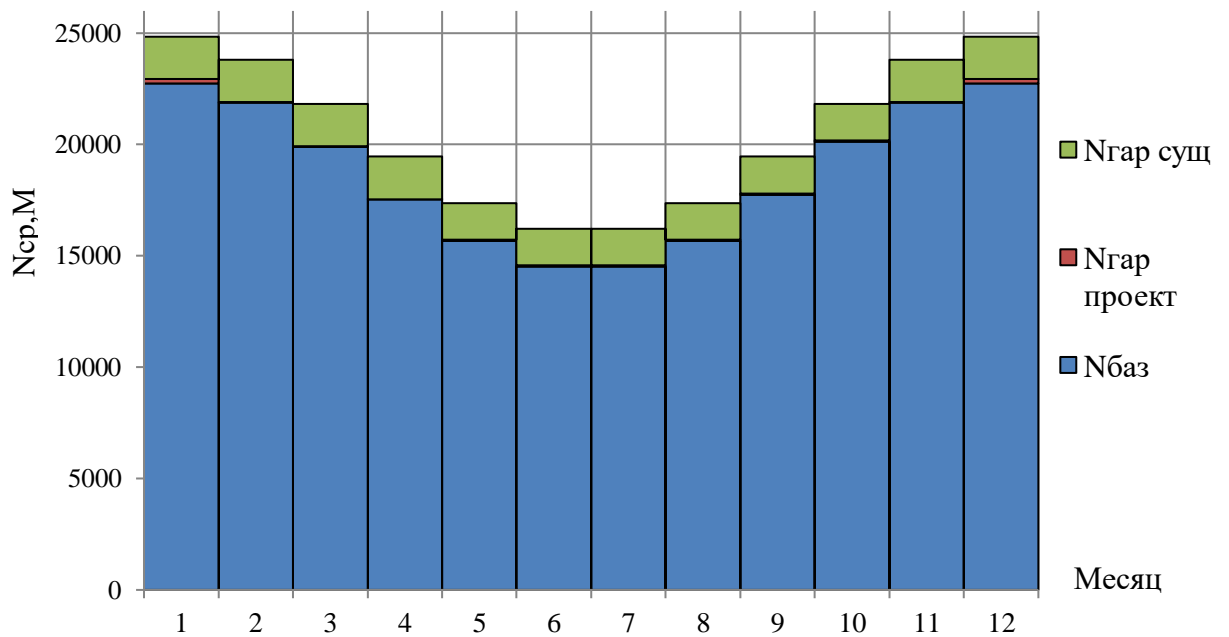


Рисунок 2.14 – Баланс энергии энергосистемы

## 2.9 Определение максимального расчетного расхода

Согласно СНиП 33-01-2003, проектируемая бетонная водосливная плотина имеет I класс гидротехнического сооружения (объем водохранилища более 1 км<sup>3</sup>). Сооружение данного класса должно быть рассчитано на пропуск половодья с расходом, ежегодная вероятность превышения которого составляет 0,1 %. Размеры водосливных отверстий и их число определяется по данным

поверочного расчетного случая, (пропуск половодья с расходом, ежегодная вероятность превышения которого составляет 0,01 %).

Таблица 2.20 – Данные для вычисления параметров кривой обеспеченности средних годовых расходов воды р. Бия за 1942 – 2011 г.г.

$Q_{\max}$ , м <sup>3</sup> /с (убыв.)	P %	$K = \frac{Q_i}{Q_{cp}}$	$K - 1$	$(K - 1)^2$	$(K - 1)^3$
3159	1,41	1,64	0,64	0,41	0,259
2993	2,82	1,55	0,55	0,30	0,168
2729	4,23	1,41	0,41	0,17	0,071
2703	5,63	1,40	0,40	0,16	0,065
2690	7,04	1,39	0,39	0,16	0,061
2627	8,45	1,36	0,36	0,13	0,047
2483	9,86	1,29	0,29	0,08	0,024
2478	11,27	1,28	0,28	0,08	0,023
2437	12,68	1,26	0,26	0,07	0,018
2411	14,08	1,25	0,25	0,06	0,016
2387	15,49	1,24	0,24	0,06	0,013
2383	16,90	1,24	0,24	0,06	0,013
2383	18,31	1,24	0,24	0,06	0,013
2376	19,72	1,23	0,23	0,05	0,012
2360	21,13	1,22	0,22	0,05	0,011
2342	22,54	1,21	0,21	0,05	0,010
2332	23,94	1,21	0,21	0,04	0,009
2305	25,35	1,19	0,19	0,04	0,007
2245	26,76	1,16	0,16	0,03	0,004
2235	28,17	1,16	0,16	0,03	0,004
2212	29,58	1,15	0,15	0,02	0,003
2208	30,99	1,14	0,14	0,02	0,003
2149	32,39	1,11	0,11	0,01	0,001
2144	33,80	1,11	0,11	0,01	0,001
2112	35,21	1,09	0,09	0,01	0,001
2061	36,62	1,07	0,07	0,00	0,000
2053	38,03	1,06	0,06	0,00	0,000
2047	39,44	1,06	0,06	0,00	0,000
2038	40,85	1,06	0,06	0,00	0,000
2033	42,25	1,05	0,05	0,00	0,000
2003	43,66	1,04	0,04	0,00	0,000
1973	45,07	1,02	0,02	0,00	0,000
1941	46,48	1,01	0,01	0,00	0,000
1930	47,89	1,00	0,00	0,00	0,000
1900	49,30	0,98	-0,02	0,00	0,000
1896	50,70	0,98	-0,02	0,00	0,000
1860	52,11	0,96	-0,04	0,00	0,000
1802	53,52	0,93	-0,07	0,00	0,000
1781	54,93	0,92	-0,08	0,01	0,000
1775	56,34	0,92	-0,08	0,01	-0,001
1766	57,75	0,92	-0,08	0,01	-0,001
1764	59,15	0,91	-0,09	0,01	-0,001

Окончание таблицы 2.20

$Q_{\max}$ , м <sup>3</sup> /с (убыв.)	P %	$K = \frac{Q_i}{Q_{cp}}$	$K - 1$	$(K - 1)^2$	$(K - 1)^3$
1757	60,56	0,91	-0,09	0,01	-0,001
1749	61,97	0,91	-0,09	0,01	-0,001
1733	63,38	0,90	-0,10	0,01	-0,001
1713	64,79	0,89	-0,11	0,01	-0,001
1688	66,20	0,88	-0,12	0,02	-0,002
1675	67,61	0,87	-0,13	0,02	-0,002
1631	69,01	0,85	-0,15	0,02	0,00
1618	70,42	0,84	-0,16	0,03	-0,004
1614	71,83	0,84	-0,16	0,03	-0,004
1603	73,24	0,83	-0,17	0,03	-0,005
1569	74,65	0,81	-0,19	0,03	-0,006
1568	76,06	0,81	-0,19	0,04	-0,007
1560	77,46	0,81	-0,19	0,04	-0,007
1544	78,87	0,80	-0,20	0,04	-0,008
1543	80,28	0,80	-0,20	0,04	-0,008
1456	81,69	0,75	-0,25	0,06	-0,015
1378	83,10	0,71	-0,29	0,08	-0,023
1377	84,51	0,71	-0,29	0,08	-0,023
1365	85,92	0,71	-0,29	0,09	-0,025
1331	87,32	0,69	-0,31	0,10	-0,030
1322	88,73	0,69	-0,31	0,10	-0,031
1302	90,14	0,67	-0,33	0,11	-0,034
1286	91,55	0,67	-0,33	0,11	-0,037
1278	92,96	0,66	-0,34	0,11	-0,038
1272	94,37	0,66	-0,34	0,12	-0,040
1259	95,77	0,65	-0,35	0,12	-0,042
1206	97,18	0,63	-0,37	0,14	-0,053
1126	98,59	0,58	-0,42	0,17	-0,072
1929		$\Sigma$	0,0	3,96	0,334

Среднеквадратическая ошибка коэффициента вариации  $C_V = 0,239$  равна  $\delta C_V = 9,2 \%$ .

Среднеквадратическая ошибка коэффициента асимметрии  $C_S = 0,35$  равна  $\delta C_S = 100,1 \%$ . Данная ошибка  $\pm 67,4 \%$  больше допустимой для этого ряда, поэтому для построения кривой обеспеченности принимаем  $C_S = 2C_V = 0,479$ .

Зная величины  $Q_{cp} = 1929 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  $C_V = 0,239$ ,  $C_S = 0,479$  вычислим теоретическую кривую обеспеченности средних годовых расходов воды. Результаты расчета представлены в таблице 2.21 и отражены на рисунке 2.15.

Таблица 2.21 – Вычисление теоретической кривой обеспеченности средних годовых расходов воды

P, %	0,01	0,1	1	3	5	10	20	30
------	------	-----	---	---	---	----	----	----

$\Phi$	4,81	3,80	2,72	2,08	1,77	1,32	0,81	0,46
$\Phi \cdot C_V$	1,15	0,91	0,65	0,50	0,42	0,32	0,19	0,11
$\Phi \cdot C_V + 1$	2,15	1,91	1,65	1,50	1,42	1,32	1,19	1,11
$Q, \text{м}^3/\text{с}$	4150	3682	3185	2887	2745	2538	2303	2141
$P, \%$	50	70	80	90	95	97	99	99,9
$\Phi$	-0,080	-0,580	-0,850	-1,220	-1,494	-1,664	-1,968	-2,414
$\Phi \cdot C_V$	-0,019	-0,139	-0,204	-0,292	-0,358	-0,398	-0,471	-0,578
$\Phi \cdot C_V + 1$	0,981	0,861	0,796	0,708	0,642	0,602	0,529	0,422
$Q, \text{м}^3/\text{с}$	1892	1661	1536	1366	1239	1160	1020	814

Расход воды заданной обеспеченности будет равен:

$$Q_{0,1\%} = 3682 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{0,01\%} = 4150 \text{ м}^3/\text{с}.$$

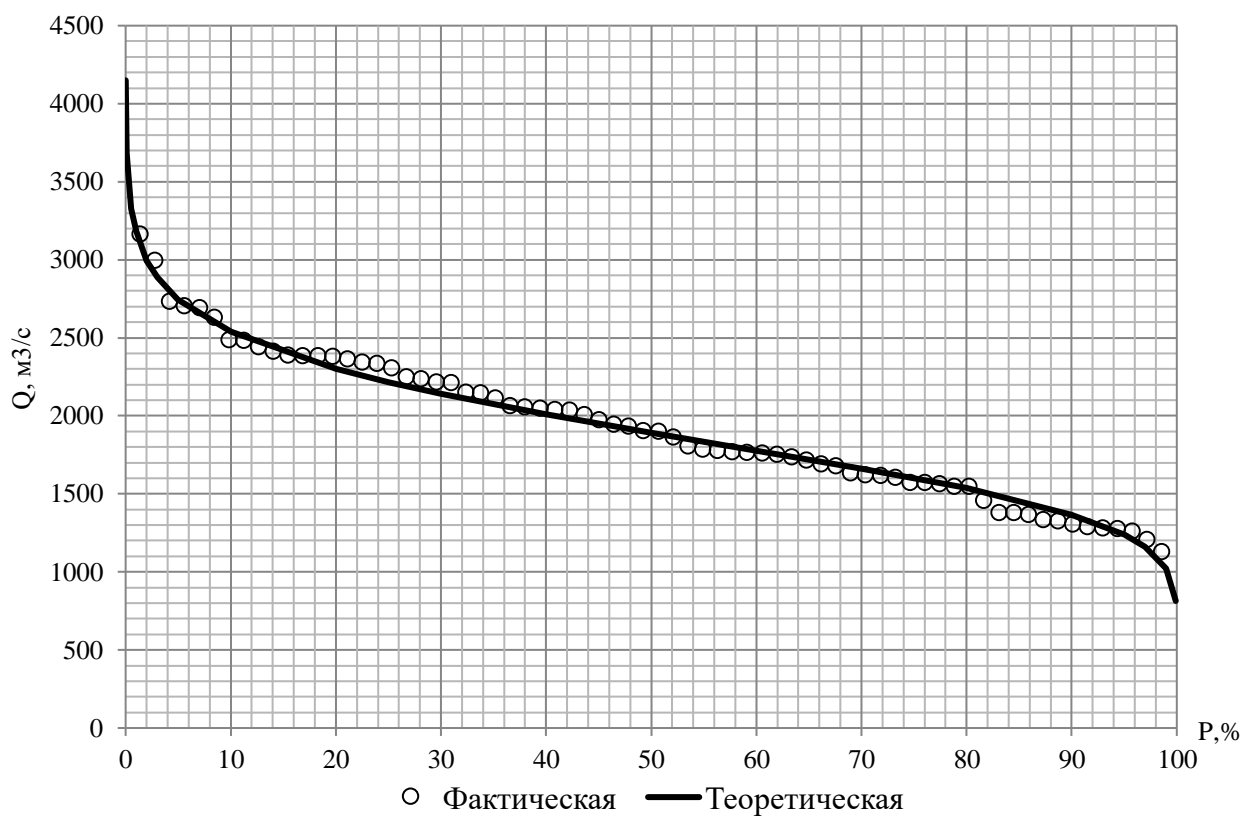


Рисунок 2.15 – Теоретическая кривая обеспеченности

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Выбор числа и типа гидроагрегатов

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

1. Выбранные параметры оборудования должны обеспечивать эксплуатацию агрегатов и станции в целом во всех допустимых режимах работы с наибольшим КПД;

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

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

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

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = z_{вб}(V_{сраб}) - z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

где  $z_{вб}(V_{сраб})$  – отметка уровня воды в водохранилище, которая изменяется в зависимости от объема сработки  $V_{сраб}$  от НПУ до УМО (рисунок 2);

$z_{нб}(Q_{нб})$  – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода (рисунок 1);

$\Delta h$  – потери напора в водопроводящих сооружениях.

Определим ограничения работы турбин:

1) Ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

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

где  $k_N = 8,6$  – коэффициент мощности.

2) Ограничение по пропускной способности ГЭС (ниже точки расчётного напора), которую до выбора турбинного оборудования строим по зависимости:



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

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

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

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{min}} = 69 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (3.4)$$

Расчёт режимного поля представлен в таблице 3.1 на рисунке 3.1

По режимному полю принимаем следующие параметры:

- расчетный напор  $H_{\text{р}} = 29,99\text{м}$ ;
- минимальный напор  $H_{\text{min}} = 21,1\text{ м}$ ;
- максимальный напор  $H_{\text{max}} = 36,6\text{ м}$ ;
- максимальный расход  $Q_{\text{ГЭС}}^{\text{max}} = 1440 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ ;
- минимальный расход  $Q_{\text{ГЭС}}^{\text{min}} = 69 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ .
- $\frac{H_{\text{min}}}{H_{\text{max}}} = \frac{21,1}{36,6} = 0,58$ .

Таблица 3.1 – Режимное поле

Q <sub>НБ</sub> , м <sup>3</sup> /с	Z <sub>НБ</sub> <sup>лето</sup> , м	Δh <sub>вс</sub> , м	Z <sup>НПУ</sup> , м	Z <sup>УМО</sup> , м	Z <sup>ВБ</sup> , м	Напорные характеристики			Ограничение по мощности		Ограничение по пропускной способности	
						H <sup>НПУ</sup> , м	Q, м <sup>3</sup> /с	H, м	Q, м <sup>3</sup> /с	H, м	Q, м <sup>3</sup> /с	H, м
31	302,6	0,5	340,0	328,81	337,2	36,9	36,9	36,9	34,9	1200	20,3	1200
255	304,3	0,5				35,2	35,2	35,2	33,5	1250	23,8	1300
478	305,4	0,5				34,1	34,1	34,1	32,2	1300	27,6	1400
702	306,1	0,5				33,4	33,4	33,4	31,0	1350	29,2	1440
925	306,6	0,5				32,9	32,9	32,9	29,9	1400	20,3	1200
1149	307,1	0,5				32,4	32,4	32,4	29,3	1430	23,8	1300
1372	307,5	0,5				32,0	32,0	32,0	29,1	1440		
1596	307,8	0,5				31,7	31,7	31,7	34,9	1200		
1819	308,1	0,5				31,4	31,4	31,4	33,5	1250		
2043	308,4	0,5				31,1	31,1	31,1	32,2	1300		
2266	308,6	0,5				30,9	30,9	30,9				
2490	308,8	0,5				30,7	30,7	30,7				
2713	309,0	0,5				30,5	30,5	30,5				
2937	309,2	0,5				32,2	32,2	32,2				
3160	309,4	0,5				32,0	32,0	32,0				

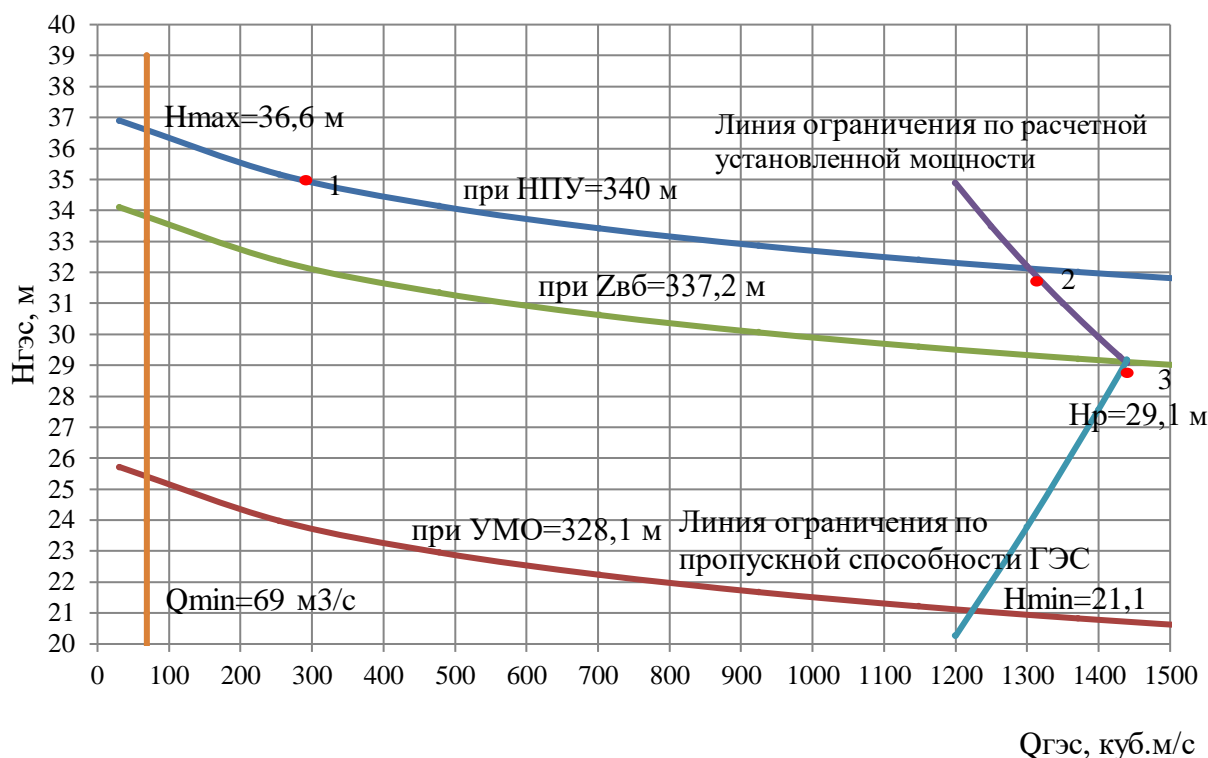


Рисунок 3.1 – Режимное поле

В соответствии с нормами в гидротурбиностроении на эти напоры применяются гидротурбины поворотного-лопастного типа, которые имеют по сравнению с радиально-осевыми турбинами большие зоны работы по мощности и напору. На построенных в СНГ средних и крупных ГЭС РО - турбины используются при расчетных напорах от 34 м и в данном случае рассматривать не будем.

Диапазону напоров соответствует ПЛ40а-В, ПЛ40б-В с параметрами, представленными в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		ПЛ40а-В	ПЛ40б-В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	40	40
Диапазон регулирования	$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n_{\text{I opt}}, \text{ об/м}$	125	123
Оптимальный приведенный расход	$Q_{\text{I opt}}, \text{ л/с}$	1,02	1,15
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{м opt}}$	0,913	0,904
Приведенный максимальный расход	$Q_{\text{I max}}, \text{ л/с}$	1250-1700	1270-1750
Коэффициент кавитации	$\sigma (Q_{\text{I max}})$	0,46-0,65	0,35-0,65
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{\text{I м}}, \text{ м}$	0,46	0,46
Напор модельной турбины	$H_{\text{мод}}, \text{ м}$	4	4
Температура испытаний	$t_{\text{мод}}, \text{ }^{\circ}\text{C}$	10	20

На главных универсальных характеристиках турбин намечаем расчетные точки  $P_1$ , предварительно проведя линию  $n'_{i0}$  через оптимум КПД. В этой точке для каждой из турбин определяем приведенный расход и КПД:

- ПЛ40а-В –  $Q'_{I(P1)} = 1,7 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}; \eta_{1p} = 0,88;$
- ПЛ40б-В –  $Q'_{I(P1)} = 1,62 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}; \eta_{1p} = 0,89.$

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполняем расчеты для ряда стандартных диаметров (начиная с максимально возможного для каждого типа турбин), результаты которых представлены в таблице 24 для РО75-В.

КПД натурной турбины  $\eta_T$  определим по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left[ (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_H}{\nu_M}} \right], \quad (3.5)$$

где  $\eta_M, D_{1M}, H_M$  – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

$D_1, H_p$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$\nu_H, \nu_M$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий  $t_H$  и  $t_M$  ( $\nu_M = 130000 \text{ м}^2/\text{с}$  для ПЛ40а-В,  $\nu_M = 101000 \text{ м}^2/\text{с}$  для ПЛ40б-В,  $\nu_M = 138400 \text{ м}^2/\text{с}$ );

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

Мощность одного агрегата:

$$N_a^* = 9,81 \cdot D_1^2 \cdot Q'_1 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.6)$$

где  $Q'_1$  – приведенный расход в расчетной точке;

$\eta_G$  – средний КПД генератора (предварительно принимаем  $\eta_G = 0,96$ ).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$Z_a^* = \frac{N_{уст}}{N_a^*}, \quad (3.7)$$

где  $N_{уст} = 360 \text{ МВт}$  – расчетная установленная мощность.

Расчитанное число агрегатов  $Z_a^*$  округляется в большую сторону ( $Z_a$ ).

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a}; \quad (3.8)$$

Синхронная частота вращения:

$$n_c^* = \frac{n'_p \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{расч.}}}{D_1}, \quad (3.9)$$

где  $n'_p$  – приведенная частота в расчётной точке на ГУХ;

$\Delta p = \frac{\eta_T}{\eta_M}$  – поправка на приведённую частоту вращения при переходе от

модели к натуре.

По полученной синхронной частоте вращения принимаем ближайшее большее стандартное значение  $n_c$ .

Приведенные частоты вращения соответствующие известным напорам – максимальному, расчетному и минимальному находятся по следующим формулам:

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

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

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

Результаты расчета приведены в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛ40а – В и ПЛ40б – В

Параметры	ПЛ40а – В					ПЛ40б – В				
	5,3	5,6	6	6,7	7,1	5,3	5,6	6	6,7	7,1
$D_1$ , м	5,3	5,6	6	6,7	7,1	5,3	5,6	6	6,7	7,1
$\eta_T$	0,925	0,925	0,926	0,927	0,927	0,931	0,932	0,932	0,933	0,934
$N'_{ар}$ , МВт	65	73	84	105	117	63	70	80	100	113
$Z'_a$ , ШТ	5,5	4,9	4,3	3,4	3,1	5,7	5,1	4,5	3,6	3,2
$Z_a$ , ШТ	6,0	5,0	5,0	4,0	4,0	6,0	6,0	5,0	4,0	4,0
$N_{ар}$ , МВт	60,0	72,0	72,0	90,0	90,0	60,0	60,0	72,0	90,0	90,0
$\Delta p$	1,013	1,013	1,014	1,015	1,016	1,030	1,031	1,032	1,032	1,033
$n'_{с1}$ , об/мин	128,0	121,2	113,2	101,4	95,7	127,1	120,3	112,3	100,6	95,0
$n_{с1}$ , об/мин	125,0	125,0	115,4	107,1	100,0	125,0	125,0	115,4	107,1	100,0
$n_{1max}$ , об/мин	143,3	151,4	149,7	155,0	153,4	142,1	150,1	148,4	154	152
$n_{1min}$ , об/мин	108,8	114,9	113,7	117,7	116,5	107,9	114,0	112,7	117	115
$n_{1p}$ , об/мин	122,0	128,9	127,5	132,0	130,6	121,0	127,8	126,4	130,9	129

Анализируя полученные варианты параметров турбин выбираем турбину со следующими параметрами:

ПЛ40а – В с  $D_1=6,7$ м,  $Z_a=4$ ,  $n_c=107,1$  об/мин;

ПЛ40б – В с  $D_1=6,7$ ,  $Z_a=4$ ,  $n_c=107,1$  об/мин.

На главной универсальной характеристике проводим линии  $n_{\max}$ ,  $n_p$ ,  $n_{\min}$ . Определяем окончательно положение расчетной точки. Для этого на универсальной характеристике на линии  $n_p$  подбираем такое сочетание  $\eta_T$  и  $Q'_1$  чтобы выполнялось равенство:

$$Q'_1 \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p \cdot \eta_T}} \quad (3.13)$$

Результаты расчёта сведём в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Определение рабочей точки.

Турбины	$D_{1н}$ , м	$H_p$ , м	$Q'_1 \eta_T$	$Q'_1$ , м <sup>3</sup> /с	$\eta_T$	$\sigma$
ПЛ40а – В	6,7	29,1	1,36	1,5	0,905	0,53
ПЛ40б – В	6,7	29,1	1,16	1,52	0,898	0,49

Для полученной расчетной точки строим линию ограничения по установленной мощности генератора. Для этого на линии  $n_{\min}$  соответствующей напору  $H_{\max}$ , аналогичным образом, подставив в уравнение (3.13) вместо  $H_p$  максимальный напор:

Результаты расчёта сведём в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Определение положения линии ограничения по генератору.

Турбины	$D_{1н}$ , м	$H_{\max}$ , м	$Q'_1 \eta_T$	$Q'_1$ , м <sup>3</sup> /с	$\eta_T$	$\sigma$
ПЛ40а – В	6,7	36,6	0,96	1,06	0,912	0,29
ПЛ40б – В	6,7	36,6	0,96	1,06	0,901	0,22

Линия ограничения по турбине соответствует открытию направляющего аппарата  $a_{op1}=39,5$  мм и  $a_{op1}=28$  мм (рисунок 3.2).

В качестве расчетного варианта выбираем турбину ПЛ40а – В с  $D_1=6,7$ м, т.к. расчетная точка на главной универсальной характеристике находится в рекомендуемой зоне, КПД выше чем у ПЛ40б– В.

### 3.2 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу

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

$$Q'_1 = \frac{Q_{min}}{Z_a \cdot D_1^2 \sqrt{\Delta_p \cdot H}} \quad (3.14)$$

Так как число агрегатов, обеспечивающих минимальный расход, как правило, равен единице, то:

ПЛ40а – В – 670

$$Q'_1 = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{max}}} = \frac{69}{6,7^2 \cdot \sqrt{1,015 \cdot 36,6}} = 0,512 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (3.15)$$

$$Q'_1 = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{min}}} = \frac{69}{6,7^2 \cdot \sqrt{1,015 \cdot 21,1}} = 0,674 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (3.16)$$

При выбранных параметрах турбина может работать при минимальном расходе, так как линия ограничения, соответствующая приведенным расходам, не выходит за пределы рабочего диапазона универсальной характеристики (рисунок 3.2).

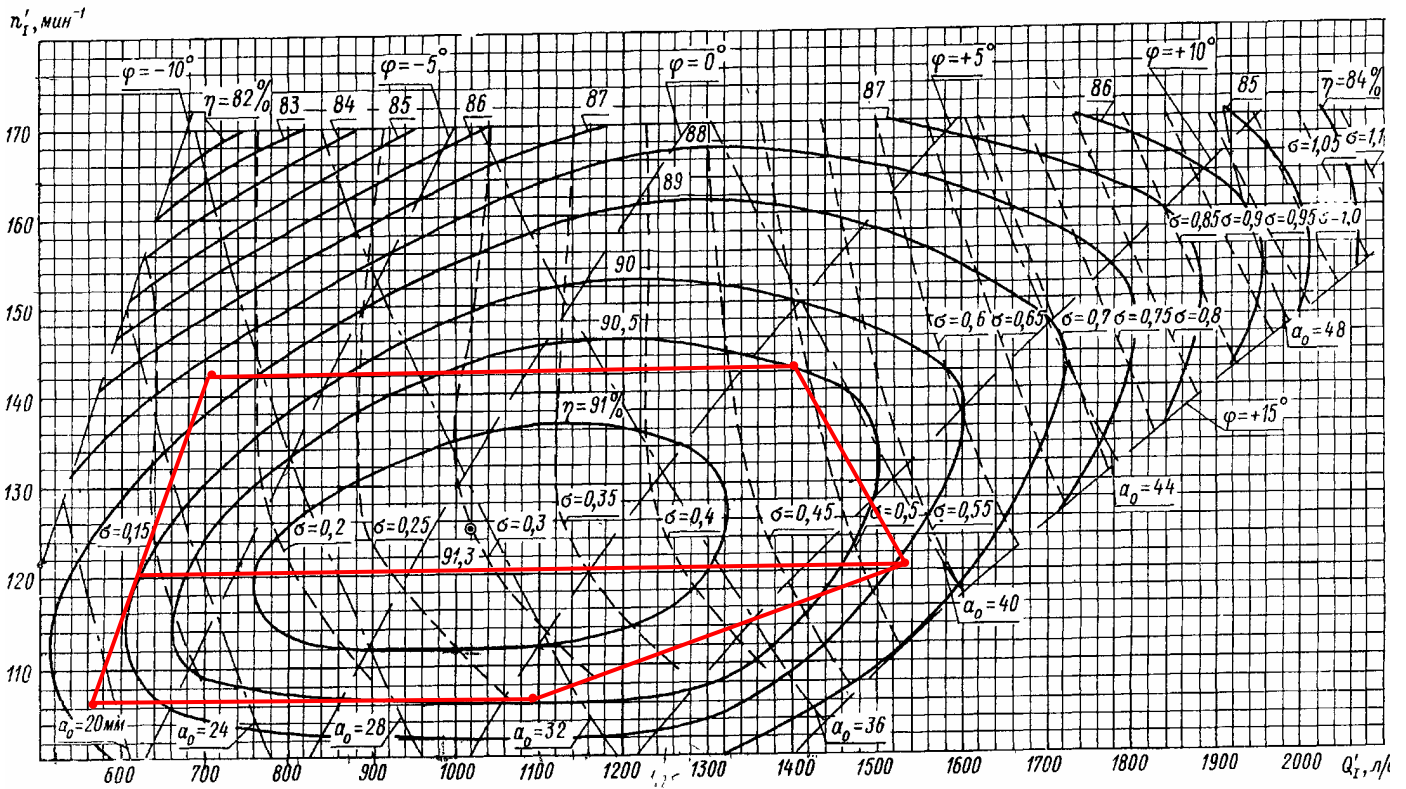


Рисунок 3.2 – Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ40а-В

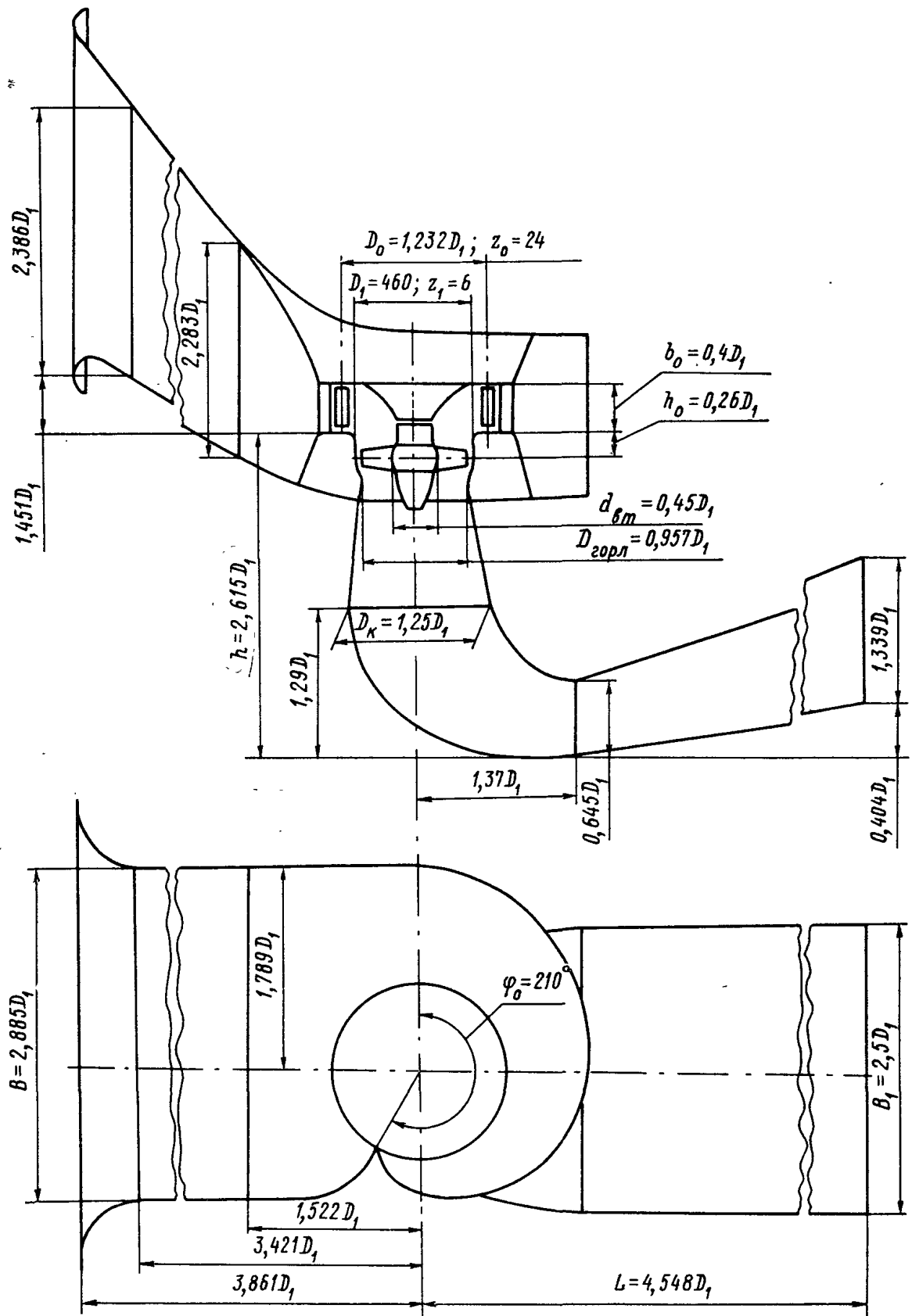


Рисунок 3.3 – Проточная часть турбины ПЛ – 40а – В

### 3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее безкавитационной работы

Отметку рабочего колеса находится по формуле:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_S, \quad (3.17)$$

где  $Z_{нб}(Q_{нб})$  - отметка уровня воды в НБ при  $Q_{нб}$ , соответствующем расчётному значению высоты отсасывания  $H_S$ .

Высоту отсасывания определим по формуле:

$$H_S = B - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - k_\sigma \cdot \sigma \cdot H + \Delta Z_{x.пл.}, \quad (3.18)$$

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

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

$k_\sigma = 1,05 - 1,15$  - коэффициент запаса по кавитации при переходе от модельной гидротурбины к натурной (принимаем  $k_\sigma = 1,05$ );

$\sigma$  - коэффициент кавитации, определяемый по универсальной характеристике для расчетных условий;

$\Delta Z_{x.пл.}$  - разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для ПЛ - турбин  $\Delta Z_{x.пл.} = 0$ .

#### 3.3.1 Работа одного агрегата с установленной мощностью при отметке НПУ

На режимном поле проектируемой ГЭС (рисунок 3.1) находим точку 1, соответствующую известной величине установленной мощности агрегата:

$$Na = k_N \cdot Q_a \cdot H_a. \quad (3.18)$$

Координаты точки:  $Q_{agr} = 300 \text{ м}^3/\text{с}$   $H_a = 34,8 \text{ м}$

Пересчитаем эту точку в координаты  $n'_i$ :

$$n'_i = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{\Delta p \cdot H_a}} = \frac{107,1 \cdot 6,7}{\sqrt{1,015 \cdot 34,8}} = 121 \text{ об} \frac{\text{об}}{\text{мин}}. \quad (3.19)$$

На универсальной характеристике проводим линию  $n'_i = 121$  об/мин до пересечения с линией ограничения по генератору. В этой точке определяем  $\sigma = 0,35$ . По кривой связи нижнего бьефа определяем  $\nabla Z_{нб}(Q_a) = 304,58 \text{ м}$

Определяем высоту отсасывания:



$$H_s = 10,33 - \frac{304,58}{900} - 1,05 \cdot 0,35 \cdot 34,8 = -2,80 \text{ м.} \quad (3.20)$$

### 3.3.2 Работа всех агрегатов с установленной мощностью при отметке НПУ

На режимном поле (рисунок 3.1) этому режиму соответствует точка 2. Для нее:  $Q_{\text{агр}} = 1300 \text{ м}^3/\text{с}$   $H_a = 32,2 \text{ м}$ .

Далее рассчитываем аналогично п.п.3.3.1:

$$n'_i = \frac{n_c \cdot Q_a}{\sqrt{\Delta p \cdot H_a}} = \frac{107,1 \cdot 6,7}{\sqrt{1,015 \cdot 32,2}} = 126 \text{ об} \frac{\text{об}}{\text{мин}}$$

$$\sigma = 0,425; \quad \nabla Z_{\text{нб}}(Q_a) = 307,37 \text{ м}$$

$$H_s = 10,33 - \frac{307,37}{900} - 1,05 \cdot 0,425 \cdot 32,2 = -4,38 \text{ м.}$$

### 3.3.3 Работа всех агрегатов с установленной мощностью ГЭС при расчетном напоре

На режимном поле (3.1) этому режиму соответствует точка 3. Для нее:  $Q_{\text{агр}} = 1440 \text{ м}^3/\text{с}$   $H_a = 29,1 \text{ м}$ .

Далее рассчитываем аналогично п.п.3.3.1:

$$n'_i = \frac{n_c \cdot Q_a}{\sqrt{\Delta p \cdot H_a}} = \frac{107,1 \cdot 6,7}{\sqrt{1,015 \cdot 29,1}} = 132 \text{ об} \frac{\text{об}}{\text{мин}}$$

$$\sigma = 0,53; \quad \nabla Z_{\text{нб}}(Q_a) = 307,6 \text{ м};$$

$$H_s = 10,33 - \frac{307,6}{900} - 1,05 \cdot 0,53 \cdot 29,1 = -6,21 \text{ м}$$

Таблица 3.6 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	D1, м	Za, шт	nc, об/мин	Na, МВт	Hs1, м	Hs2, м	Hs3, м
ПЛ-40а-В-670	6,7	4	107,1	90	-2,80	-4,38	-6,21

Из всех полученных расчетных значений  $H_s$  выбираем такое значение, которое обеспечивает бескавитационную работу во всех рассмотренных режимах работы, то есть наименьшее  $H_{s3} = -6,21 \text{ м}$ .

### 3.4 Выбор типа и габаритных размеров МНУ и колонки управления

По номограмме для турбины ПЛ40-В-670 определим тип маслонапорной установки: МНУ 6,3/1 – 40 – 8 – 2

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором ГА16/1–40 вместимостью 6,3 м<sup>3</sup>, состоящим из одного сосуда на давление 4 МПа (40 кгс/см<sup>2</sup>), с маслонасосным агрегатом МА20–3, имеющим сливной бак вместимостью 20 м<sup>3</sup> с двумя насосами ЗВ63/40ГТ.

Габаритные размеры гидроаккумулятора и маслонасосного агрегата представлены в таблицах 3.7 и 3.8 соответственно.

Таблица 3.7 – Габаритные размеры гидроаккумулятора ГА 6,3/1 – 40

Обозначение	Размеры, мм					
	$D$	$D_1$	$H$	$H_1$	$D_H$	$d$
ГА 6,3/1 – 40	2280	2730	4940	4100	250	70

Таблица 3.8 – Габаритные размеры МА8– 2

Обозначение	Размеры, мм											
	$B$	$B_1$	$B_2$	$L$	$L_1$	$L_2$	$L_3$	$H$	$H_1$	$H_2$	$H_3$	$H_4$
МА8 –2	2800	3015	1800	3600	3816	4130	1900	2000	1935	1400	1200	160

Насос – ЗВ63/40ГТ: число сосудов – 2 шт, подача – 13,9 л/с, мощность – 72 кВт.

Электродвигатель – 4А250М4: мощность 90 кВт; частота вращения 1450 об/мин.

Общая масса МНУ – 22,1 т.

Выбираем электрогидравлический регулятор: ЭГРК – 2И1 – 100 – 4.

Тип панели электрооборудования – ЭГР–2И1;

Тип гидромеханической колонки управления – ЭГР–100–4;

Габаритные размеры, мм – 335×575×2400;

Масса – 150 кг.

### 3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{НОМ}} = \frac{N_a}{\cos\varphi}, \quad (3.21)$$

где  $\cos\varphi = 0,9$ .

$$S_{\text{НОМ}} = \frac{90}{0,9} = 100 \text{ МВА};$$

$$p = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{107,1} = 56; \quad (3.22)$$

По справочным данным выбираем гидрогенератор: СВ–850/190-56  
Данные в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Номинальные данные гидрогенератора СВ–850/190-56.

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	S <sub>ном</sub>	МВА	100
Номинальная активная мощность	P <sub>ном</sub>	МВт	90
Коэффициент мощности	cosφ	о.е.	0,9
Номинальное напряжение	U <sub>ном</sub>	кВ	13,8
Номинальный ток	I <sub>ном</sub>	кА	3,5
Номинальная частота вращения	n <sub>ном</sub>	об/мин	107,1
Сверхпереходное сопротивление	X'' <sub>d</sub>	о.е.	0,19
Система возбуждения	Электромашинная (В)		
Исполнение	Зонтичное с двумя направляющими подшипниками		

### 3.6 Определение установленной мощности ГЭС

Окончательно установленная мощность проектируемой Бийской ГЭС складывается из мощности четырех генераторов СВ–850/190-56:

$$P_{уст} = n_{Г} \cdot P_{Г}, \quad (3.23)$$

где  $n_{Г} = 4$  - количество устанавливаемых генераторов;

$P_{Г} = 90$  МВт - активная мощность генератора.

$$P_{уст} = 4 \cdot 90 = 360 \text{ МВт.}$$

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

Главная электрическая схема Бийской ГЭС должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечать требованиям необходимой надежности, маневренности, удобствам и безопасности эксплуатации, а также условиям оптимизации затрат на оборудование и его эксплуатацию.

Уровень этих требований в современных условиях повышен в связи с высокой ролью и ответственностью гидроэлектростанций в обеспечении безопасности электроснабжения потребителей и надежности функционирования энергосистем, в том числе, в периоды возникновения и ликвидации аварийных ситуаций.

В энергосистеме присутствуют подстанции 35 кВ, 110кВ, 220 кВ, 500 кВ. По карте-схеме размещения линий электропередачи было определено, что расстояние до ближайшей подстанции напряжения 220кВ меньше предельной длины линии электропередачи (таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Подстанция 220 кВ

Напряжение, кВ	Ближайшая п/с	Расстояние до п/с, км
220	Бийская	140

Используются схемы как с простыми блоками, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, так и с укрупненными блоками. На генераторном напряжении выполняются ответвления для питания собственных нужд. Тип схемы зависит от числа и мощности гидроагрегатов.

Для рассмотрения принимаются две схемы: с одиночными блоками и укрупненными блоками, представленные на рисунке 4.1.

Схема собственных нужд ГЭС должна выбираться с учетом обеспечения её надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах.

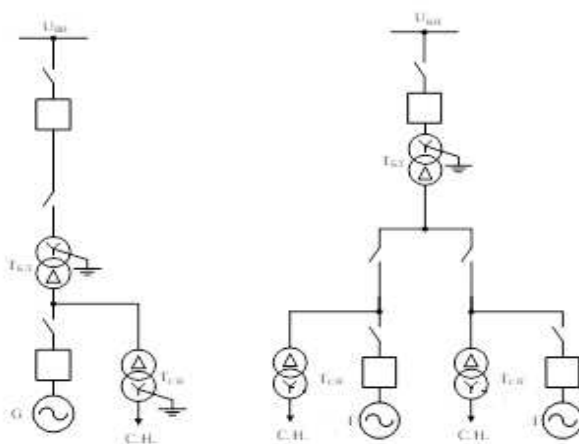


Рисунок 4.1 – Схема с одиночными и укрупненными блоками

Исходя из СТО [9], мощность энергоблока, присоединяемого к РУ 220 кВ, не должна превышать 330 МВт. Так как на станции агрегаты с установленной мощностью 90 МВт, применение укрупненных блоков допустимо.

#### 4.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком

Выбор трансформаторов включает в себя определение их числа, типа и номинальной мощности.

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е нагрузка собственных нужд:

$$S_{расч} = \frac{P_{гном} - P_{сн}}{\cos \varphi} = \frac{90 - 0,01 \cdot 90}{0,9} = 99 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.1)$$

По каталогу "Онлайн электрик" выбираются трансформаторы ТДЦ-125000/220. Трансформатор стационарный силовой масляный трёхфазный двухобмоточный с регулированием напряжения без возбуждения (ПБВ) на стороне ВН в диапазоне  $\pm 2 \times 2,5 \%$  предназначен для работы в блоках электростанций. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Каталожные данные трансформатора ТДЦ-125000/220

$S_{ном}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$U_{Н}, \text{кВ}$		$U_{к}, \%$	$\Delta P_{к}, \text{кВт}$	$\Delta P_{хх}, \text{кВт}$	$I_{х}, \%$
	$U_{ВН}$	$U_{НН}$				
125	242	13,8	11	315	79	0,55

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок  $T_{max}$  и время максимальных потерь  $\tau$ :

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{max}}{10^4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + \frac{4000}{10^4})^2 \cdot 8760 = 2405 \frac{\text{ч}}{\text{год}} \quad (4.2)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{раб} = 8760 - \mu \cdot T_{пл} - \omega \cdot T_{с}$$

$\mu = 1$  – частота ремонтов, 1/год

$T_{пл} = 30$  – время плановых простоев блока в течение года, ч;

$\omega = 0,025$  – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;  
 $T_b = 60$  – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

$$t_{paб} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot dP_{xx} \cdot t_{paб} = 1 \cdot 0,079 \cdot 8729 = 690 \text{ MВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.3)$$

где  $n_T$  – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W = \frac{\Delta P_{кз}}{n} \cdot \left( \frac{S_{расч}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,315}{1} \cdot \left( \frac{99}{125} \right)^2 \cdot 2405 = 475 \text{ MВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.4)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{ном} = \Delta W_{xx} \cdot \beta_1 + \Delta W \cdot \beta_1 = 690 \cdot 0,006 + 475 \cdot 0,009 = 8,41 \text{ тыс.руб} \dots (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для 3 блоков:

$$I_{ном} = 3 \cdot I_{ном} = 3 \cdot 8,41 = 25,24 \text{ тыс.руб.}$$

### 4.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е нагрузка собственных нужд. В нашем случае делаем один укрупненный блок и один одиночный блок:

$$S_{расч} = \frac{2 \cdot (P_{Гном} - P_{сн})}{\cos \varphi} = \frac{2(90 - 0,01 \cdot 90)}{0,9} = 198 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.6)$$

По каталогу "Онлайн электрик" выбираются трансформаторы ТДЦ-200000/220. Трансформатор стационарный силовой масляный трёхфазный двухобмоточный с регулированием напряжения без возбуждения (ПВВ) на стороне ВН в диапазоне  $\pm 2 \times 2,5$  % предназначен для работы в блоках электростанций. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Каталожные данные трансформатора ТДЦ-200000/220

$S_{\text{НОМ}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{Н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
200	242	13,8	11	660	130	0,4

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок  $T_{\text{max}}$  и время максимальных потерь  $\tau$ :

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \frac{\text{ч}}{\text{год}} \quad (4.7)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}} \quad (4.8)$$

$\mu = 1$  – частота ремонтов, 1/год

$T_{\text{пл}} = 30$  – время плановых простоев блока в течение года, ч;

$\omega = 0,025$  – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

$T_{\text{в}} = 60$  – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot dP_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,13 \cdot 8729 = 1135 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

где  $n_{\text{Т}}$  – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W = \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{n} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{НОМ}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,66}{2} \cdot \left(\frac{198}{200}\right)^2 \cdot 2405 = 1556 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{\text{пот.укр}} = \Delta W_{\text{хх}} \cdot \beta_1 + \Delta W \cdot \beta_1 = 1135 \cdot 0,006 + 1556 \cdot 0,009 = 20,81 \text{ тыс. руб.} \quad (4.9)$$

$$I_{\text{пот.од}} = \Delta W_{\text{хх}} \cdot \beta_1 + \Delta W \cdot \beta_1 = 690 \cdot 0,006 + 475 \cdot 0,009 = 8,41 \text{ тыс. руб}$$

Величина издержек на потери электрической энергии для 2 блоков (один укрупненный и один одиночный):

$$I_{\text{пот}} = 1 \cdot I_{\text{пот.ук}} + 1 \cdot I_{\text{пот.од}} = 1 \cdot 20,81 + 1 \cdot 8,41 = 29,22 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет трансформаторов СН.

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет 1% от  $S_{\Gamma \text{ ном}}$ :

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot S_{\Gamma \text{ ном}} = 0,01 \cdot 100 = 1000 \text{ кВ} \cdot \text{А.} \quad (4.11)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{\text{Тс.н.}} \geq S_{\text{с.н.}}$$

В соответствии с Технической политикой «РусГидро», «...в сети до 35 кВ включительно, как правило, должны применяться сухие трансформаторы».

По каталогу ООО «ПК Славэнерго» (г. Ярославль) – «Электротехнический завод» выбираются трансформаторы[11] ТСЗ-1000/15. Каталожные данные приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Каталожные данные трансформатора ТСЗ-1000/15

$S_{\text{ном}}, \text{кВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$			
1000	13,8	6	8	12	3,2

#### 4.4. Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{\Gamma} \cdot (S_{\Gamma} - S_{\text{сн}}), \quad (4.12)$$

$$S_{\Sigma} = 4 \cdot (100 - 10) = 396 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 135 \text{ МВт}; \quad K = 1,2; \quad \cos\varphi_{\text{с}} = 0,82; \quad (4.13)$$

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos\varphi} = \frac{396}{1,2 \cdot 135 / 0,82} = 2 \text{ шт.} \quad (4.14)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным  $n_{\text{л}} = 2 + 1 = 3$  шт.



$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{396}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,35 \text{ кА.} \quad (4.15)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{T}} \cdot \alpha_{\text{i}} \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 0,35 = 0,36 \text{ кА,} \quad (4.16)$$

где  $\alpha_{\text{i}} = 1,05$  – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки;

$\alpha_{\text{T}} = 1,0$  – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

По величине расчётного тока выбираем провод марки АС – 240/32, которому соответствует минимальный допустимый ток.

Допустимый продолжительный ток  $I_{\text{доп}} = 608 \text{ А}$ .

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{396}{(3-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,52 \text{ кА.} \quad (4.16)$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}$ , следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

Параметры провода приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 - Параметры провода марки АС – 240/32

Число проводов в фазе	$R_0$ Ом/км	$X_0$ Ом/км	$b_0$ См/км
1	0,121	0,435	$2,6 \cdot 10^{-4}$

#### 4.5 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и ячеек распределительного устройства высшего напряжения. Поэтому капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K = n \cdot K_{\text{T}} + m \cdot K_{\text{T}_{\text{с.н.}}} + t \cdot K_{\text{круз}}, \quad (4.17)$$

где  $K_{\text{T}}$  – стоимость силового трансформаторов (60 млн. руб.);

$K_{\text{T}_{\text{с.н.}}}$  – стоимость трансформатора собственных нужд (8 млн.руб.);

$K_{\text{круз}}$  – стоимость ячейки КРУЭ;

$n$  – число силовых трансформаторов;

$m$  – число трансформатора собственных нужд;

$t$  – Число ячеек КРУЭ

Стоимость одной ячейки КРУЭ с учетом коэффициента инфляции:

$$K_{\text{круз}} = 4 \text{ млн. руб}$$

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле:

$$K_1 = 3 \cdot 60 + 2 \cdot 8 + 5 \cdot 4 = 216 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными боками по формуле:

$$K_2 = 1 \cdot 130 + 1 \cdot 60 + 2 \cdot 8 + 4 \cdot 4 = 222 \text{ млн. руб.}$$

Наиболее экономичный из вариантов электроустановки требует наименьшего значения полных приведенных затрат:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.18)$$

где  $E_n = 0,15$  – нормативный коэффициент

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 216000000 + 25242 = 32425242 \text{ руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненными блоками по формуле:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 222000000 + 29224 = 33320810 \text{ руб.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{|Z_1 - Z_2|}{Z_1} \cdot 100\%, \quad (4.20)$$

$$P = \frac{|32425242 - 33320810|}{32425242} \cdot 100\% = 3 \%$$

Из расчетов видно, что данные варианты отличаются меньше чем на 5% и являются экономически равноценными, окончательно выбираем вариант с одиночными блоками, представленный на рисунке 4.2.

По надёжности схема с одиночными блоками является более приемлемой. Согласно СТО РусГидро [19] – «Главная электрическая схема должна обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на электрооборудовании РУ. Схема должна быть наглядной и обеспечивать удобство эксплуатации электрооборудования».

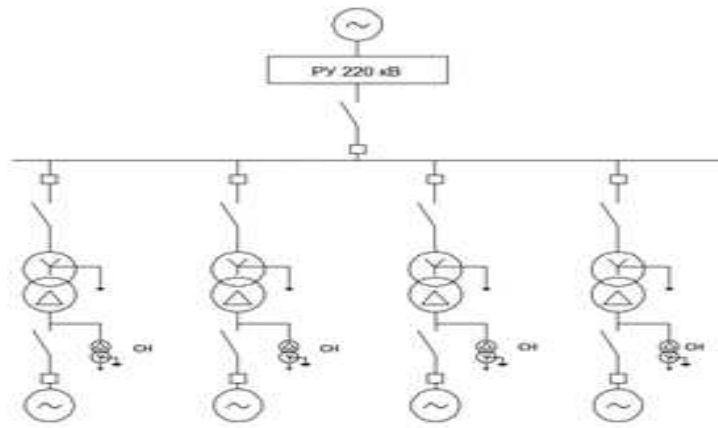


Рисунок 4.2 – Схема с одиночными блоками.

## 4.6 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin.

### 4.6.1 Расчёт исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{Г} = x_{d}'' \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0,19 \cdot \frac{13,8^2}{100} = 0,36 \text{ Ом}, \quad (4.21)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{Г} = E_{*}'' \cdot U_{\phi} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,59 \text{ кВ}. \quad (4.22)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{Т} = \frac{U_{К\%} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 125} = 51,54 \text{ Ом}$$

Система:

$$x_{С} = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{КЗ}} = \frac{220^2}{150} = 322,67 \text{ Ом} \quad (4.23)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_{Л} = x_{0,уд} \cdot l = 0,435 \cdot 140 = 60,90 \text{ Ом.} \quad (4.24)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_C = E_{*C} \cdot U_{б1} = 1,0 \cdot 230 = 230 \text{ кВ} \quad (4.25)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = \frac{13,8}{242} = 0,06 \quad (4.26)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_{Г} = \frac{x_{*Г}}{T_{a,Г} \cdot \omega} = \frac{0,19}{0,045 \cdot 314} = 0,01 \text{ Ом,} \quad (4.27)$$

$$r_C = \frac{x_C}{T_{a,C} \cdot \omega} = \frac{322,67}{0,035 \cdot 314} = 29,36 \text{ Ом,} \quad (4.28)$$

$$r_{Л} = r_{0,уд} \cdot l = 0,121 \cdot 140 = 16,94 \text{ Ом,} \quad (4.29)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_6^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{0,315 \cdot 230^2}{125^2} = 1,18 \text{ Ом.} \quad (4.30)$$

#### 4.6.2 Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»

На рисунке 4.3 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.4 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.5 представлены исходные данные по генераторам. Все исходные данные из таблиц 4.7 программы «RastrWin», необходимые для расчета.

	O	S	s0	T...	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			γ	1	Г1		16				
2	<input type="checkbox"/>			γ	2	Г2		16				
3	<input type="checkbox"/>			γ	3	Г3		16				
4	<input type="checkbox"/>			γ	4	Г4		16				
5	<input type="checkbox"/>			γ	5	ТР 1		16				
6	<input type="checkbox"/>			γ	6	ТР 2		16				
7	<input type="checkbox"/>			γ	7	ТР 3		16				
8	<input type="checkbox"/>			γ	8	ТР 4		16				
9	<input type="checkbox"/>			γ	9	КРУЭ 220		220				
10	<input type="checkbox"/>			γ	10	СИСТЕМА		220				
	<input type="checkbox"/>											

Рисунок 4.3 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	...	Название	R	X	G	B	БД...	N_...	Кт/r
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	1	5		Г1 - ТР 1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	2	6		Г2 - ТР 2							
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	3	7		Г3 - ТР 3							
4	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	4	8		Г4 - ТР 4							
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	5	9	1		ТР 1 - КРУЭ 220	1,18	51,54					0,060
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	6	9	2		ТР 2 - КРУЭ 220	1,18	51,54					0,060
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	7	9	3		ТР 3 - КРУЭ 220	1,18	51,54					0,060
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	8	9	4		ТР 4 - КРУЭ 220	1,18	51,54					0,060
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	В...	9	10	1		КРУЭ 220 - СИСТЕМА	16,94	60,90					
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	В...	9	10	2		КРУЭ 220 - СИСТЕМА	16,94	60,90					
11	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	В...	9	10	3		КРУЭ 220 - СИСТЕМА	16,94	60,90					
	<input type="checkbox"/>															

Рисунок 4.4 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Г1	1	0,010	0,360	0,010	0,360	0,010	0,360	15,590
2			2	Г2	2	0,010	0,360	0,010	0,360	0,010	0,360	15,590
3			3	Г3	3	0,010	0,360	0,010	0,360	0,010	0,360	15,590
4			4	Г4	4	0,010	0,360	0,010	0,036	0,010	0,360	15,590
5			5	СИСТЕМА	8	29,360	322,670	29,360	322,670	29,360	29,360	230,000

Рисунок 4.5 – Исходные данные по генераторам

Таблица 4.7 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$	$i_y$
1ф	9	16,34	31,10
3ф	9	11,6	22,10
3ф	1	25,12	47,86

#### 4.7. Выбор электрических аппаратов

В распределительных устройствах электрических станций и подстанций содержится большое число электрических аппаратов и соединяющих их проводников. Выбор и расчёт токоведущих частей аппаратов и проводников – важнейший этап проектирования любой электроустановки, от которого в значительной степени зависит надёжность её работы.

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение ряда требований, вытекающих из условий работы. Аппараты и проводники должны:

1) длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;

2) противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;

3) выдерживать механические нагрузки, создаваемые собственной массой и массой связанных с ними аппаратов, а также усилия, возникающие в результате атмосферных воздействий (ветер, гололёд). Это требование учитывается при механическом расчёте ЛЭП и РУ;

4) удовлетворять требованиям экономичности электроустановки.

Один из важнейших вопросов - обеспечение термической стойкости аппаратов и проводников. При работе происходит нагрев электрических аппаратов и проводников, что является следствием потерь мощности в них. Составляющими этих потерь являются: потери в токоведущих частях, обмотках, контактах; потери от вихревых токов в металлических частях, особенно ферромагнитных; потери в магнитопроводах трансформаторов; потери в диэлектриках.

#### 4.7.1 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов

Рабочий ток в присоединениях генераторов Г1-Г4 13,8 кВ:

$$I_{Г,раб.мах} = 1,05 \cdot I_{Г,ном} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г,ном}} = 1,05 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 4393 \text{ А.} \quad (4.31)$$

Рабочий ток трансформатора ТДЦ-125000/220:

$$I_{Г1-Г3,раб.мах} = 1,05 \cdot \frac{S_{Т,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,ном}} = 1,05 \cdot \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 242} = 313 \text{ А.} \quad (4.32)$$

Рабочий ток в линиях связи с системой 220 кВ:

$$I_{Л1-Л3,раб.мах} = \frac{S_{раб.мах}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{ном}} = \frac{S_{Г1-Г4}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{ном}} = \frac{4 \cdot 100}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 220} = 350 \text{ А;} \quad (4.33)$$

$$I_{Л1-Л3,раб.утж} = \frac{S_{Г1-Г4}}{\sqrt{3} \cdot (n_W - 1) \cdot U_{ном}} = \frac{4 \cdot 100}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 525 \text{ А.} \quad (4.34)$$

Рабочий ток в присоединение трансформатора собственных нужд на генераторном напряжении 13,8 кВ:

$$I_{ТСН,раб.мах} = 1,05 \cdot \frac{S_{ТСН,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ТСН,ном}} = 1,05 \cdot \frac{1,0}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 44,0 \text{ А.} \quad (4.35)$$

#### 4.7.2 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ

Разъединители выбираются по напряжению и току утяжеленного режима и проверяются на термическую и динамическую стойкость по тем же значениям, что и выключатели.

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$\begin{aligned} U_{ном} &\geq U_{ном.с} \\ I_{ном} &\geq I_{раб,мах} \\ B_{к,ном} &\geq B_{к,расч} \end{aligned}$$

Используя каталоги производителей ОАО ВО «Электроаппарат» [13] и ЗАО «ВЗВА» [14] выбираем генераторный комплекс КАГ-20, в состав которого входит элегазовый выключатель ВГГ-20-90/6300 УЗ и разъединитель РВПЗ-2-20/12500Н УЗ. Представленно в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя.

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-20-90/6300 УЗ	Разъединитель РВПЗ-2-20/12500Н УЗ
$U_{\text{сети ном}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 4393 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 12500 \text{ А}$
$I_{\text{н0}} = 25,12 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 90 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 410 \text{ кА}$
$i_y = 47,86 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 230 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 410 \text{ кА}$
$W_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 25,12^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 25,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 90^2 \cdot 3 = 24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 160^2 \cdot 3 = 76800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Проверка на апериодическую составляющую выключателя ВГГ-20-90/6300:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 25,24 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,03}} = 25,58 \text{ кА} \quad (4.36)$$

$$\frac{i_{a\tau}}{\sqrt{2}} \cdot 100\% = \frac{25,58}{\sqrt{2}} \cdot 100\% = 72\%$$

$$72\% < 90\%$$

Таблица 4.9 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
В цепи статора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
В цепи ротора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
Синхронизатор	АС-МЗ	RS485	0,5	10
				$\Sigma = 26 \text{ В} \cdot \text{А}$

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ» [16], микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-МЗ, в таблице 4.9

Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть

синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега. АС-МЗ изготавливается в климатическом исполнении У категории размещения 4 по ГОСТ 15150 (температура окружающего воздуха от 1 до 45°C; верхнее предельное значение температуры 55°C; относительная влажность воздуха 98 % при температуре 35°C). АС-МЗ предназначен для эксплуатации в атмосфере, соответствующей группе П по ГОСТ 15150.

Выбран отечественный анализатор, производимый фирмой ООО «ЮПЗ Промсвязькомплект». АПКЭ-1 предназначен для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ.

Прибор автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии и сопоставляет с нормативными значениями (в соответствии с ГОСТ 13109-97), что позволяет отслеживать отклонения от нормативных параметров, а следовательно - предотвращать аварийные ситуации и существенно сократить эксплуатационные расходы на ремонт оборудования, обеспечив его работоспособность, надежность и долговечность. Подключение к сети напряжением свыше 0,4 кВ производится через измерительный трансформатор напряжения.

#### 4.7.3 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШ-20. Производитель ОАО ВО «Электроаппарат» [15]. Проверка трансформатора тока ТШ-20 представлена в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Проверка трансформатора тока ТШ-20

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma.\text{раб}} = 4393 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 8000 \text{ А}$
$i_y < i_{\text{дин}}$	$i_y = 33,04 \text{ кА}$	160 кА

Выбран трансформатор напряжения НОЛ-СЭЩ 20 [18]. Производитель ЗАО «ГК «Электроцит» - ТМ Самара». Параметры трансформатора напряжения НОЛ-СЭЩ 20 представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 13,8кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН–П1–15/18/10/2УХЛ1 фирмы ЗАО «ЗЭТО [20]».

#### 4.7.4 Выбор выключателей и разъединителей

Используя каталог производителя ЗАО «Энергомаш» выбираем



элегазовый баковый выключатель ВГБУ-220 и разъединитель РД-220 в таблице 4.12

Таблица 4.13 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя.

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГБУ-220	Разъединитель РД-220
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 525 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$I_{n0} = 16,34 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 125 \text{ кА}$
$i_y = 31,1 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 31,5 \text{ кА}$
$W_{\text{к.расч}} = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 16,34^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 10,68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к.ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к.ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 125^2 \cdot 3 = 46875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

#### 4.7.5 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выключатель ВГБУ-220 укомплектован трансформатором тока ТВГ-220. Производитель ЗАО «Энергомаш» [17]. Проверка трансформатора тока ТВГ-220-III-2000/5 представлена в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб max}} = 525 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$

Выбран оптический трансформатор напряжения ДНЕЭ-220. Производитель ЗАО «ПРОФОТЕК» [19]. Параметры оптического трансформатора напряжения ДНЕЭ-220 представлены в таблице 4.15.

Таблица 4.15 - Выбор и проверка оптического трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$

В КРУЭ 220кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН-П1-220/163/10/2III(IV)УХЛ1 фирмы ЗАО «ЗЭТО» [20].

## 5 Релейная защита и автоматика

Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями и оснащено устройствами электроавтоматики, в том числе устройствами противоаварийной автоматики и устройствами регулирования.

Рассмотрим защиты основных элементов ГЭС: генераторов, трансформаторов, КРУЭ и ЛЭП.

### 5.1 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ [22], принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

#### **Защиты генератора СВ-850/190-56– 100 МВА:**

1. продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
2. максимальная токовая защита с минимальным пуском напряжения (от внешних симметричных КЗ);
3. защита от замыканий на землю обмотки статора;
4. защита от повышения напряжения;
5. токовая защита обратной последовательности (от токов внешних несимметричных КЗ и несимметричных перегрузок генератора);
6. токовая защита от симметричных КЗ и перегрузок статора;
7. защита от асинхронного хода;
8. защита от потери возбуждения;
9. защита ротора от замыканий на землю;
10. устройство контроля исправности цепей генераторного напряжения;
11. устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;
12. защита от перегрузки обмотки ротора;
13. защита от понижения частоты на холостом ходу генератора.

#### **Защиты силового трансформатора ТД-125000/220:**

1. продольная дифференциальная защита (от повреждений на вводах и внутренних повреждениях);
2. газовая защита (от внутренних повреждений);
3. защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
4. защита от потери охлаждения (потеря питания или поломка маслонасоса и вентилятора);
5. токовая защита обратной последовательности (от несимметричных КЗ) и МТЗ с пуском минимального напряжения (от симметричных КЗ);
6. токовая защита от замыканий на землю в цепи 220 кВ;
7. МТЗ (от токов в обмотках, обусловленных перегрузкой);
8. контроль уровня масла в расширительном баке;
9. защита от однофазных замыканий на землю в сети 220 кВ;

10.МТЗ (защита от сверхтоков внешних КЗ);

11.контроль изоляции вводов 220 кВ.

#### **Защиты КРУЭ 220 кВ:**

1. продольная дифференциальная защита шин (от всех видов КЗ с устройством контроля исправности вторичных цепей).

Противоаварийная автоматика:

1. автоматическое предотвращение нарушения устойчивости (АПНУ);
2. автоматическая ликвидация асинхронных режимов (АЛАР);
3. автоматическое ограничение повышения частоты (АОПЧ).

#### **Защиты воздушных линий 220 кВ.**

Основные защиты:

1. дифференциально-фазная защита;

Резервные защиты:

1. трехступенчатая дистанционная защита (от многофазных замыканий);
2. ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (от замыканий на землю);
3. МФО (для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ);
4. УРОВ 220 кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ);
5. автоматика разгрузки (при перегрузке по току).

Для защиты силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики российского научно-производственного предприятия «ЭКРА».

Благодаря блочной конструкции цифровых терминалов и модульному программному обеспечению, микропроцессорные защиты обеспечивают высокую адаптацию к конкретной первичной схеме станции в зависимости от объема защищаемого оборудования и различных режимов его работы.

В качестве примера проведем расчет продольной дифференциальной защиты генератора и защиты от повышения напряжения, реализованной в шкафах защит генератора фирмы «ЭКРА».

## **5.2 Параметры защищаемого оборудования**

Параметры защищаемого оборудования представлены в таблицах 5.1-5.3  
Таблица 5.1-Параметры гидрогенератора

Тип	СВ – 850/190-56	
Мощность номинальная	полная	100 МВА
	активная	90 МВт
Номинальное напряжение	13,8 кВ	
Коэффициент мощности $\cos\varphi$	0,8	
Частота вращения	107,1 об/мин	
Номинальный ток статора	4184 А	

Окончание таблица 5.1

Ток ротора при номинальной нагрузке		1185А
Индуктивное сопротивление продольной оси (о.е)	по синхронное $X_d$	0,75
	по переходное $X'd$	0,27
	по сверхпереходное $X''d$	0,19
Емкость обмотки статора		1,0мкФ/фазу

Таблица 5.2-Параметры силового трансформатора

Тип	ТДЦ – 125000/220/
Мощность номинальная	125 МВА
Номинальное напряжение	242 кВ
Напряжение короткого замыкания	$U_k = 11$

Таблица 5.3 – Параметры трансформатора собственных нужд

Тип	ТС3-1000/15 УЗ
мощность номинальная, кВА	1000
номинальное напряжение, кВ	ВН: 13,8; НН: 6,3.
напряжение короткого замыкания, %	8,0
группа соединений	$\Delta/Y - 11$

### 5.3 Расчет номинальных параметров

Номинальный ток генератора:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{U_{\text{ВН}} \cdot \sqrt{3}} = \frac{90 \cdot 10^3 / 0,9}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 4184 \text{ А} \quad (5.1)$$

Номинальный вторичный ток генератора:

$$I_{\text{НОМ Г}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{4184 \cdot 1}{5000/5} = 4,184 \text{ А} \quad (5.2)$$

Выбор трансформатора возбуждения:

$$I_{\text{НН ТЕ}} = \frac{I_{\text{НОМ РОТ}}}{1,2255} = \frac{1185}{1,2255} = 961 \text{ А} \quad (5.5)$$

Принимает трансформатор ТС3-1000/15.

$$I_{\text{ВН ТЕ}} = \frac{S_{\text{НОМ ТЕ}}}{U_{\text{НОМ}} \cdot \sqrt{3}} = \frac{1000}{13,8 \cdot \sqrt{3}} = 41,8 \text{ А} \quad (5.7)$$

## 5.4 Описание защит и расчет их уставок

### 5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора (ЛДГ)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ( $I_{CP} < 0,2 \cdot I_N$ ) защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах.

Защита выполняется трехфазной и подключается к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора и к трансформаторам тока в нейтральных выводах.

Номинальный ток генератора:  $I_{НОМ} = 4184 \text{ А}$ .

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:  $K_{ТТ} = 5000/5 \text{ А}$ .

1) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина  $I_{CP,0}$  выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_N = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_N, \quad (5.8)$$

где  $K_{ОДН} = 0,5$  - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$f_i = 0,1$  - относительная погрешность трансформаторов тока.

Уставка выбирается из условия:

$$I_{CP,0} \geq K_N \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_N = 0,1 \cdot I_N, \quad (5.9)$$

где  $K_N = 2$  - коэффициент надежности.

$$I_{CP,0} = (0,15 - 0,2) \cdot I_N$$

Принимаем уставку:  $I_{CP,0} = 0,15 \cdot I_N = 627,6 \text{ А}$ .

2) Коэффициент торможения  $K_T$  определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина  $K_T$  выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных коротких замыканиях.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{МАКС}, \quad (5.10)$$

где  $K_{АП} = 2$  - коэффициент апериодической составляющей;

$f_i = 0,1$  - относительная погрешность трансформаторов тока;

$K_{ОДН} = 0,5$  - коэффициент однотипности трансформаторов тока (0,5-для однотипных ТТ, 1,0 для разных ТТ);

$I_{МАКС}$  - максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения;

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''_{\Gamma}}{x''_d} \cdot I_{\text{Н}} = \frac{1,12}{0,19} * 4184 = 24663,6 \text{ А.}$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.10):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,12}{0,19} \cdot 4184 = 2466,36 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}}, \quad \text{где } I_{\text{T}} = I_{\text{МАКС}} \quad (5.11)$$

$$K_{\text{T}} > \frac{2466,36 \cdot 2}{24663,6}$$

$$K_{\text{T}} > 0,2,$$

где  $K_{\text{Н}} = 2$  – коэффициент надежности;

$I_{\text{T}}$  - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку  $K_{\text{T}} = 0,3$ .

3) Уставка начального торможения (увеличивает зону работы защиты без торможения):

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*\text{СР}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.12)$$

4) Тормозной ток  $B$  определяет точку излома характеристики срабатывания. При выборе  $B$  должно выполняться условие:

$$B \geq \frac{I_{*\text{СР}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.13)$$

Принимаем типовое значение уставки  $B = 1,5$  (при этом условие выполняется).

5) Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания  $I_{\text{ОТС}} = 2 \div 12 I_{\text{НОМ}}$ . Принимаем уставку:  $I_{\text{ОТС}} = 6 I_{\text{НОМ}} = 25104 \text{ А}$

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

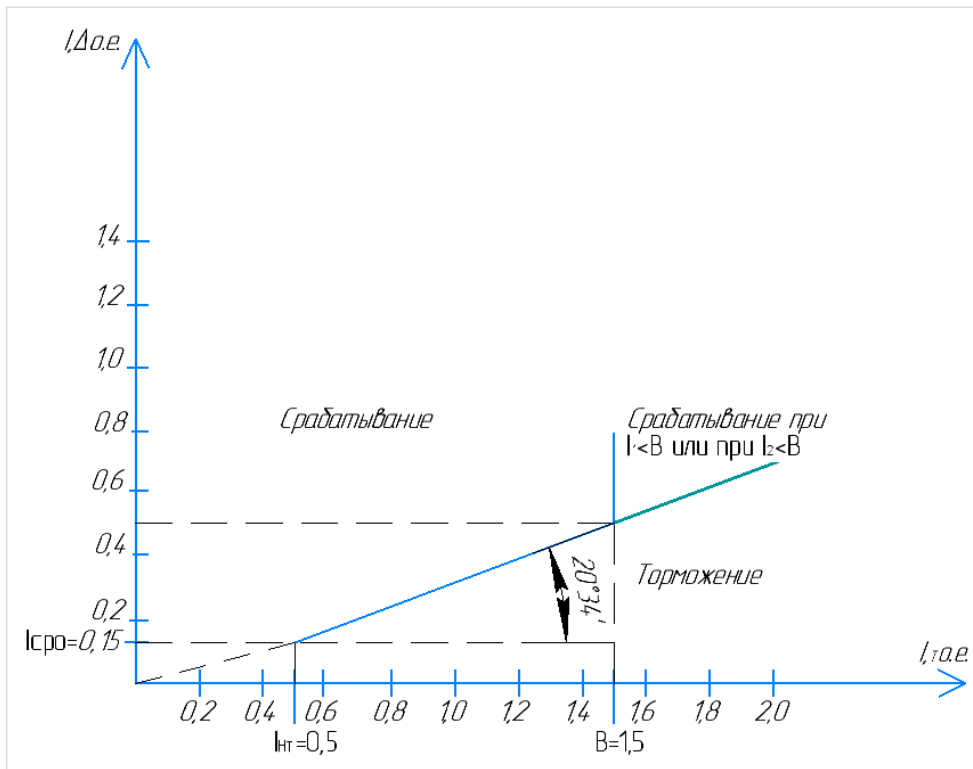


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

Защита действует на отключение генератора, гашение полей, останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов и на пуск пожаротушения генератора.

#### 5.4.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ( $U_N$ ( $U_0$ ))

Защита обеспечивает 100% охват обмотки статора генератора, работающего в режиме изолированного блока и не имеющего гальванической связи с системой собственных нужд.

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1) Первый орган ( $U_0$ ) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности  $U_0$  и защищает 85% витков обмотки статора со стороны фазных выводов;  $U_0$  включается на напряжение нулевой последовательности  $3U_0$  ТН линейных выводов генератора, измеряемое обмоткой «разомкнутый треугольник».

Напряжение срабатывания органа основной гармоники выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической

индукцией силового трансформатора блока ( $U_{0 \text{ Эл.ст.}}$ ) при КЗ на землю на стороне ВН.

Расчет  $U_{0 \text{ Эл.ст.}}$  выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями.

$C_{\Gamma}$  – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

$C_{\text{T}}$  – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_{\text{Ш}}$  – емкость шинпровода по отношению к земле;

$C$  – емкость генераторного выключателя со стороны трансформатора;

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$\begin{aligned} C_{\Sigma} &= C_{\Gamma} + C_{\text{T}} + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}} = 0,9 + 0,012 + 0,08 + 0,35 = \\ &= 1,34 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \end{aligned} \quad (5.14)$$

Суммарный емкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 11,7 \text{ А}. \quad (5.15)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 220кВ:

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_{\text{T}}(\mu_0)}{C_{\text{T}}(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.16)$$

где  $K$  – коэффициент, учитывающий распределение напряжения  $U_0$  по обмотке ВН трансформатора.

В соответствии с Руководящими Указаниями для трансформаторов, работающих с глухозаземленной нейтралью,  $K = 0,5$ ;

$C_{\text{T}}(\mu_0)$  – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора,  $C_{\text{T}}(\mu_0) = 0,012 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$ ;

$U_0$  – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора. Принимается равным:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,63 \text{ кВ}, \quad (5.17)$$

Тогда напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканий на стороне 220кВ:

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 0,5 \cdot 46630 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 1,34} = 206,93 \text{ В}. \quad (5.18)$$

Расчетное значение  $U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 206,93 \text{ В}$



Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{CP} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{K_{TH}} \cdot U_0 \text{ Эл.ст.}, \quad (5.19)$$

$$U_{CP} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 206,93}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}},$$

$$U_{CP} \geq 4,3 \text{ В},$$

где  $K_H = 1,5$  – коэффициент надежности;

$K_{TH}$  – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$  – коэффициент возврата.

$U_0$  имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемую в диапазоне от 5 до 20 В.

Принимаем следующие уставки:  $U_{01G}$  с уставкой 5 В с выдержкой времени 9,0с действует на сигнал;  $U_{02G}$  с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5с, которая действует на разгрузку агрегата;  $U_{0G}$  с уставкой 15 В и выдержкой времени 0,5с с действием на отключение выключателя генератора, гашение полей гидрогенератора и выключателя, останов турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

2) Второй орган  $U_{03}$  реагирует на соотношение напряжение третьей гармоники и в нейтрали на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

Для органа  $U_{03}$  уставка по коэффициенту торможения регулируется от 1 до 3.

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора зависит от  $K_T$ :

$$X = \frac{1}{K_T + 2}. \quad (5.20)$$

При  $K_T = 1,2$  орган  $U_{03}$  работает селективно и защищает 31,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

Защита с выдержкой времени 500 мс действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

### 5.4.3 Защита от повышения напряжения ( $U_{1>}$ ), ( $U_{2>}$ )

Защита от повышения напряжения имеет две ступени

1) Уставка защиты  $U_{2>}$  выбирается:

$$U_{\text{ср2}} = \frac{1,4 \cdot U_{\text{Н}}}{K_{\text{ТН}}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.21)$$

2) В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган  $U_{1>}$  с уставкой  $1,2 \cdot U_{\text{Н}}$ , предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

$U_{1>}$  вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка  $U_{1>}$  рассчитывается:

$$U_{\text{ср1}} = \frac{1,2 \cdot U_{\text{Н}}}{K_{\text{ТН}}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.22)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 220 кВ принимается минимальной и равной  $0,09 \cdot I_{\text{Н}}$ .

Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

#### **5.4.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )**

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности при внешних несимметричных междуфазных коротких замыканиях и других несимметричных режимах энергосистемы, а также при несимметричных коротких замыканиях в самом генераторе.

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности  $I_{*2}$ :

$$I_{*2} = I_2/I_{\text{Н}}, \quad (5.23)$$

где  $I_2$  – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора,

$I_{\text{Н}}$  – номинальный ток генератора в первичной цепи.

Допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока  $I_2$  характеризуется выражением:

$$t_{\text{доп}} = A/I_{*2}^2, \quad (5.24)$$

где  $A = 20$  – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита следующие органы органов:

1) Сигнальный орган ( $I_{2\text{СИГН}}$ ) срабатывающий при увеличении тока  $I_2$  выше значения уставки срабатывания с независимой выдержкой времени (действует на сигнал).

Принимаем уставку сигнального органа:  $I_{*2\text{СИГН}} = (0,05 - 0,07)$ ;

$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_{\text{Н}}$ .

2) Пусковой орган ( $I_{2\text{ПУСК}}$ ) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения  $I_2$  выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при  $t_{\text{макс}} = 600$  с.

Тогда:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.25)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.26)$$

где  $K_H = 1,2$  – коэффициент надежности.

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H. \quad (5.27)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного  $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,15$ :

$$t_{\text{доп}} = \frac{20}{0,15^2} \approx 880 \text{ с}$$

3) Интегральный орган срабатывает при удаленных несимметричных режимах, сопровождающихся токами перегрузки  $I_2$  с зависимой от тока выдержкой времени, определяемой уравнением:

$$t_{\text{ср}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (5.28)$$

$$A_{\text{ИО}} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{ср}}.$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.4.

Таблица 5.4 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_H$	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	20	55	80	125	220	500

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ) представлена на рисунке 5.2

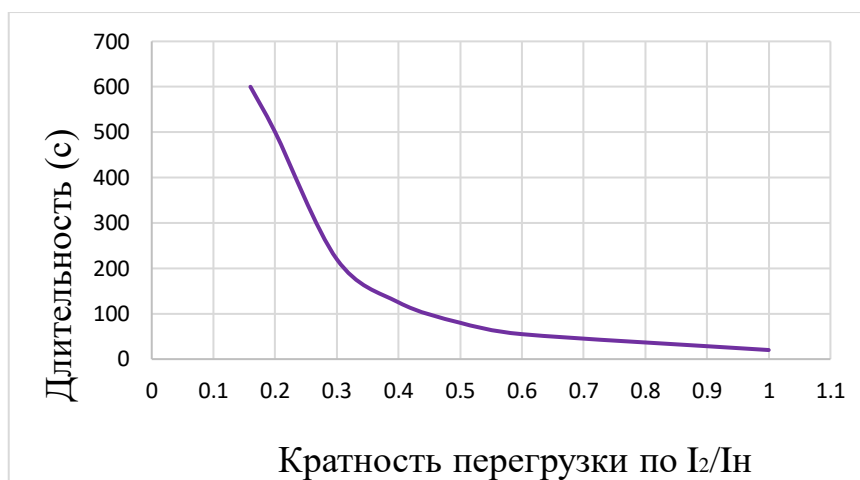


Рисунок 5.2 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем:  $t_{\text{мин.}} = 20$  с,  $t_{\text{макс.}} = 600$  с.

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ( $I_{\text{охл}}$ ) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ( $t_{\text{охл}} = 100$ с).

4) Орган токовой отсечки ( $I_{2\text{ОТС}}$ ) срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока  $I_2$  выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных коротких замыканий.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1. Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;
2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на шинах ВН блока и на отходящих ВЛ.
3. Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

По первому условию: выбор тока срабатывания производится по кривой предельной длительности протекания через генератор токов обратной последовательности

По второму условию:

а) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных коротких замыканиях на шинах ВН блока:

$$x_{dВН}'' = x_d'' \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,19 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right)^2 = 52,27,$$

где  $x_{dВН}''$  - сверхпереходное сопротивление генератора, приведенное к высшей стороне напряжения;

$$x_{2ВН} = x_2 \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,165 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right)^2 = 50,74,$$

где  $x_{2ВН}$  - сопротивление обратной последовательности генератора, приведенная к высшей стороне.

$$I_{2С.3.*} = \frac{1}{1,1 (x_{dВН}'' + x_{2ВН} + 2 \cdot x_T)} = \frac{1}{1,1 (52,27 + 50,74 + 2 \cdot 0,034)} = 0,0 \dots \text{о. е.} \quad (5.29)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2С.3.*}^{(2)} = 2I_{2С.3.*} \cdot k_{Т1.} = 2 \cdot 0,0075 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right) = 0,26 \text{ о. е.} \quad (5.30)$$

$x_T$  - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 220кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

$$I_{2С.3.}^* = \frac{E_{\Sigma}''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} = \frac{1,12}{1,1 ((x_d'' + x_T + x_{л}) + (x_2 + x_T + x_{л}))} = \frac{0,0097}{K_{\text{ч}}} = 0,008 \text{ о. е.} \quad (5.31)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2С.3.}^* = 2I_{2С.3.}^* \cdot k_{Т1.} = 2 \cdot 0,008 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right) = 0,24 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию.

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

#### 5.4.5 Защита от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток статора. Защита выполнена с зависимой от тока выдержкой времени и содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующий в предупредительную сигнализацию.

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.32)$$

где  $K_{\text{Н}} = 1,05$  – коэффициент надежности;

$K_{\text{В}} = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t = 0,9$  с.

2) Пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа.

Уставка пускового органа:

$$I_{\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.33)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.5:

Таблица 5.5 - Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки $I/I_{\text{Н}}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	3600	900	360	300	240	120	60	1

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ ) представлена на рисунке 5.3.

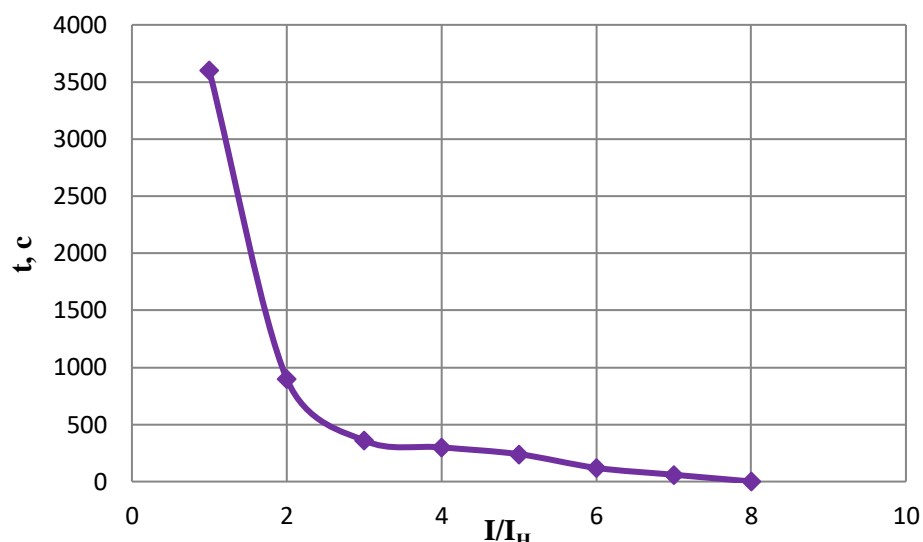


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

Интегральный орган защиты через отключающий орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Уставка выдержки времени отключающего органа принимается минимальной и равной 0,01 с.

4) Орган токовой отсечки, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания.

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.34)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению  $U_T <$  Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{\text{ср}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 138,0} = 66,02 \text{ В}. \quad (5.35)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,0 с на отключение секционных В, 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

#### 5.4.6 Дистанционная защита генератора ( $Z_1 <$ ), ( $Z_2 <$ )

Защита выполняется на основе дистанционных органов и подключается к измерительным трансформаторам тока в нейтрали генератора и трансформаторам напряжения на выводах генератора.

Характеристика срабатывания задается в виде круга, расположенного в I и II квадранте со смещением в III и IV квадрант комплексной плоскости сопротивлений.

1) Сопротивление срабатывания первой ступени выбирается по условию обеспечения действия с выдержкой времени не более 1с. Указанная выдержка времени принимается по условию согласования с первыми ступенями защит линий, отходящих от шин ГЭС.

Согласование производится для условий работы на шинах 220 кВ ГЭС одного блока.  $Z_1$ , приведенное к напряжению 220 кВ, может быть принято:

А) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ-220 кВ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 31,78 + \frac{0,8}{4} \cdot 47,4 = 34,9 \text{ Ом}, \quad (5.36)$$

где  $K_T$  – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

$Z_T$  – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220 кВ;

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,105 \cdot \frac{176,5}{200} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{176,5}{242^2} \cdot 47,4 = 0,103,$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,103 \cdot 1,08 = 0,111 \text{ Ом}, \quad (5.37)$$

где  $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{13,8^2}{100} = 1,08$ .

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1сз} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,111 \cdot \frac{\frac{8000}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 1,29 \text{ Ом}. \quad (5.38)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 1,3 \text{ Ом}$ .

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 1,0 с на отключение выключателя генератора, гашение полей, останов турбины со сбросом АРЗ.

2) Функция  $\Delta Z$  отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции



$\Delta Z$ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается исходя из данных, рассчитанных ранее,  $\Delta Z = 30 - 40 \frac{\text{Ом}}{\text{с}}$ .

3) Сопротивление срабатывания второй ступени выбирается из условия отстройки от режима нагрузки и режима форсировки возбуждения.

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4184} = 1 \text{ Ом},$$

где  $I_{\text{НОМ}}$  – номинальный ток статора, А.

Для определения сопротивления нагрузки в режиме форсировки возбуждения генератора выполняется расчет тока статора при двойном токе возбуждения ( $2 \cdot I_{\text{В.Н.}}$ ) и напряжения на зажимах статора  $0,95 \cdot U_{\text{Н}}$  (без учета насыщения):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{2 * 1,74 - 0,95}{1} = 2,53 \quad (5.39)$$

где  $I_{\text{В.Х.Х.}}$  – ток ротора холостого хода, А;

$x_d$  – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

С учетом насыщения машины величина тока статора генератора в режиме форсировки составит  $2,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ .

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.40)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,9}{0,95 \cdot 2,5} = 0,37, \quad (5.41)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 65 - 69^\circ$ .

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}, \quad (5.42)$$

$$Z_{\text{СЗII}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,35 \cdot \frac{13,8^2}{100} = 0,67 \text{ Ом}. \quad (5.43)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{СЗII} = \frac{Z_{С.З.II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,67 \cdot 5000/5}{13800/100} = 4,8 \text{ Ом}, \quad (5.44)$$

Принимаем уставку  $Z_2 = 4,8 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12-20%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{СМ1} = 0,12 \cdot 1,3 = 0,16 \text{ Ом}$ ,  $Z_{СМ2} = 0,12 \cdot 4,8 = 0,5 \text{ Ом}$ .

Выдержка времени второй ступени должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени резервных защит линий.

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.4.

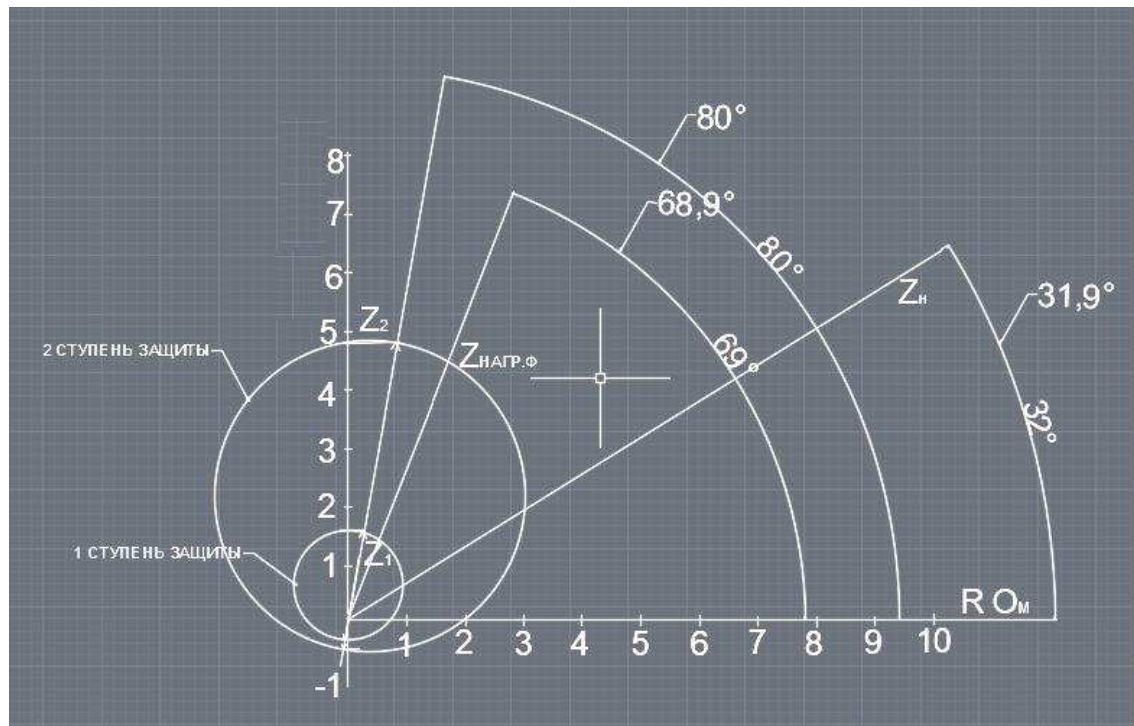


Рисунок 5.4 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

#### 5.4.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток ротора. Защита выполнена с зависимой от тока выдержкой времени. Защита содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующей в предупредительную сигнализацию. Уставка сигнального органа:

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.45)$$

2) Пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа. Уставка пускового органа:

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.46)$$

4) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей, таблица 5.6.

Таблица 5.6 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $I/I_H$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	длительно	210	150	120	90	72	60	20

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.5.

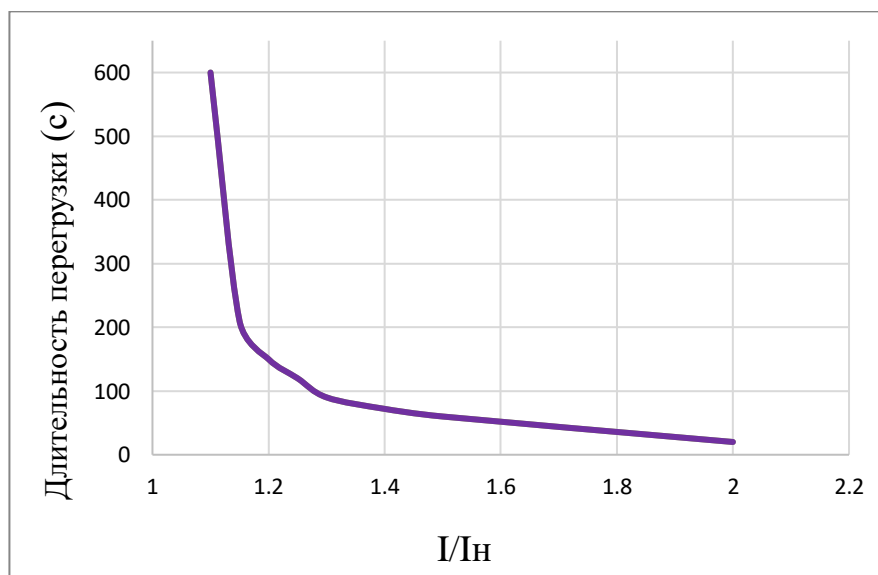


Рисунок 5.5 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

5) Орган токовой отсечки, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания. Уставка органа отсечки:

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,15 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}$$

Выдержка времени токовой отсечки принимается 3,0 с. Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

### 5.5 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления генератором, предназначенное для защиты, управления, измерения и контроля генераторов малой и средней величины производства ООО НПП «ЭКРА».

ЭКРА 300 предоставляет широкий спектр возможностей для защиты синхронных генераторов от повреждений в зоне действия защиты, а также для защиты от аварийных условий во внешних системах.

### 5.6 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит представлены в таблице 5.7

Таблица 5.7– Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CPO}$	$0,15 \cdot I_H$	0,61А	
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-	
		Уставка начального торможения, $I_{HT}$	$0,5 \cdot I_H$	2,05 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,15 А	
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	-	5 В
		$t_2$	$U_{02G}$	-	10 В
		$t_3$	$U_{0G}$	-	15 В
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,2	-	
ЗПН	$U >$	2ступень	$U_{CP2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{CP1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В

Окончание таблицы 5.7

Защита обратной послед. от несиммет. к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,22А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,61А
		ОТС I	$I_{2СЗ.}$	$0,26 \cdot I_H$	1,07 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,39 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,51А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,224 \cdot I_{НОМ}$	5,02 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,103	0,111 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	0,35	0,67 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	6,2 А
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	6,4А
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,19 \cdot I_{НОМ.P}$	12,7 А

Матрица отключений представлена в таблице 5.8

Таблица 5.8 – Матрица отключений защит

Защиты		Действие	Отключение В/Л	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал
Наименование	Обозначение								
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$		+	+	+	+			
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$							+
		$t_2$						+	
		$t_3$	+	+	+				
	$U_0$	$t$	+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 ступень $t_1$	+	+					
		2 ступень $t_2$	+	+					

Окончание таблицы 5.8

Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО								+	
		ИО		+	+						
		ОТС I	$t_1$					+			
			$t_2$	+	+						
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО								+	
		ИО		+	+						
		ОТС	$t_1$					+			
			$t_2$	+	+						
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$t_1$					+			
			$t_2$	+	+	+					
		2 ступень	$t_1$					+			
			$t_2$	+	+						
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО								+	
		ИО		+	+						
		Отсечка		+	+						

## **6 Состав и компоновка сооружений**

### **6.1 Исходные данные**

Задачей данного раздела дипломного проекта является проектирование бетонной гравитационной водосбросной плотины на скальном основании.

При проектировании в курсовом проекте плотины должны выполняться следующие требования:

- Обеспечение устойчивости на сдвиг при сохранении прочности основания;
- Получение наименьшего значения фильтрационного противодействия при обеспечении фильтрационной прочности основания;
- Гашение избыточной энергии сбрасываемого водного потока;
- Обеспечение прочности.

Для проектирования гидротехнических сооружений имеются следующие исходные данные:

- План реки в створе плотины;
- Геологический разрез по створу плотины;
- Физико-механические характеристики грунта основания;
- Зависимость между уровнями и расходами воды в бытовых условиях;
- Характерные бытовые расходы воды:
  - максимальный основной расход – 3303 м<sup>3</sup>/с;
  - максимальный поверочный расход – 3800 м<sup>3</sup>/с;
- Отметки:
  - нормального подпорного уровня (НПУ) – 340 м;
  - форсированного уровня воды (ФПУ) – 341 м;
  - отметка дна – 302,6 м;
  - отметка уровня мертвого объема (УМО) – 328,81 м;
- Назначение гидроузла: энергетический;
- Расход ВХК: 69 м<sup>3</sup>/с;
- Расход через 1 агрегат ГЭС ( $Q_{1 \text{ агрегат ГЭС}}$ ): 328 м<sup>3</sup>/с;
- Количество ГА – 4 шт.
- 

### **6.2 Состав и компоновка сооружений гидроузла**

В состав сооружения входят:

- водосбросная бетонная плотина гравитационного типа;
- стационарная часть плотины;
- левобережная и правобережная бетонная плотина;
- здание ГЭС руслового типа.

### **6.3 Проектирование сооружений напорного фронта**

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты ( $H=37,4$  м) и типа грунтов оснований (скальное основание – диорит трещиноватый) [7], присвоен: III.

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их социально-экономической ответственности и условий эксплуатации [7]. По установленной мощности ( $N=360$  МВт), присвоен: II.

Класс гидротехнических сооружений в зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий (число людей, условия жизнедеятельности которых могут быть нарушены при аварии гидротехнических сооружений, 5700 человек, что в пределах от 2000 до 20000), присвоен: II.

В конечном счете, присваивается наивысший класс всему сооружению, в данном случае это II класс.

### 6.3.1 Определение отметки гребня бетонной плотины

Принимаю за отметку гребня бетонной плотины с вертикальной напорной гранью  $\nabla$ ГБП наибольшую из двух, вычисленных по формулам:

$$\nabla\text{ГБП} = \nabla\text{НПУ} + h_{1\%} + a \quad (6.1)$$

$$\nabla\text{ГБП} = \nabla\text{ФПУ} + h_{1\%} + a, \quad (6.2)$$

где  $a$  - величина запаса, зависит от класса сооружения, и составляет не менее: для II класса – 0,7 м.

Для скорости ветра  $V_w = 19$  м/с принимаю  $K_w = 2,01 \cdot 10^{-6}$ .

Длина разгона:  $L = 22000$  м.

Определим высоту волны 1% обеспеченности:

1. Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 22000}{19^2} = 598,$$

$$\frac{gt}{v} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{19} = 11152$$

где:  $t = 6$  ч - период развития волн на водохранилище.

2. По графику по верхней огибающей кривой и значениям  $\frac{gL}{v^2}$  и  $\frac{gt}{v}$

определяются параметры  $\frac{g\bar{h}}{v^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{v}$ .

$\frac{gL}{v^2}$	$\frac{g\bar{h}}{v^2}$	$\frac{g\bar{T}}{v}$
598	0,038	2,45
$\frac{gt}{v}$	$\frac{g\bar{h}}{v^2}$	$\frac{g\bar{T}}{v}$
11152	0,073	3,9



Используя меньшие полученные значения  $\frac{g\bar{h}}{v^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{v}$  вычислим средний период волны  $\bar{T}$  и среднюю высоту волны  $\bar{h}$ :

$$\bar{h} = \frac{0,038 \cdot v^2}{g} = \frac{0,038 \cdot 19^2}{9,81} = 1,40 \text{ м}, \quad (6.3)$$

$$\bar{T} = \frac{2,45 \cdot v}{g} = \frac{2,45 \cdot 19}{9,81} = 4,75 \text{ с}. \quad (6.4)$$

3. Вычислим среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 4,75^2}{2 \cdot 3,14} = 35,17 \text{ м}. \quad (6.5)$$

4. Условие  $d = 18,7 \text{ м} > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d = 17,59 \text{ м}$  выполнено, расчёт выполняем для глубоководной зоны

5. Определим высоту волны 1% обеспеченности:

6.

$$h_{1\%} = \bar{h}k_i = 1,40 \cdot 2,1 = 2,94 \text{ м}, \quad (1.6)$$

где:  $k_i = 2,11$  – коэффициент принимаемый по графику ([6] рис. 2).

$$\nabla\text{ГБП} = 340 + 2,94 + 0,7 = 343,54 \text{ м},$$

$$\nabla\text{ГБП} - \nabla\text{ДНА} = 343,54 - 302,6 = 40,94 \text{ м}.$$

Проверяем:

Для скорости ветра  $V_w = 12 \text{ м/с}$  принимаю  $K_w = 1,3 \cdot 10^{-6}$ .

Длина разгона:  $L = 20000 \text{ м}$ .

1. Определим высоту волны 1% обеспеченности: Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 20000}{12^2} = 1499,$$

$$\frac{gt}{v} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{12} = 17658$$

где:  $t = 6 \text{ ч}$  - период развития волн на водохранилище.

2. По графику по верхней огибающей кривой и значениям  $\frac{gL}{v^2}$  и  $\frac{gt}{v}$  определяются параметры  $\frac{g\bar{h}}{v^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{v}$ .

$\frac{gL}{v^2}$	$\frac{g\bar{h}}{v^2}$	$\frac{g\bar{T}}{v}$
1499	0,055	3,2

$\frac{gt}{v}$	$\frac{g\bar{h}}{v^2}$	$\frac{g\bar{T}}{v}$
17658	0,09	4,28

Используя меньшие полученные значения  $\frac{g\bar{h}}{v^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{v}$  вычислим средний период волны  $\bar{T}$  и среднюю высоту волны  $\bar{h}$ :

$$\bar{h} = \frac{0,055 \cdot v^2}{g} = \frac{0,055 \cdot 12^2}{9,81} = 0,81 \text{ м}, \quad (6.7)$$

$$\bar{T} = \frac{3,2 \cdot v}{g} = \frac{3,2 \cdot 12}{9,81} = 3,91 \text{ с}. \quad (6.8)$$

3. Вычислим среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,91^2}{2 \cdot 3,14} = 23,94 \text{ м}. \quad (6.9)$$

4. Условие  $d = 19,2 \text{ м} > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d = 11,97 \text{ м}$  выполнено, расчёт выполняем для глубоководной зоны

5. Определим высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h}k_i = 0,81 \cdot 2,29 = 1,85 \text{ м}, \quad (6.10)$$

где:  $k_i = 2,29$  – коэффициент принимаемый по графику.

$$\nabla\text{ГБП} = 341 + 1,85 + 0,7 = 343,65 \text{ м},$$

$$\nabla\text{ГБП} - \nabla\text{ДНА} = 343,65 - 302,6 = 41,05 \text{ м}.$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 333 + 1,6 \cdot 7 = 344,2 \text{ м},$$

где  $H_{\text{ст}} = 7 \text{ м}$ , определено в разделе 6.1.2.

В конечном итоге принимаю отметку высоты всего напорного фронта равной 344,2 метра.

### 6.3.2 Гидравлический расчёт бетонной водосливной плотины

В результате гидравлического расчёта определяю:

- ширину водосливногo фронта, число и размеры водосливных отверстий;
- отметку гребня водослива;
- пропуск поверочного расхода;

- форму водосливной поверхности;
- сопряжение потока в нижнем бьефе;
- размеры гасителей;
- способ гашения энергии воды и параметры энергосберегающих устройств.

Выбор типа, числа и размеров отверстий водосливной плотины необходимо производить исходя из требований пропуска расчётного расхода воды основного расчетного случая. Пропуск расчётного расхода при основном расчётном случае производится при НПУ и при полном открытии всех затворов сооружения. Определённые размеры отверстий и их число подлежат проверке на поверочный расчётный случай. Пропуск расчётного расхода воды для проверки расчётного случая надлежит выполнять при ФПУ и УНБ<sub>max</sub> всеми пропускными сооружениями.

### 6.3.2 Определение ширины водосливного фронта. Основной расчетный случай.

Гидравлическими расчетами устанавливаются: длина водосливного фронта и размеры водосливных отверстий, отметка гребня водослива, форма водосливной грани, сопряжение струи в нижнем бьефе.

Гидравлический расчет выполняется для основного расчетного случая (при НПУ и УНБ<sub>осн</sub>) и поверочного расчетного случая (при ФПУ и УНБ<sub>пов</sub>).

### 6.3.3 Определение ширины водосливного фронта

Определим расчетный расход через водосливную плотину при НПУ с учетом работы всех сооружений гидроузла по следующему выражению:

Определим расчетный расход через водосливную плотину по следующему выражению:

$$\begin{aligned}
 Q_p &= Q_{max} - Q_{ГЭС} - \frac{V_{пол}}{t_{ср}} - Q_{пр} = & (6.11) \\
 &= 3303 - (4 - 1) \cdot 328 - \frac{5,51 \cdot 10^9}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} - 328 \\
 &= 1637 \text{ м}^3/\text{с}
 \end{aligned}$$

где  $Q_{max}$  – максимальный основной расход 1% обеспеченности,  
 $V_{пол}$  – полезный объем водохранилища;  $t_{ср}$  – время сработки (4 месяца, принято из водно-энергетических расчетов);  
 $Q_{ГЭС}$  – расход через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через агрегаты

ГЭС. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов  $(n-1)$  при числе агрегатов до 6 включительно [3].

Удельный расход на водосливе будет равен:

$$q_B = 1,25 \cdot q_p \quad (6.12)$$

где  $q_p$  – удельный расход на рисберме, который равен:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ} \quad (6.13)$$

где  $h_{НБ}$  – глубина в НБ при максимальном основном расходе, определяется по графику  $Q=f(H)$ ,  $УНБ = 309,42$  м, тогда

$$h_{НБ} = УНБ - \nabla_{\text{дна}} = 309,42 - 302,6 = 6,82 \text{ м} \quad (6.14)$$

где  $[v_h]$  – допустимая неразмывающая скорость на рисберме, равная 5,0 м/с.

$$q_p = 5,0 \cdot 6,82 = 34,1 \text{ м}^2/\text{с}$$

Тогда

$$q_B = 1,25 \cdot 34,1 = 42,63 \text{ м}^2/\text{с}$$

Ширина водосливного фронта равна:

$$B = \frac{Q_p}{q_B} = \frac{1637}{42,63} = 38,40 \text{ м} \quad (6.15)$$

Определим количество водосливных отверстий. Зададимся стандартной шириной пролета отверстия  $b = 12$  м, тогда водосливных отверстий:

$$n = \frac{B}{b} = \frac{38,40}{12} = 3,20 \approx 4 \quad (6.16)$$

Ширина водосливного фронта, которую будем в дальнейшем использовать равна:

$$B = b \cdot n = 12 \cdot 4 = 48 \text{ м}; \quad (6.17)$$

Бык примем разрезным, толщина разрезного бычка определяется по формуле Березинского  $\delta_B = 0,16 \cdot b + (0,5 - 2)\text{м} = 0,25 \cdot 12 + 1,08 = 3$  м. Головная часть быка имеет обтекаемую форму для улучшенного обтекания.

Ширина водосливного фронта с учетом размеров быков в плане:

$$B_B = B + (n - 1) \cdot \delta_B = 48 + (4 - 1) \cdot 3 = 57 \text{ м.} \quad (6.18)$$

### 6.3.4 Определение отметки гребня водослива.

Используя формулу расхода через водослив, определим полный напор на водосливе в первом приближении, рисунок 6.1, т.е. без учёта бокового сжатия и подтопления водослива:

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot B' \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.19)$$

где  $m$  – коэффициент расхода, для профиля оголовка безвакуумной водосливной стенки типа  $B$  ( $m \approx 0,49$ ).

$$H_{01} = \left( \frac{1637}{0,49 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,27 \text{ м,}$$

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

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot \sigma_\phi \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.20)$$

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

$\sigma_n$  – коэффициент подтопления, подтопления водослива нет и  $\sigma_n = 1$ ;

$\sigma_\phi$  – коэффициент формы водосливной ( $\sigma_\phi = 1$ ).

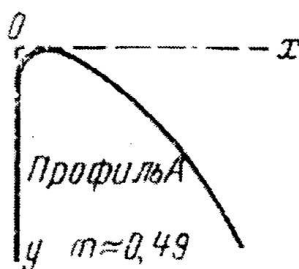


Рисунок 6.1 – Водосливная стенка нормального очертания (Кригера-Офицерова)

$$\sigma_{сж} = 1 - \frac{0,2 \cdot H_{01} \cdot \xi}{b}, \quad (6.21)$$

где  $\xi = 0,45$  – коэффициент уменьшения, учитывающий форму быков в плане (полукруглая).

$$\sigma_{сж} = 1 - \frac{0,2 \cdot 6,27 \cdot 0,45}{12} = 0,953,$$

$$H_{02} = \left( \frac{1637}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,953 \cdot 1 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,48 \text{ м.}$$

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha v_0^2}{2g}, \quad (6.22)$$

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

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n - 1) \cdot \delta_B)}, \quad (6.23)$$

$$v_0 = \frac{1637}{(340 - 302,6)(48 + (4 - 1) \cdot 3)} = 0,768 \text{ м/с,}$$

$$H = 6,48 - \frac{1,1 \cdot 0,768^2}{2 \cdot 9,81} = 6,44 \text{ м.}$$

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

$$H_{\text{ст}} = 7,0 \text{ м.}$$

Определим отметку гребня водослива:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}} = 340,0 - 7,0 = 333,0 \text{ м.} \quad (6.24)$$

### 6.3.5 Проверка на пропуск поверочного расхода

Проверим достаточность водопропускной способности водосливной плотины. Определим поверочный расход через водосливную плотину, при этом заметим, что пропуск производится через все водосбросы и все гидроагрегаты:

$$Q_{\text{р.пов}} = Q_{\text{пов.мах}} - Q_{\text{ГЭС}} - \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{сп}}} - Q_{\text{пр}} = 3800 - (4 - 1) \cdot 328 - \frac{5,51 \cdot 10^9}{9 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} - 328 = 2134 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.25)$$

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

$$H_{01\text{пов.}} = \left( \frac{Q_{\text{р.пов.}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{2134}{0,49 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,49 \text{ м.} \quad (6.26)$$

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

$$H_{02\text{пов.}} = \left( \frac{Q_{\text{р.пов.}}}{m_{\text{пов.}} \cdot \sigma_{\phi} \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.27)$$

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - \frac{0,2 \cdot 7,49 \cdot 0,45}{12} = 0,944,$$

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

$$m_{\text{пов.}} = m \left[ 0,805 + 0,245 \frac{H_{01\text{пов.}}}{H_{\text{ст}}} - 0,05 \left( \frac{H_{01\text{пов.}}}{H_{\text{ст}}} \right)^2 \right], \quad (6.28)$$

$$m_{\text{пов.}} = 0,49 \cdot \left[ 0,805 + 0,245 \cdot \frac{7,49}{7} - 0,05 \cdot \left( \frac{7,49}{7} \right)^2 \right] = 0,495,$$

$$H_{02\text{пов.}} = \left( \frac{2134}{0,495 \cdot 1 \cdot 0,944 \cdot 1 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,73 \text{ м.}$$

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

$$H_{\text{пов.}} = H_{02\text{пов.}} - \frac{\alpha v_{0\text{пов.}}^2}{2g}, \quad (6.29)$$

$$v_{0\text{пов.}} = \frac{Q_{\text{р.пов.}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n-1)\delta_{\text{б}})}, \quad (6.30)$$

$$v_{0\text{пов.}} = \frac{2134}{(341 - 302,6) \cdot (48 + (4-1) \cdot 3)} = 0,975 \text{ м/с,}$$

$$H_{\text{пов.}} = 7,73 - \frac{1,1 \cdot 0,975^2}{2 \cdot 9,81} = 7,68 \text{ м.}$$

Проверим, не превышает ли отметка  $\nabla\text{ФПУ}_{\text{р}}$  заданную  $\nabla\text{ФПУ} = 341,0$  м при таком напоре:

$$\nabla\text{ФПУ}_{\text{р}} = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов.}} = 333 + 7,68 = 340,68 \text{ м.} \quad (6.31)$$

$\nabla\Phi_{ПУ} > \nabla\Phi_{ПУр}$ , пропускная способность гидроузла достаточна для пропуска расхода  $Q_{пов} = 3800 \text{ м}^3/\text{с}$ .

По проектному напору  $H_{пр} = H_{ст}$  определяем координаты для построения оголовка плотины практического профиля. Табличные координаты умножаются на  $H_{ст}$ . Расчеты сведем в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Координаты очертания гребня водосливной стенки (стенки Кригера - Офицерова)

№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м
1	0	0,882	15	9,8	3,948	29	19,6	17,234
2	0,7	0,252	16	10,5	4,627	30	20,3	18,27
3	1,4	0,049	17	11,2	5,348	31	21	19,768
4	2,1	0	18	11,9	6,111	32	21,7	21,091
5	2,8	0,042	19	12,6	6,909	33	22,4	22,449
6	3,5	0,189	20	13,3	7,756	34	23,1	23,835
7	4,2	0,42	21	14	8,645	35	23,8	25,263
8	4,9	0,7	22	14,7	9,583	36	24,5	26,726
9	5,6	1,022	23	15,4	10,556	37	25,2	28,217
10	6,3	1,386	24	16,1	11,571	38	25,9	29,743
11	7	1,792	25	16,8	12,808	39	26,6	31,297
12	7,7	2,247	26	17,5	13,72	40	27,3	32,886
13	8,4	2,758	27	18,2	14,854	41	28	34,45
14	9,1	3,325	28	18,9	16,023	42	28,7	36,02



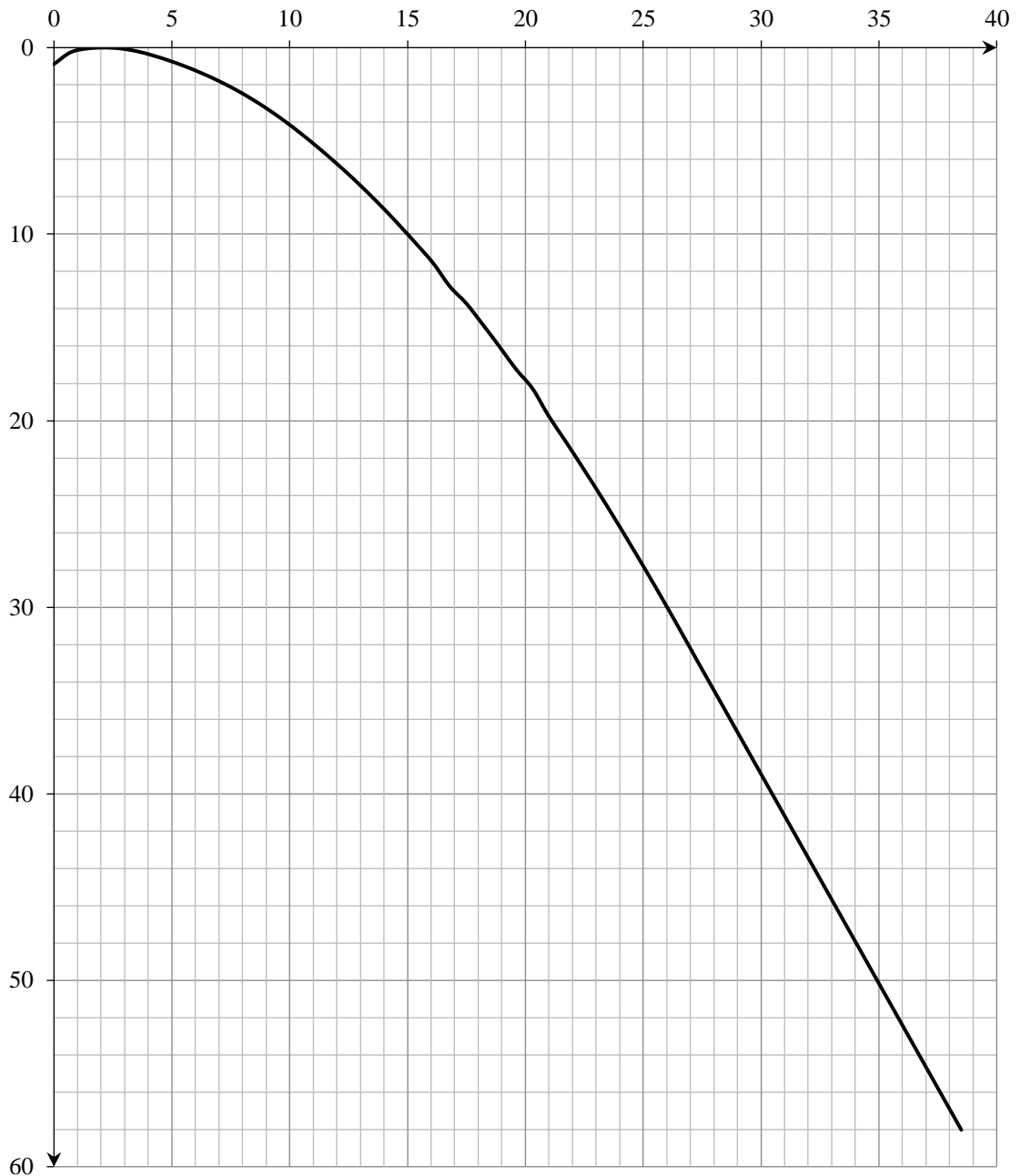


Рисунок 6.3 – Очертание оголовка плотины практического профиля

### 6.3.6 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Установлю необходимость устройства в нижнем бьефе гасителей энергии.

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в так называемом сжатом сечении С-С (рис. 6.4). Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта.

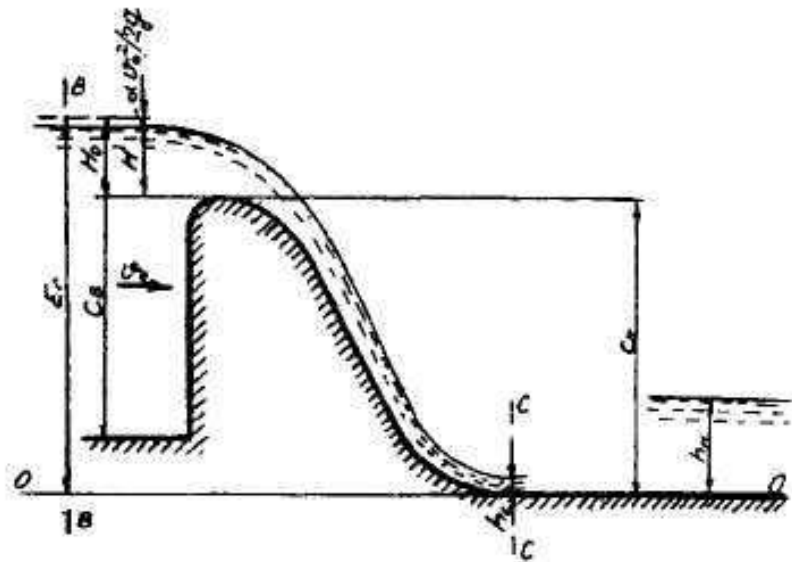


Рисунок 6.4 – Оголовок и сжатое сечение

Определяю критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн.р.}^2}{g \cdot (B + \sum \delta_6)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1637^2}{9,81 \cdot (57)^2}} = 4,52 \text{ м.} \quad (6.32)$$

Определяю полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} = 340 - 302,6 = 37,4 \text{ м.} \quad (6.33)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{37,4}{4,52} = 8,27 \text{ м.} \quad (6.34)$$

По графику определяю глубину  $h_c$  в сжатом сечении и глубину  $h_c''$  - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины  $\xi_{T_0}$ , определяю  $\xi_c = 0,3$  и  $\xi_{T_0}'' = 2,5$ .

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,3 \cdot 4,52 = 1,36 \text{ м,} \quad (6.35)$$

$$h_c'' = \xi_{T_0}'' \cdot h_{кр} = 2,5 \cdot 4,52 = 11,30 \text{ м.} \quad (6.36)$$

Глубина в НБ при  $Q_{осн} = 3303 \text{ (м}^3/\text{с)}$ ,  $h_{НБ} = 6,82 \text{ м}$ , следовательно, прыжок отогнанный ( $h_c'' > h_{НБ}$ ).

Отогнанный прыжок за плотинной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать с нижним бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Для плотин на скальном основании (диорит трещиноватый) высотой более 40 м (высота плотины 45 м)

гашение энергии сбрасываемой воды осуществляют способом свободно отброшенной струи.

### 6.3.7 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Для реализации этого способа в конце водослива устраивают высокий уступ с носком-трамплином. Струя, сходящая с носка-трамплина, отлетает на некоторое расстояние от водосброса. В месте падения на дне образуется яма размыва. Основная задача проектирования - обеспечить отброс струи на расстояние, безопасное для устойчивости водосбросной плотины и других сооружений.

Высота от дна, до носка:

$$a = h_{нб}^{max} + (1 - 2)m = 7,27 + 1,63 = 8,9 \text{ м}, \quad (6.37)$$

где  $h_{нб}^{max} = 7,27 \text{ м}$

Отметка носка:

$$\nabla_{НОС} = \nabla_{ДНА} + a = 302,6 + 8,9 = 311,5 \text{ м}. \quad (6.38)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_H = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НОС} = 340 - 311,5 = 28,5 \text{ м}. \quad (6.39)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 28,5} = 21,28 \text{ м/с}, \quad (6.40)$$

где  $\varphi$  - коэффициент скорости потока, принимаю равным 0,9.

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{28,72}{21,28} = 1,35 \text{ м}, \quad (6.41)$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{21,28^2}{9,81 \cdot 1,35} = 34,22. \quad (6.42)$$

Дальность отлёта струи:

$$L = K_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left( 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (6.43)$$

где  $K_a$  - коэффициент аэрации, принимаю равным 1;  $\alpha$  - угол наклона носка, принимаю равным  $30^\circ$ ;  $Z_0 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНА} = 340 - 30,26 = 37,4$  м.

Таким образом:

$$L = 1 \cdot 28,5 \cdot 0,9^2 \cdot \sin^2 \cdot 30^\circ \cdot \left( 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{37,4}{28,5} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30^\circ}} \right) \\ = 53,86 \text{ м.}$$

Проверка для слабой скалы, должно выполняться условие:

$$L > (0,5 \div 0,6) \cdot Z_0, \\ 53,86 > 18,7.$$

Условие выполнено, яма размыва образуется на безопасном расстоянии от размыва.

Глубина размыва – яма:

$$H_p = t - h_{\text{НБ}}, \quad (6.44)$$

где  $t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_H$ ;  $d$  – средняя крупность отдельностей, в расчёте принята 1м.

Таким образом:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{34,22}) \cdot \sqrt{34,22} \cdot \sqrt[4]{\frac{6,82}{1}} \cdot 1,35 = 15,16,$$

$$H_p = 15,16 - 6,82 = 8,34 \text{ м.}$$

Центр ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{tg\alpha_1}, \quad (6.45)$$

Где

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2\alpha + \frac{2 \cdot g(0,5 \cdot h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{\text{НБ}})}{V_H^2 \cdot \cos^2\alpha}},$$

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,35 \cdot \cos 30^\circ + 8,9 - 6,82)}{21,28^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,49,$$

$$L_1 = 53,86 + \frac{15,16}{0,49} = 84,99 \text{ м.}$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уравнение размытого русла равна:

$$b_p = 2,5 \cdot h_{кр} + 3,7 \cdot H_p = 2,5 \cdot 4,52 + 3,7 \cdot 8,34 = 42,15 \text{ м.} \quad (6.46)$$

По дну яма размыва – примерно равна  $2,5 \cdot h_{кр}$ , где  $h_{кр}$  – критическая глубина потока :

$$2,5 \cdot h_{кр} = 2,5 \cdot 4,52 = 11,30 \text{ м.}$$

Уклон верхового откоса ямы размыва может быть принят 1:2,2, уклон низового откоса 1:1,5.

### 6.3.8 Пропуск расходов через глубинные водосбросы

Донные отверстия водосбросной плотины предусматриваются, как на период строительства, для пропуска строительных расходов, так и для дальнейшей эксплуатации.

Глубинный водосброс используется в качестве дополнительного и рассчитывается на полезный объем водохранилища.

$$Q_{р.в.} = \frac{V_{пол.вдхр.}}{t_{сраб}} + Q_{пр} = \frac{5510000000}{+ \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} + 328 = 682,30 \text{ м}^3/\text{с};$$

Пропускная способность при незатопленном выходном отверстии определяется по формуле

$$Q = \mu \cdot \omega_{во} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{во}}$$

где  $Q$  – расход, сбрасываемый через отверстие;

$H_{во}$  – напор над центром входного отверстия;

$\omega_{во}$  – площадь выходного отверстия.

Принимаем количество отверстий равное четырем. Тогда расход через одно водопропускное отверстие

$$Q_{1 \text{ отв}} = \frac{Q_{р.в.}}{4} = 170,57 \text{ м}^3/\text{с};$$

Для того, чтобы определить  $H_{во}$  нужно предварительно задаться высотой отверстия и отметкой нижней кромки глубинного водовыпуска. Предварительно принимаем высоту отверстия  $h=3$  м, тогда нижняя отметка донного отверстия 306,1 м. отметка над центром выходного отверстия

$$\nabla_{\text{ЦВО}} = 306,1 + \frac{h}{2} = 307,6 \text{ м,}$$

Напор над центром выходного отверстия

$$H_{\text{ВО}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ЦВО}} = 340 - 307,6 = 32,4 \text{ м,}$$

Площадь выходного отверстия при известном расходе будет равна:

$$\omega_{\text{ВО}} = \frac{Q_{1 \text{ отв}}}{\mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{ВО}}}} = \frac{170,57}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 32,4}} = 8,46 \text{ м}^2,$$

Так как высота отверстия 3 м, тогда ширина будет равна

$$b = \frac{\omega_{\text{ВО}}}{h} = \frac{8,46}{3} = 2,82 \text{ м}^2,$$

Округлим до 3 м.

Тогда площадь поперечного сечения отверстия окончательно будет равна

$$\omega_{\text{ВО}} = b \cdot h = 3 \cdot 3 = 9 \text{ м}^2,$$

Исходя из расчета получаем 4 водосбросных сооружения  $h=3$  м,  $b=3$  м.

Между двумя отверстиями примем расстояние 5 м и по краям 2 м. тогда ширина донного одного водовыпуска составляет  $B=15$  м, итого две секции по 15 метров в свету.

## 6.4 Конструирование бетонной плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

### 6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

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

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании (алевролит) конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментальной плиты, так как несущая способность скального основания достаточно высокая. По этим причинам оптимальный теоретический профиль такой плотины – прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ.

Заложение низовой грани можно принять равным  $m=0,67 \div 0,7$ .

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 340 - 299,6 = 40,4 \text{ м.} \quad (6.47)$$

Отметка подошвы плотины равна:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - (\delta_{\text{б}} + (2 \div 3)), \quad (6.48)$$

где  $\delta_{\text{б}} = 0, \nabla_{\text{дна}} = 302,6 \text{ м}$ .

Определим отметку подошвы плотины:

$$\nabla_{\text{под}} = 302,6 - 3 = 299,6 \text{ м,}$$

$$B_n = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 40,4 = 28 \text{ м}$$

#### 6.4.2 Разрезка плотин швами

Во избежание недопустимо больших напряжений в различных частях бетонной плотины на скальном основании, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, плотину делят на секции сквозными температурно-осадочными швами. Разрезку плотины производят чаще по быкам, чтобы избежать неравномерных осадок смежных быков, что может привести к заклиниванию затвора.

Уплотнение швов осуществляется в виде шпонок.

Плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции.

Ширина секции:

$$b_c = b + \delta_{\text{в}};$$

где  $b_c$  – ширина секции с учетом разрезного быка,

$b$  – ширина пролета в свету,

$\delta_{\text{в}}$  – толщина быка с учетом разрезки сквозным продольным швом.

$$b_c = 12 + 3 = 15 \text{ м.}$$

#### 6.4.3 Быки

Оголовок быка выполняется полукруглым для лучшего обтекания потоком. Толщину разрезного быка принимаем 3 м (пункт 2.1.1). Минимальная толщина между пазами 0,8 м. Ширина быка по гребню 20 м для обеспечения проезда транспорта и для размещения подъемных механизмов.

#### 6.4.4 Устои

Различают устои сопрягающие, устраиваемые для сопряжения водосливной плотины с грунтовой или берегом, и отдельные, которые отделяют водослив от глухой бетонной плотины или здания ГЭС.

Применим 1 отдельный устой для отделения водосливной плотины от здания ГЭС.

#### 6.4.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины необходимо предусматривать продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи располагаем через 15 м, одну из продольных галерей следует проектировать выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Назначаем шириной – 4 м, высотой – 3,5 м.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначаем шириной – 1,5 м, высотой – 2,5 м.

#### 6.4.6 Противофильтрационные устройства в основании

На скальном основании устраиваем вертикальные цементационную завесу и дренаж. Схема цементной завесы и дренажных скважин представлено на рисунке 6.5.

Геометрические данные цем. завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B = 0,1 \cdot 28 = 2,8 \text{ м}, \quad (6.49)$$

где  $B$  - ширина подошвы плотины.

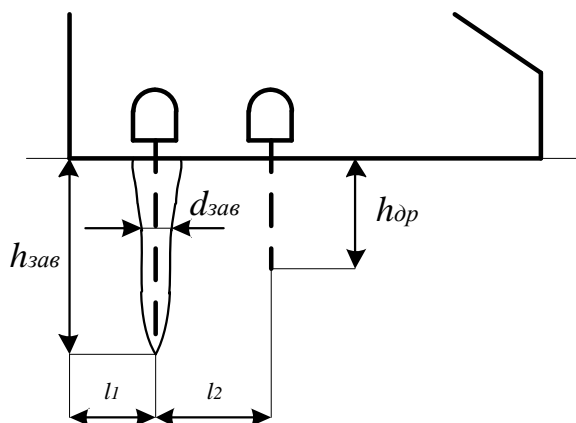


Рисунок 6.5 – Схема цементационной завесы и дренажа



Расстояние  $l_2$  принимается конструктивно,  $l_2 = 5$  м.

Глубина завесы:

$$h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot H = 0,5 \cdot 35,34 \approx 20 \text{ м.} \quad (6.5 \text{ 0})$$

Принимаю расстояние между цементационными скважинами 2 метра.

Толщина завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H}{J_{\text{кр}}} \cdot \gamma_n, \quad (6.5 \text{ 1})$$

где  $\Delta H = (\text{НПУ} - \text{УНБВХК}) \cdot 0,6 = (340 - 304,66) \cdot 0,6 = 21,20$  м – потерь напора на цементационной завесе;

$J_{\text{кр}} = 15$  критический градиент для завесы;

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

Таким образом:

$$\delta_{\text{зав}} = 21,20 \cdot 1,2/15 = 1,7 \text{ м} - 1 \text{ ряд ц. з.}$$

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 20 \approx 10 \text{ м.} \quad (6.5 \text{ 2})$$

Диаметр дренажных скважин принимаю 0,2 м, расстояние между ними 3 метра.

Через дренажные скважины фильтрующуюся воду выводят в цементационную или дренажную галерею, а отвод воды в НБ осуществляют насосами.

Потери напора для плотин с цементационной завесой  $H_{as}/H_d=0,4H$ , а для дренажа  $H_{dr}/H_d=0,15H$ .

#### 6.4.6 Расчёт фильтрации

Фильтрация на скальном основании принимается по [5], схема представлена на рисунке 6.6.

Геометрические параметры эпюры фильтрации:

Напор на сооружении:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ} = 340 - 304,66 = 35,34 \text{ м.} \quad (6.5 \text{ 3})$$

Для плотин II класса с цементационной завесой:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,40, \quad (6.54)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,15, \quad (6.55)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 35,34 = 14,14 \text{ м},$$

$$H_{dr} = 0,15 \cdot H_d = 0,15 \cdot 35,34 = 5,30 \text{ м},$$

$$H_t = 5,06 \text{ м}.$$

Проверяем

Напор на сооружении:

$$H_d = \nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{УНБ} = 341,0 - 309,87 = 31,13 \text{ м}. \quad (6.56)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 31,13 = 12,45 \text{ м},$$

$$H_{dr} = 0,15 \cdot H_d = 0,15 \cdot 31,13 = 4,67 \text{ м},$$

$$H_t = 10,27 \text{ м}.$$

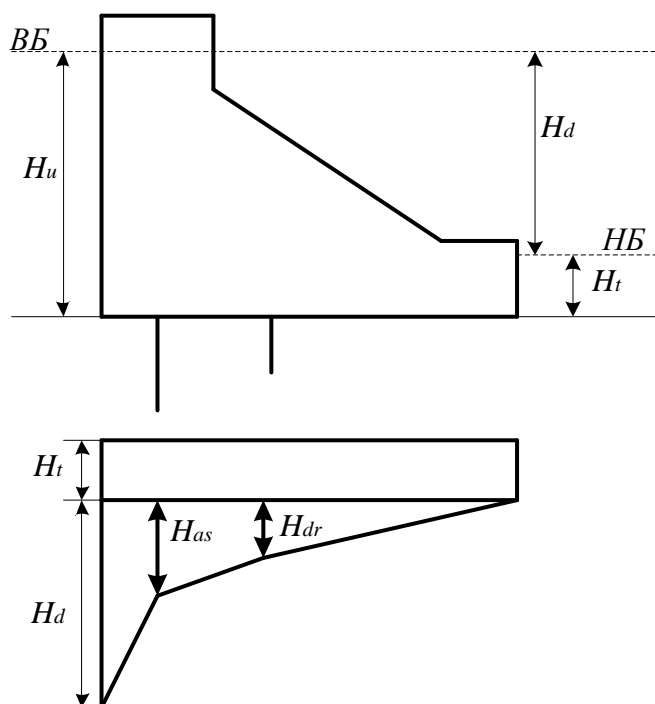


Рисунок 6.6 – Фильтрация на скальном основании

## 6.5 Статистические расчеты плотины

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных, сочетаниях отдельно для строительного и эксплуатационного периодов.

### 6.5.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad.

$$\begin{aligned} S_{\text{пл}} &= 673,45 \text{ м}^2, \\ S_{\text{б}} &= 1258,68 \text{ м}^2. \end{aligned}$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{673,45 \cdot 12 \cdot 9,81 \cdot 2400}{12 + 3} = 12684,57 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.57)$$

Точка приложения равнодействующей силы  $G_{\text{пл}}$  также была определена с помощью приложения AutoCad.

$$Y_{\text{пл}} = -2,63 \text{ м}.$$

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$\begin{aligned} G_{\text{б}} &= \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot \rho_{\text{б}} \cdot g}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{1258,68 \cdot 3 \cdot 2400 \cdot 9,81}{12 + 3} = 5926,87 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \\ Y_{\text{б}} &= -9,69 \text{ м}. \end{aligned} \quad (6.58)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.59)$$

где  $f$  - площадь затвора:

$$\begin{aligned} f &= (\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\Gamma\text{В} + 0,5) \cdot b = (341,0 - 333,0 + 0,5) \cdot 9 \\ &= 102 \text{ м}^2. \end{aligned} \quad (6.60)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 102 \cdot \sqrt{102} \cdot 9,81 = 555,82 \text{ кН}.$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{555,82}{12 + 3} = 37,05 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.61)$$

### 6.5.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

- с верхнего бьефа НПУ:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_B^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 40,4^2}{2} = 8005,74 \text{ кН/м}, \quad (6.62)$$

где  $H_B = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 340,0 - 299,6 = 40,4 \text{ м}$ .

- с верхнего бьефа ФПУ:

$$T'_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_B^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 41,4^2}{2} = 8406,97 \text{ кН/м}, \quad (6.63)$$

где  $H_B = \nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ПОД} = 341,0 - 299,6 = 41,4 \text{ м}$ .

- с нижнего бьефа НПУ:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_H^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 5,06^2}{2} = 125,59 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.64)$$

где  $H_H = \nabla \text{УНБ} - \nabla \text{ПОД} = 304,66 - 299,6 = 5,06 \text{ м}$ .

- с нижнего бьефа ФПУ:

$$T'_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_H^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 10,27^2}{2} = 517,34 \text{ кН/м}, \quad (6.65)$$

где  $H_H = \nabla \text{УНБ} - \nabla \text{ПОД} = 309,87 - 299,6 = 10,27 \text{ м}$ .

### 6.5.3 Сила взвешивающего и фильтрационного давления

Сила фильтрационного давления:

$$W_\phi = 1000 \cdot 9,81 \cdot 171,4 = 1681,43 \frac{\text{кН}}{\text{м}},$$

$$W'_\phi = 1000 \cdot 9,81 \cdot 150,98 = 1481,11 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

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.

Ординаты эпюр определим как:

$$p_{\text{ВЗВ}} = \rho_w \cdot g \cdot (\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}}) = 1000 \cdot 9,81 \cdot 5,06 = 49,64 \text{ кН}, \quad (6.66)$$

$$\begin{aligned} p'_{\text{ВЗВ}} &= \rho_w \cdot g \cdot (\nabla_{\text{УНБ}_{\text{max}}} - \nabla_{\text{под}}) = 1000 \cdot 9,81 \cdot 10,27 \\ &= 100,75 \text{ кН}. \end{aligned} \quad (6.67)$$

Сила взвешивающего давления равна площади эпюры взвешивающего давления для данного расчетного случая.

$$W_{\text{ВЗВ}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^{\text{ВЗВ}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 141,68 = 1389,88 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.68)$$

$$W'_{\text{ВЗВ}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^{\text{ВЗВ}'} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 287,56 = 2820,96 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.69)$$

#### 6.5.4 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$\begin{aligned} p_{\text{н}} &= \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot \tan^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right) = 10 \cdot 3,4 \cdot \tan^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) \\ &= 16,66 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \end{aligned} \quad (6.70)$$

где  $\gamma_{\text{н}} = 10 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

$h_{\text{н}}$  – толщина слоя наносов, принимаемая от уровня дна,

$$h_{\text{н}} = \nabla_{\text{заил}} - \nabla_{\text{дна}} = 305,0 - 302,6 = 3,4 \text{ м},$$

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

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_{\text{н}} = \frac{h_{\text{н}} \cdot p_{\text{н}}}{2} = \frac{3,4 \cdot 16,6}{2} = 28,32 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (6.71)$$

#### 6.5.5 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном и поверочном случаях может быть определена упрощенно по формуле А.Л.Можевитинова.

Для основного случая:

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 2,94^2}{35,17} = 0,77 \text{ м} \quad (6.72)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot g \cdot h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) \quad (6.73)$$

$$= \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 2,94 \cdot \left( \frac{35,17}{3,14} + \frac{0,77}{2} \right) = 167,09 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

Плечо силы  $W_{\text{волн}}$  относительно уровня покоя ВБ:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{35,17}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 2,94 = 4,5. \quad (6.74)$$

Для поверочного случая:

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,85^2}{23,94} = 0,45 \text{ м} \quad (6.75)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot g \cdot h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) \quad (6.76)$$

$$= \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,85 \cdot \left( \frac{23,94}{3,14} + \frac{0,45}{2} \right) = 71,22 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

Плечо силы  $W_{\text{волн}}$  относительно уровня покоя ВБ:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{23,94}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 1,85 = 3,1. \quad (6.77)$$

## 6.6 Расчет прочности платины

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчёт плотины будем вести без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчёта определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

Исходя из практических соображений, в расчёте плотины принимаю сжимающие напряжения со знаком «-», растягивающие – со знаком «+»

Для удобства расчёта составлю таблицу 6.2, в которую внесу все нагрузки, умноженные на коэффициент надёжности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1,00	→	8005,74	13,47	107810,70
Тн	1,00	←	125,59	-1,69	-211,82
Gб	0,95	↓	5630,53	-9,69	-54559,82
Gпл	0,95	↓	12050,34	-2,63	-31692,39
Wвзв	1,00	↑	1389,88	0,00	0,00
Wф	1,00	↑	1681,43	7,58	12745,27
Qз	0,9	↓	33,35	-11,50	-383,51
$W_{\text{волн}}$	1,00	→	167,09	35,90	5998,73
$E_H$	1,20	→	33,99	4,13	140,48
F		← →		8081,23	
N		↓↑		14642,90	
M		Σ		39847,62	

Расчёт краевых напряжений для основного случая в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

1) Для верхней грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{14642,90}{28,0} + \frac{6 \cdot 39847,62}{28,0^2} = -218,00 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \quad (6.78)$$

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

$M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

$b$  – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -9,81 \cdot 40,4 = -396,32 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.79)$$

где  $\gamma_w = 9,81 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес воды,

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 340,0 - 299,6 = 40,4 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \tan \alpha_1$ , где  $\alpha_1$  – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то  $\tan \alpha_1 = 0$ .

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \quad (6.80)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -218,00 \text{ кН/м}^2; \quad (6.81)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 40,4 = -396,32 \text{ кН/м}^2. \quad (6.82)$$

2) Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{14642,90}{28,0} - \frac{6 \cdot 39847,62}{28,0^2} = -827,92 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.83)$$

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) \\ &= -827,92 \cdot 0,75^2 - 9,81 \cdot 5,06 \cdot (1 - 0,75^2) \\ &= -487,42 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.84)$$

где  $m_t = \tan \alpha_2$ , где  $\alpha_2$  – угол между низовой гранью и вертикалью.

$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}}(Q_{\text{НПУ}}) - \nabla_{\text{ПОД}} = 304,66 - 299,6 = 5,06 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(9,81 \cdot 5,06 - 827,92) \cdot 0,75 = 583,71 \text{ кН/м}^2, \quad (6.85)$$

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = \\ &= -827,92 \cdot (1 + 0,75^2) + 9,81 \cdot 5,06 \cdot 0,75^2 = -1265,70 \text{ кН/м}^2; \end{aligned} \quad (6.86)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 5,06 = -49,64 \text{ кН/м}^2 \quad (6.87)$$

Расчёт крайних напряжений сведен в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Основной случай	
	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y$	-218,00	-827,92
$\sigma_x$	-396,32	-487,42
$\tau_{xy}$	0	583,71
$\sigma_1$	-218,00	-49,64
$\sigma_3$	-396,32	-1265,70

## 6.7 Расчёт при ФПУ

Основные нагрузки на плотину представлены в таблице 6.4

Таблица 6.4 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Поверочный случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1,00	→	8406,97	13,80	116016,24
Тн	1,00	←	517,34	-3,42	-1771,04



Окончание таблицы 6.4

Gб	0,95	↓	5630,53	-9,69	-54559,82
Gпл	0,95	↓	12050,34	-2,63	-31692,39
Wвзв	1,00	↑	2820,96	0,00	0,00
Wф	1,00	↑	1481,11	7,58	11226,84
Qз	0,9	↓	33,35	-11,50	-383,51
W <sub>волн</sub>	1,00	→	71,22	38,28	2726,44
E <sub>н</sub>	1,20	→	33,99	4,13	140,84
F		← →		7994,84	
N		↓↑		13412,14	
M		Σ		41703,23	

Расчёт краевых напряжений для основного случая в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

1) Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{13412,14}{28,0} + \frac{6 \cdot 41703,23}{28,0^2} = -159,85 \text{ кН/м}^2, \quad (6.88)$$

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

$M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

$b$  – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -9,81 \cdot 41,4 = -406,13 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.89)$$

где  $\gamma_w = 9,81 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес воды,

$H_d^u = \nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ПОД} = 341,0 - 299,6 = 41,4 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \tan \alpha_1$ , где  $\alpha_1$  – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то  $\tan \alpha_1 = 0$ .

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \quad (6.90)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -159,85 \text{ кН/м}^2; \quad (6.91)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 41,1 = -406,13 \text{ кН/м}^2. \quad (6.92)$$

2) Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{13412,14}{28,0} - \frac{6 \cdot 41703,23}{28,0^2} = -798,16 \text{ кН/м}^2 \quad (6.93)$$

$$\begin{aligned}\sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) \\ &= -798,16 \cdot 0,75^2 - 9,81 \cdot 10,27 \cdot (1 - 0,75^2) \\ &= -493,04 \text{ кН/м}^2,\end{aligned}\tag{6.94}$$

где  $m_t = \tan \alpha_2$ , где  $\alpha_2$  – угол между низовой гранью и вертикалью.

$H_d^t = \nabla \text{УНБ}(Q_{\text{НПУ}}) - \nabla \text{ПОД} = 309,87 - 299,6 = 10,27 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(9,81 \cdot 10,27 - 798,16) \cdot 0,75 = 523,06 \text{ кН/м}^2,\tag{6.95}$$

$$\begin{aligned}\sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = \\ &= -798,16 \cdot (1 + 0,75^2) + 9,81 \cdot 10,27 \cdot 0,75^2 = -1190,46 \text{ кН/м}^2;\end{aligned}\tag{6.96}$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 10,27 = -100,75 \text{ кН/м}^2\tag{6.97}$$

Расчёт крайевых напряжений сведу в таблицу 6.5.

Таблица 6.5 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Поверочный случай	
	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y$	-159,85	-798,16
$\sigma_x$	-406,13	-493,04
$\tau_{xy}$	0	523,06
$\sigma_1$	-159,85	-100,75
$\sigma_3$	-406,13	-1190,46

## 6.8 Расчет прочности плотины

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b,\tag{6.98}$$

где  $\gamma_n = 1,2$  – коэффициент надежности по ответственности, для сооружений II класса;  $\gamma_{lc}$  – коэффициент сочетания нагрузок,  $\gamma_{lc} = 1,0$  – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок;  $\gamma_{lc} = 0,9$  – для расчетов по первому предельному состоянию и особому сочетанию нагрузок;  $\sigma_3$  – максимальное главное напряжение;  $R_b = 7,5 \text{ МПа}$  – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона В10;  $\gamma_{cd}$  – коэффициент условия работы;  $\gamma_{cd} = 0,9$  – при основном сочетании нагрузок;  $\gamma_{cd} = 1,0$  – при особом сочетании нагрузок.

Для основного сочетания нагрузок:

$$1,2 \cdot 1 \cdot |-1265,70| \leq 7500 \cdot 0,9, \\ 1582,12 \text{ кПа} \leq 6750 \text{ кПа.}$$

Для особого сочетания нагрузок:

$$1,2 \cdot 0,9 \cdot |-1190,46| \leq 7500 \cdot 1,0, \\ 1339,26 \text{ кПа} \leq 7500 \text{ кПа.}$$

2) Отсутствие растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0 \quad (6.99)$$

Для основного сочетания нагрузок:

$$-218,00 \text{ кПа} < 0.$$

Для особого сочетания нагрузок:

$$-159,85 \text{ кПа} < 0.$$

с учетом того, что сжимающие напряжения приняты со знаком «+».

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u. \quad (6.100)$$

Для основного сочетания нагрузок:

$$218,00 \text{ кПа} \geq 101 \text{ кПа.}$$

Для особого сочетания нагрузок:

$$159,85 \text{ кПа} \geq 103,5 \text{ кПа.}$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

### **6.9 Расчёт устойчивости плотины**

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

Основное сочетание нагрузок:

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.101)$$

$$\begin{aligned} R &= (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_{\phi} + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega = \\ &= (12050,34 + 5630,53 - 1389,88 - 1681,43 + 33,35) \cdot 0,6 + 65 \\ &\quad \cdot 30,1 = 10742,24 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (6.102)$$

где  $\tan \varphi = 0,6$  – внутреннее трение для грунта основания (скала)[3];

$c = 65 \text{ кН/м}^2$  – сцепление для скалы [3];

$\omega = B_{п} \cdot 1 = 30,1 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр (так как бык выдвинут в верхний бьеф, берем усредненное число подошвы плотины).

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H = 8005,74 - 125,59 + 167,09 + 33,99 = 8081,23 \text{ кН/м}. \quad (6.103)$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\begin{aligned} \frac{10742,24 \cdot 0,95}{8081,23 \cdot 1,0} &\geq 1,2, \\ 1,26 &\geq 1,2. \end{aligned}$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

Особое сочетание нагрузок:

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.104)$$

$$\begin{aligned} R &= (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_{\phi} + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega = \\ &= (12050,34 + 5630,53 - 2820,96 - 1481,11 + 33,35) \cdot 0,6 + 65 \\ &\quad \cdot 30,1 = 10003,78 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (6.105)$$

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H = 8406,97 - 517,37 + 71,22 + 33,99 = 7994,84 \text{ кН/м}. \quad (6.106)$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\begin{aligned} \frac{10003,78 \cdot 0,95}{7994,84 \cdot 0,9} &\geq 1,25, \\ 1,32 &\geq 1,2. \end{aligned}$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

## 7 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

### 7.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования. Представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2030	2031	2032	2033	2034
Установленная мощность	МВт	360	360	360	360	360
Число часов использования установленной мощности	Часы	6 800	6 800	6 800	6 800	6 800
Выработка электроэнергии	МВт*ч	2 448 000	2 448 000	2 448 000	2 448 000	2 448 000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	36 720	36 720	36 720	36 720	36 720
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	2 411 280	2 411 280	2 411 280	2 411 280	2 411 280
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	1 318	1 346	1 375	1 404	1 434
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	3 178,1	3 245,6	3 315,5	3 385,4	3 457,8
НДС к выручке	млн.руб	529,7	540,9	552,6	564,2	576,3

Вывод: Таким образом, мы видим, что все наши показатели стабильны по каждому году, начиная с 2020 заканчивая 2042 годом, за исключением "тарифа на электроэнергию" и "выручки от реализации электроэнергии". Здесь ясно прослеживается рост тарифа из года в год примерно на 2%, тем самым прямо пропорционально влияет на выручку. Из чего следует, сделать вывод, рост тарифа приводит к росту выручки.

### 7.2 Текущие расходы по гидроузлу

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

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗОПАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для

подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

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

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

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

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

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

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

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	91,9
Прочие	274,0	98,6
Итого по ГЭС		190,5

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 7.2.

Удельные значения расходов на ремонт оборудования для новых объектов генерации в проценте от величины инвестиций (в ценах базового года) представлены в таблице 7.3.

Таблице 7.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Величина
от 1 до 5	0,06
от 6 до 15	0,09
от 16 до 25	0,14
свыше 25	0,2

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии с единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38тыс.руб/Мвт	48,74
НП АТС (администратор торговой системы)	0.001097тыс.руб/Мвт*ч	2,69
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318тыс.руб/Мвт*ч	0,78
Итого		52,20

Сумма капитальных вложений (далее КВ) по гидроузлу:

$$\text{Сумма КВ} = N_{\text{уст}} \text{ кВт} * (1000\$ - 2000\$) \quad (7.1)$$

$$\text{Сумма КВ} = 360000 * 1800 * 70 = 45360000000 \text{руб.} =$$

На создание ГТС 80% от суммы КВ: 36288000000 руб.

На приобретение и монтаж оборудования 20% от суммы КВ: 9072000000 руб.

График Кэш-Фло, распределение денежных средств по годам проекта, представлен на рисунке 7.1



Рисунок 7.1– Анализ денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проекта

По полученному графику, мы видим первые шаги к возведению гидроузла, начиная с заявленного 2020 года, то есть ведутся земельные и бетонные работы, а именно подготовка к строительству гидротехнического сооружения. Далее, можно увидеть, установку первого гидроагрегата (далее ГА) и трансформатора, которая приходится на 2027-2030 годы. Следовательно, после пуска первого ГА и трансформатора, мы начинаем получать первую прибыль, так как начинается производство электроэнергии и мощности, что ведет к скорейшей окупаемости проекта, которая начинается по данному графику с 2032 года. Таким образом, уже с 2035 года наш денежных поток выходит в плюс и растет с каждым годом до окончания проекта, до 2042 года.

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

Текущие затраты по гидроузлу в определенные годы эксплуатации приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Текущие затраты по гидроузлу в определенные годы эксплуатации

Наименование	Годы реализации проекта				
	2030	2031	2032	2033	2034
Амортизационные отчисления, млн.руб.	1011,10	1005,23	1027,16	1015,19	1014,19
Расходы на страхование, млн. руб.	17,79	17,69	18,07817255	17,86737255	17,86
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	0,90	0,90	0,92	0,91	0,91
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	52,2	52,2	52,2	52,2	52,2
Налог на воду, млн. руб	11,75	11,75	11,75	11,75	11,75
<b>ИТОГО</b>	<b>1284,2</b>	<b>1278,28</b>	<b>1300,62</b>	<b>1288,42</b>	<b>1288,42</b>



Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 7.2).

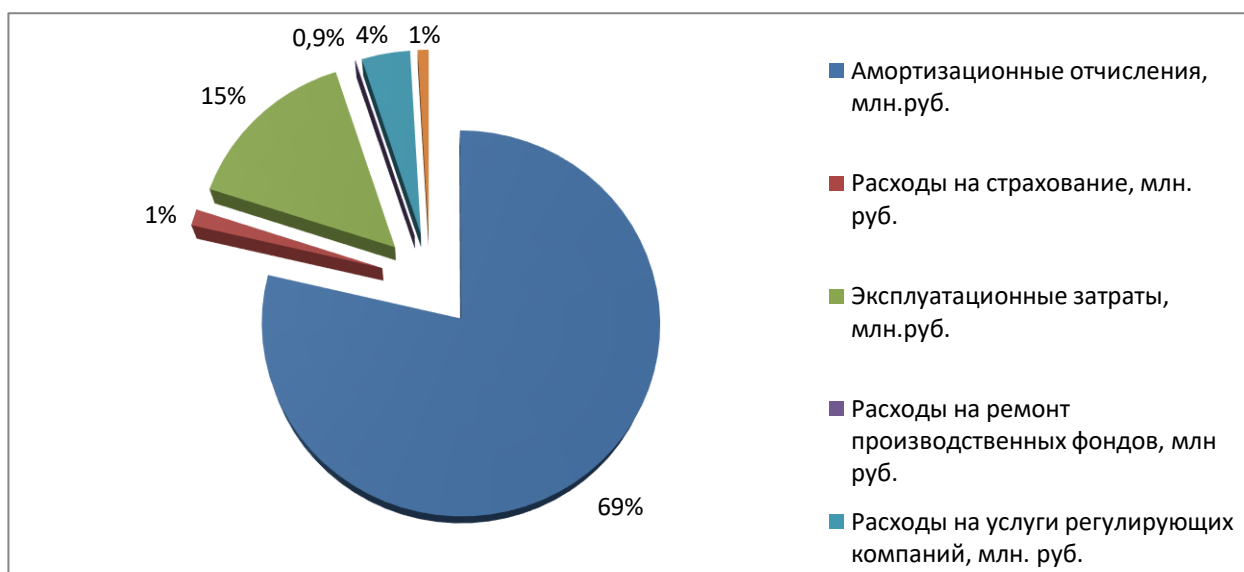


Рисунок 7.2– Структура текущих затрат по гидроузлу в процентах

Вывод: Исходя из полученных данных, следует, что амортизационные отчисления у нас находятся в динамике в зависимости от суммы капитальных вложений, тем самым сумма растет, когда ведется строительство гидротехнического сооружения (далее ГТС) и установка оборудования. Но когда заканчивается установка основного оборудования, наша сумма капитальных вложений начинает падать, тем самым падает и амортизационное отчисление. Это явно прослеживается с 2033 года, когда установка основного оборудования завершается. Так же есть года, когда амортизационные отчисления достигают своего пика, это приходится на 2032 год, потому что в эти года происходит и строительство ГТС и установка нескольких оборудований одновременно, поэтому растет и сумма капитальных вложений. Расходы на ремонт производственных фондов изменяются в зависимости от изменений амортизационных отчислений. Таким образом, динамика каждого из показателей влияет на итог по расходам. Маленький прирост расходов с годами это положительная тенденция, что явственно скажется на дальнейшей прибыли.

### 7.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта			
	2035	2036	2037	2038
Налог на прибыль, млн.руб.	707,79	724,73	741,76	759,39
НДС, млн.руб.	404,7	404,7	404,7	404,7
Взносы в социальные фонды, млн. руб.	5,100	5,525	5,525	5,525
Налог на имущество, млн.руб.	486,53	497,14	491,35	491,35
Итого, млн. руб.	2252,17	2280,76	2309,44	2339,13

Вывод: Из полученных данных, следует, что налог на прибыль растет с каждым годом примерно на 2,4% исходя из роста прибыли до налогообложения. Так же, можно сказать, что налог на имущество и взносы в социальные фонды заложены в себестоимость, следовательно их динамика повлияет на неё. В свою очередь, взносы в социальные фонда зависят от количества персонала и среднее суммы заработной платы, то есть если растет средняя сумма заработной платы, то взносы увеличиваются и наоборот, сумма уменьшается, взносы тоже уменьшаются.

#### 7.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль определенных лет эксплуатации представлена в таблице 7.7 на рисунке 7.3.

Таблица 7.7 - Годовая прибыль в определенных годах эксплуатации

Наименование	2035	2036	2037	2038
Выручка (нетто), млн. руб.	3538,97	3623,67	3708,81	3796,95
Текущие расходы, млн. руб.	11,75	11,75	11,75	11,75
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн. руб.	3527,2	3611,91	3697,02	3785,2
Скорректированный налог на прибыль, млн. руб.	707,79	724,73	741,76	759,390
НОРАТ (чистая прибыль), млн. руб.	2728,56	2800,85	2871,28	2934,038016
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20

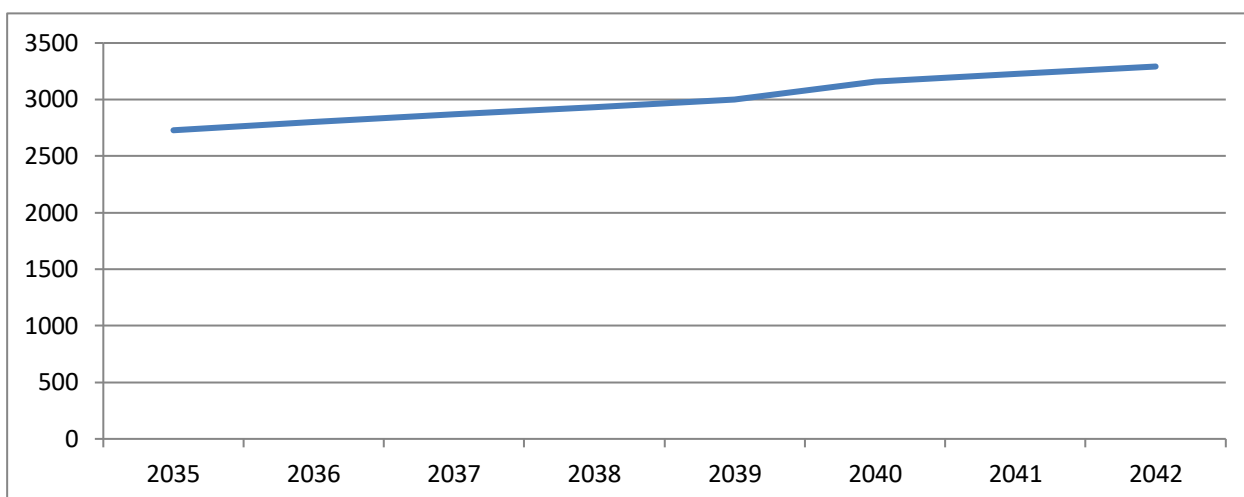


Рисунок 7.3 – Изменение суммы прибыли по проекту, млн. руб.

Вывод: Таким образом, наблюдается прирост выручки, в каждом году относительно предыдущего. Это обусловлено тем, что начинается производство электроэнергии и мощности на предприятии с 2030 года. Прирост выручки в 2035 году относительно 2034 года составил 7%. При незначительном колебании налога на прибыль, наблюдается повышение валовой прибыли и чистой прибыли соответственно. Следовательно, прирост выручки превышает прирост расходов, тем самым мы наблюдаем положительную тенденцию изменения суммы прибыли по проекту, что хорошо отражено на рисунке 7.3.

## 7.5 Оценка инвестиционного проекта

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

### 7.5.1 Методология, исходные данные

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

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Бийской ГЭС составляет 22 года, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2020 года.

3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

### 7.5.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 7.8.

Таблица 7.8-Показатели эффективности реализации проекта «Бийской ГЭС на реке Бия»

Наименование	Значения
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPВ, мес	213
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,21
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0,5
Удельные капиталовложения, руб/Квт	75314,1

Вывод: Таким образом, индекс прибыльности, говорит нам о том, что на каждый вложенный рубль инвестор получит почти полтора рубля, а если быть точным, то 1,21 рубля, следовательно, в такой проект выгодно инвестировать. Так как срок окупаемости не должен превышать срока реализации проекта, то, мы видим, что наш срок окупаемости меньше срока реализации проекта, это приемлемо и экономически выгодно.

## **8. Охрана труда, техника безопасности, противопожарная безопасность**

### **8.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Бийской ГЭС является, обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут быть катастрофическими для всего региона. Поэтому обеспечение безопасности Бийской ГЭС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации Бийской ГЭС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным, из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности ГЭС» является составление Декларации о безопасности ГЭС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГЭС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГЭС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений Бийской ГЭС осуществляется контрольно-измерительной аппаратурой (КИА). В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которого заключается в измерении с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГЭС на основе анализа полученных данных.

На основании выше перечисленного и Акте обследования состояния ГЭС составляется Декларация о безопасности, в которой обосновывается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по предотвращению и ликвидацию явлений препятствующих безопасной эксплуатации.

### **8.3. Инструкция по пожарной безопасности Бийской ГЭС**

Настоящая инструкция составлена на основании Правил пожарной безопасности для энергетических предприятий РД 153.-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95\*) и Правил пожарной безопасности в Российской Федерации ППБ 01-03.

Она устанавливает основные требования пожарной безопасности на Бийской ГЭС.

Каждый работник Бийской ГЭС обязан четко знать и соблюдать правила и инструкции пожарной безопасности, а также выполнять все

противопожарные мероприятия на своем рабочем месте и в других помещениях Бийской ГЭС.

### **Содержание территории**

1 Территория станции должна постоянно содержаться в чистоте, очищаться от сгораемых отходов.

2 Запрещается загромождать материалами и оборудованием проезды вокруг зданий и дороги.

3 Территория станции должна иметь оборудованные контрольно-пропускные пункты, а также наружное освещение в соответствии с действующими нормами.

4 Все проездные дороги должны содержаться в исправном состоянии. Подъезды к пожарным гидрантам, должны быть постоянно свободными, а в зимнее время очищаться от снега и наледи.

5 На территории должны быть установлены соответствующие дорожные знаки и поясняющие надписи, не допускающие остановки автотранспорта, других механизмов и оборудования в местах сужения проездных дорог, и в местах расстановки пожарной техники по оперативному плану пожаротушения.

6 Запрещается на территории станции без согласования с органами госпожнадзора сооружение временных сгораемых зданий и сооружений.

7 Запрещается размещение бытовых вагончиков внутри зданий.

8 На территории электростанции следует регулярно скашивать и вывозить траву.

9 Запрещается хранение высушенной травы на территории энергопредприятия и на прилегающей площадке (на расстоянии ближе 100 м).

10 Сжигание мусора и отходов на территории энергопредприятия запрещается.

### **Содержание зданий и помещений**

1. Здания и сооружения Бийской ГЭС должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями ПТЭ.

2. Во всех производственных, вспомогательных и служебных зданиях должен соблюдаться установленный противопожарный режим для обеспечения нормальных и безопасных условий труда персонала в соответствии с требованиями Правил пожарной безопасности для энергетических предприятий.

3. Запрещается производить перепланировку помещений без предварительной разработки проекта, а при отступлении его от строительных норм и правил – без согласования с местными надзорными органами.

4. Запрещается в указанных помещениях уменьшать число эвакуационных выходов и снижать огнестойкость строительных конструкций в нарушение требований действующих строительных норм и правил.

5. На путях эвакуации должно поддерживаться в исправном состоянии

рабочее и аварийное освещение, а также должны быть установлены указатели для выхода персонала в соответствии с действующими Государственными стандартами.

6. В помещениях Бийской ГЭС запрещается:

- Устанавливать и загромождать пути эвакуации и лестничные марши оборудованием, материалами и другими предметами;
- Убирать помещения с применением легковоспламеняющихся и горючих жидкостей (бензин, керосин и т.п.);
- Оставлять без постоянного надзора работающие электронагревательные приборы, а после окончания работы, включенные в электросеть аппараты и установки, если это не требуется по технологии производства;
- Отогревать замерзшие водяные трубы с применением открытого огня паяльными лампами или другим способом;
- Проводить работы в помещениях и на оборудовании, не предусмотренные нарядами, технологическими инструкциями или распоряжениями;
- Пользоваться лифтом для эвакуации людей в случае возникновения пожара;
- Запрещается курить вблизи резервуаров с нефтепродуктами, в насосных и вспомогательных помещениях.

7. Под маршами лестничных клеток первого или цокольного этажа не допускается размещать вспомогательные и хозяйственные помещения, за исключением узлов центрального отопления.

8. Курение разрешается только в специально отведенных и оборудованных местах, у которых должны быть вывешены знаки безопасности по действующему Государственному стандарту.

9. В бытовых помещениях (раздевалках, душевых, санитарно-пропускных и т.п.) шкафы для спецодежды должны быть металлическими. Допускается применение деревянных шкафов, обработанных антипиренами.

10. Запрещается хранить в шкафах промасленную спецодежду.

11. Для стирки и ремонта спецодежды на Бийской ГЭС организована прачечная и ремонтная мастерская.

12. Для цеховых кладовых должны быть нормативно установлены максимально допустимые количества одновременно хранимых ЛВЖ, ГЖ, красок, лаков, растворителей. Таблица с нормами хранения указанных материалов должна быть вывешена на внутренней стороне двери кладовых или специальных шкафов.

13. На рабочих местах допускается хранить запас смазочных материалов в емкостях из небьющейся тары и с плотно закрывающимися крышками. Величина запаса смазочных материалов устанавливается местной инструкцией о мерах пожарной безопасности соответствующего цеха, участка, лаборатории и т.д. в соответствии с нормами.

14. После окончания смены собираемые отходы и обтирочные материалы

необходимо убирать с рабочего места. Не использованные ЛВЖ и ГЖ, а также краски, лаки и растворители следует хранить в специальных металлических шкафах (ящиках).

Использованные промасленные обтирочные материалы надо складывать в специальные металлические закрывающиеся ящики вместимостью не более 0,5 м<sup>3</sup> с надписью "Для ветоши" и регулярно удалять для утилизации.

15. При пересечении коммуникациями и кабелями перегородок (перекрытий) все места проходов необходимо на всю толщину уплотнить негоряемыми материалами, а при необходимости специальными сальниковыми уплотнениями.

16. Системы вентиляции должны поддерживаться в технически исправном состоянии, отвечающем условиям их установки и проектным требованиям. Запрещается изменять сечение вентиляционных коробов и демонтировать их (без проектных решений), а также герметизировать решетки вентиляционных систем и противодымной защиты.

17. Устройства, обеспечивающие плотное закрывание дверей лестничных клеток, коридоров, тамбуров, вестибюлей и холлов (доводчики, уплотнение притворов и т.п.) постоянно должны находиться в исправном состоянии. Их ремонт должен проводиться в кратчайшие сроки.

18. Запрещается демонтировать указанные двери без согласования с проектной организацией.

19. Содержание энергетических установок, силовых трансформаторов, аккумуляторных установок, котельных установок, СМХ, ТМХ, распределительных устройств, ЩПТ, кабельного хозяйства, насосных, очистных сооружений, складов, причалов, специальных лабораторий и помещений с ЭВМ и т.д. должно быть указано в инструкции по пожарной безопасности в том подразделении, в ведомстве которого вышеперечисленное оборудование и помещения находятся.

20. Трубопроводы пожаротушения должны быть окрашены в красный цвет.

21. В соответствии с действующими нормами за электроустановками, системами технологической и пожарной автоматики, а также кабельным хозяйством должен быть установлен постоянный технический надзор. Выявленные при регулярных осмотрах нарушения в электродвигателях, осветительной аппаратуре, аппаратах защиты и особенно в системах пожаротушения, следует немедленно устранять.

22. Технический надзор за системами пожарной защиты и противопожарного водоснабжения и их эксплуатация должны проводиться в соответствии с требованиями Правил пожарной безопасности для энергетических предприятий.

## **Содержание средств пожаротушения**

1. Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения должны быть обеспечены первичными



средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком (при необходимости), асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

2. Первичные средства пожаротушения должны размещаться в легкодоступных местах, но не на пути эвакуации людей из помещений.

3. Первичные средства пожаротушения, находящиеся в производственных помещениях, лабораториях, мастерских, складах и других сооружениях и установках передаются на сохранность и содержание начальникам цехов, мастерских, лабораторий, складов и другим должностным лицам соответствующих структурных подразделений предприятий.

4. Регулярный контроль за содержанием, поддержанием хорошего эстетического вида и постоянной готовностью к действию огнетушителей и других первичных средств тушения пожара, находящихся в цехах, мастерских, лабораториях, складах и других сооружениях, должны осуществлять назначенные ответственные лица предприятия, работники объектовой пожарной охраны, члены добровольных пожарных формирований объекта (при отсутствии пожарной охраны).

5. Для обозначения мест расположения первичных средств пожаротушения следует устанавливать специальные знаки, отвечающие требованиям НПБ 160-97 «Цвета сигнальные. Знаки пожарной безопасности. Виды, размеры, общие технические требования» на видных местах»

6. Для размещения первичных средств тушения пожара в производственных и других помещениях, а также на территории предприятия, как правило, должны устанавливаться специальные пожарные щиты (посты).

7. Одиночное размещение огнетушителей с учетом их конструктивных особенностей допускается в небольших помещениях.

8. Средства пожаротушения и пожарные щиты должны быть окрашены в соответствующие цвета по действующему Государственному стандарту. Окраска должна обновляться по мере необходимости.

9. Порядок обслуживания и применения огнетушителей должен соответствовать техническим условиям предприятий-изготовителей, а также требованиям "Типовой инструкции по содержанию и применению первичных средств пожаротушения на объектах энергетической отрасли"

10. Запорная арматура (краны, рычажные клапаны, крышки горловин) углекислотных, химических, воздушно-пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована.

11. Использованные огнетушители, а также огнетушители с сорванными пломбами должны быть немедленно изъяты для проверки или перезарядки.

12. Выбор типа огнетушителей, их размещение, эксплуатация и проведение регламентных работ по техническому обслуживанию должны соответствовать требованиям НПБ 166-97 «Пожарная техника. Огнетушители. Требования к эксплуатации».

13. Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева сверх допустимых температур.

14. Запрещается использование пожарной техники для хозяйственных, производственных и прочих нужд, не связанных с тушением пожара или обучением добровольных пожарных формирований объекта, рабочих и служащих. При авариях и стихийных бедствиях, не связанных с пожарами, применять пожарную технику допускается по специально согласованному плану или разрешению органов государственного пожарного надзора.

15. Асбестовое полотно, войлок, кошма должны размещаться только в тех местах, где их необходимо применять для защиты отдельного оборудования от огня или изоляции от искр и очагов загорания при аварийной ситуации.

### **Порядок действия персонала при возникновении пожара**

1. При возникновении пожара на объекте первый заметивший очаг пожара должен немедленно сообщить начальнику смены станции по телефонам 01, 6-21 и приступить к тушению пожара имеющимися средствами пожаротушения.

2. При возникновении малого очага возгорания начальник смены обязан вызвать аварийно-спасательное подразделение Бийской ГЭС и поставить в известность руководство станции, при возникновении пожара вызвать аварийно спасательное подразделение и пожарную охрану и поставить в известность руководство (по специальному списку) и диспетчера энергосистемы.

3. До прибытия специализированного подразделения руководителем тушения пожара является начальник смены станции, который обязан организовать:

- удаление с места пожара всех посторонних лиц;
- установление места возникновения пожара, возможные пути его распространения и образования новых очагов горения (тления);
- проверку включения системы автоматического пожаротушения, а в случае отказа ее ручное включение;
- выполнение подготовительных работ с целью обеспечения эффективного тушения пожара;
- тушение пожара персоналом и средствами пожаротушения энергетического предприятия;
- встречу специализированного подразделения, лицом, хорошо знающим безопасные маршруты движения, расположение водоисточников, места заземления пожарной техники.

4. Тушение пожара должно производиться в соответствии с «Оперативным планом тушения пожара на Бийской ГЭС» с соблюдением требований безопасности.

5. Отключение оборудования в зоне пожара производится дежурным персоналом энергопредприятия по распоряжению начальника смены.

6. После прибытия на место пожара специализированного подразделения руководителем тушения пожара является старший начальник этого подразделения. Начальник смены при передаче ему руководства тушением

пожара должен информировать о принятых мерах и организовать дальнейшие действия персонала.

7. Руководитель тушения пожара имеет право приступить к тушению энергооборудования под напряжением только после получения письменного допуска на тушение от начальника смены энергообъекта, инструктажа личного состава пожарных подразделений представителями энергетического предприятия и создания условий визуального контроля за электроустановками.

### **Ответственность работников за обеспечение пожарной безопасности**

Ответственность за обеспечение пожарной безопасности на Бийской ГЭС возлагается:

На рабочих, ИТР и служащих – за выполнение законодательных актов, правил, инструкций и других нормативных документов пожарной безопасности, а также за соблюдение противопожарного режима и установленного технологического регламента работ;

На начальников служб, участков, лабораторий и отделов – за выполнение законодательных актов по пожарной безопасности, противопожарное состояние в подчиненных им службах и вверенных помещениях, своевременное выполнение противопожарных мероприятий, наличие и исправное состояние средств пожаротушения, а также за обучение персонала и соблюдение подчиненным персоналом установленного технологического регламента работ;

На главных технических руководителей – за выполнение законодательных актов по пожарной безопасности, выполнение противопожарных мероприятий, организацию контроля за соблюдением установленного технологического регламента и противопожарного режима; за техническую эксплуатацию и готовность к работе систем пожарной защиты и пожаротушения, за руководство пожарно-техническими комиссиями, а также организацию подготовки персонала и проведение противопожарных тренировок;

На директора станции – за выполнение законодательных актов по пожарной безопасности, общее противопожарное состояние объекта и своевременное выполнение противопожарных мероприятий; оборудование помещений системами пожарной защиты и пожаротушения в соответствии с действующими нормативными документами; установление необходимого противопожарного режима; организацию добровольных пожарных формирований и пожарно-технической комиссии на объекте; регулярное повышение пожарно-технических знаний подчиненного персонала; поддержание и совершенствование на вверенном объекте противопожарного режима.

При нарушении пожарной безопасности на Бийской ГЭС каждый работник станции обязан немедленно сообщить лицу ответственному за пожарную безопасность (мастеру, старшему мастеру, начальнику, главному инженеру, директору).

## **8.4 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Бийского ГУ**

### **8.4.1 Общие сведения о районе строительства**

Бийский гидроузел расположен в Алтайском крае на реке Бия в 301 км, площадь бассейна — 37 000 км<sup>2</sup>. Река Бия является правым притоком этой главной реки Сибири.

Свое начало река Бия берет в Телецком озере, которое считается уникальным в своем роде и привлекает к себе множество посетителей. Именно благодаря чистоте своих вод и бурлящим горным потокам, шумно спускающимися в него, создается просто сказочное видение, которое отгораживает от мирской суеты. Телецкое озеро славится в своих краях и далеко за пределами нашей родины как чистейший и живописный уголок природы. Из этого же места начинается и другая река, если можно так сказать, сестра Бии – Катунь. Но в отличие от последней, река, которую мы описываем сейчас, славится чистотой и прозрачностью своих вод в любое время года, а также отличается сменой глубины и характера текущих в ней вод.

Питание главным образом снеговое и дождевое. Значительную часть водосбора Бии обеспечивает река Чулышман, питающая Телецкое озеро. Половодье продолжительное. Средний годовой расход воды 477 м<sup>3</sup>/с (у г. Бийска). Замерзает в верховьях в конце ноября — начале декабря (на отдельных участках ледостав наблюдается не каждый год), в низовьях в середине ноября; вскрывается в верховьях в начале апреля, в низовьях в середине апреля.

Многие знают, что этот водоем известен своим капризным нравом, и на своем пути (а длина реки Бия составляет около трехсот километров) таит большое количество опасных участков. К примеру, встречается много порогов, перекатов и водоворотов, далее поток воды становится более спокойным и менее опасным, в некоторых местах глубина ее достигает семи метров, позволяя ходить там кораблям, а в некоторых местах она совсем мелководная. Воды этой реки полны сюрпризов для тех, кто решит ее узнать. Она хорошо подходит как для любителей тихого отдыха и спокойной рыбалки, так и для экстремалов, любящих покорять горные спуски и перекаты на байдарках и катамаранах. Для смелых туристов она имеет второй уровень опасности, который приписывается именно для такого вида водного транспорта.

Пороги реки на всей длине этого водоема встречаются пороги, которые так привлекают любителей острых ощущений. Первый из них носит название «Слив» и встречается уже через полкилометра от истока (Телецкого озера). Следующий - «Юрток» – находится по левой стороне и совсем недалеко, всего в двух километрах от предыдущего, а сразу за ним порог «Кап», который встречается уже по правую сторону водного потока. Самым опасным и длинным порогом считается Пыжинский порог, покорить который отваживаются немногие. Далее, за порогом «Пыж», находится опасный природный барьер – "Щеки", не отличающийся большой длиной, но известный своей стремительностью и крутым поворотом со встречной скалой. После двух километров вплавь от Турочака расположился последний опасный каменный

объект – порог "Кипяток". Свое название он получил из-за визуального сходства с кипящей водой, которая получается вследствие того, что вода резко меняет свое направление и разбивается о водные камни. В общем, на пути будет встречаться множество порогов, которые стремительно сменяют друг друга и не дадут расслабиться туристу, захотевшему активно провести отдых на этой реке.

Река Бия – уникальное место для экстремального сплава, поскольку она может порадовать смелого туриста не только многочисленными порогами, но и несколькими горами, создающими в ансамбле с опасностью на пути прекрасные природные картины. Этими впечатляющими произведениями природы являются горы Бадангой и Солап, которые расположены в семи километрах, не доходя до села Турочак. Первая из этих гор таит опасность в виде отвесных скал, которые находятся над рекой и создают нечто похожее на карниз. Течение в этом месте резко ускоряется и таким образом создается труднопроходимое место по реке. Вторая гора находится совсем близко к селу Турочак и не так опасна для водного покорения реки, как ее соседка. Туристы облюбовали это творение природы благодаря прекрасному виду, который открывается для тех, кто ее покорил. А высота ее немаленькая – 1200 метров над уровнем моря, с которой можно увидеть верхушки деревьев тайги, живописное селенье и реку Лебедь, которая впадает в реку Бия. Также с этой возвышенности легко просматривается гора Сдонок, расположенная на левом берегу водного потока. Две горы - Солап и Сдонок - окутаны легендами, одна из которых гласит, что этих два возвышения давным-давно состояли в брачном союзе. Также вблизи села Турочак река таит в себе большую опасность – водоворот Кружило. Если по неопытности попасть в такое место в реке, то можно долго кружиться в попытках выбраться из этого водного капкана.

Приток водного потока – река Лебедь - значительно успокаивает бурлящие воды стремительной Бии, она в замедленном темпе выходит на просторы равнины, расширяется и приближается к городу Бийску. Река Бия на пути к большому мегаполису огибает множество населенных пунктов и проходит через лесные пейзажи. На всем пути река пополняет свои воды благодаря вливанию в нее справа и слева небольших рек, количество которых доходит до десяти. По правому берегу притоками реки являются уже упомянутая река Лебедь, кроме нее – Ния, это самые большие водные сосуды, впадающие в один из главных водоемов Горного Алтая. По левому берегу к Бие несут свои водные потоки больше пяти рек, но самыми многоводными являются реки Сорыкокша и Пыж, наполняя и успокаивая нрав ранее бурных потоков. На всем пути впадения мелких рек в свои воды Бия замедляет свое течение, давая возможность порыбачить от души, ведь в этих водах водится множество видов рыб, таких как щука, окунь, судак, хариус, таймень, лещ и плотва.

Алтайский край известен своими природными достопримечательностями, и река Бия является одним из них. Уровень реки Бия меняется и за весь ее путь, который составляет около трехсот километров, он колеблется на 275 метров. У самого истока, Телецкого озера, этот показатель

составляет 435 метров над уровнем моря. На протяжении трети длины водного потока постепенно, а в некоторых местах стремительно снижается. Таким образом, уже в городе Бийске уровень реки Бия равен 160 метрам. Длина реки составляет около трехсот километров. В нее впадает больше десяти мелких речушек с обоих берегов.

На пути этого водного потока расположено большое количество красивых селений и деревень, чарующе смотрятся мосты, которые объединяют два ее берега, поля и лесные просторы. Самым большим городом на пути реки является город Бийск, который называют еще «вратами Алтая», он второй по значимости на этой территории после Барнаула, расположен на тридцати километрах ее берегов. Здесь река значительно замедляет свое течение и, объединяясь с другим водным сосудом Горного Алтая - рекой Катунью, - впадает в реку Обь. Еще одним значительным селением на пути реки является село Турочак, которое имеет туристическое, археологическое и культурное значение для своего края.

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

#### **8.4.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства**

К наиболее значимым экологическим задачам при строительстве и эксплуатации Бийской ГЭС относятся:

- создание водохранилища и связанные с этим трансформация ландшафтов, климатические изменения и пр.;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе, свodka леса и санация территории;
- сбросы ГЭС в процессе эксплуатации и связанные с эти изменения, гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;
- образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации;
- переселение населения из зоны затопления.

#### **8.4.3 Создание и подготовка ложа водохранилища, санация территории затопления**

В комплекс мероприятий по санитарной подготовке территории затопления включаем:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов, зданий и сооружений, подлежащих сносу;
- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений;

- подготовка прибрежных участков водохранилища (санитарных зон);
- мониторинг водоохраных зон.

В соответствии с требованиями СанПиН 3907-85 «Санитарных правил проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища выполняем следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий включаем очистку ложа от древесной и кустарниковой растительности.

В соответствии с требованиями СанПиН 3907–85 около существующего города Бийск для переселенцев предусматриваем организацию санитарных зон.

#### **Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу**

Эксплуатация Бийской ГЭС, как объекта гидроэнергетики не приведет к существенным выбросам в атмосферу. Однако различные строительные работы на этапе сооружения плотины могут привести к выбросам загрязняющих веществ в атмосферу. В частности, источниками выбросов будут автомобили и другое оборудование, используемое при строительных работах. Кроме того, в процессе строительства Бийской ГЭС планируется значительное количество добычи природного материала в близлежащих карьерах и доставка для строительства правобережной и левобережной грунтовых плотин, что вызовет большой объем пыли.

Для решения этой задачи выполняем мониторинг по оценке качества атмосферного воздуха.

#### **Обращение с отходами**

Образование отходов и обращение с ними является одной из наиболее значимых задач на этапе строительства Бийской ГЭС, и в дальнейшей ее эксплуатации.

Источниками образования отходов при строительстве являются строительство плотины и подготовка ложа (включая лесосводку, санацию территории населенных пунктов).

Основным, наиболее массовым, видом отходов при строительстве Бийской ГЭС является строительный мусор, который будет образовываться на стройплощадке и территории строительных баз.

На этапе эксплуатации, для обеспечения нормальной работы оборудования Бийской ГЭС требуется применение турбинного масла, трансформаторного, гидравлического, промышленного и компрессорного масел, что может приводить к попаданию нефтепродуктов в поверхностные воды. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

Для надлежащего эксплуатационного и санитарно-технического состояния территории Бийской ГЭС выполняем:

- системы отвода поверхностных и подземных вод со всей территории, от зданий и сооружений (дренажи, канавы, водоотводящие каналы и др.);
- сети водопровода, канализации, дренажа и их сооружения;
- очистные сооружения и устройства.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные маслоочистительные установки и баки аварийного слива масла (при авариях).

К категории сточных вод, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в НБ без очистки.

Упрощенная схема выпусков сточных вод на Бийской ГЭС представлена на рисунке 8.1.

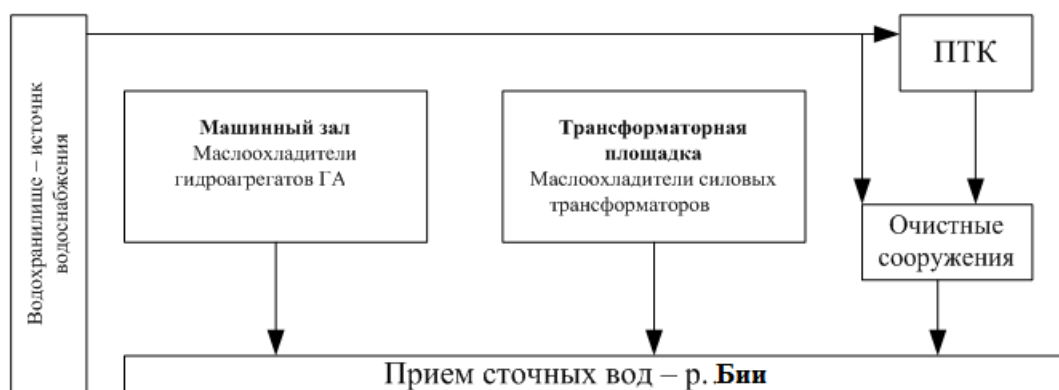


Рисунок 8.1 - Схема выпусков сточных вод

Сбор и временное хранение отходов осуществляем в стационарных складах, в специально отведенных и оборудованных площадках на территории Бийской ГЭС. В таблице 8.1 представлены условия сбора и хранения отходов.

Таблица 8.1 – Условия сбора и хранения отходов

Наименование отхода или группы отходов	Условия хранения
Отработанные ртутьсодержащие приборы: лампы ртутьсодержащие	На территории закрытого склада в специальных контейнерах; в случае загрязнения помещения ртутью своевременно проводить работы по демеркуризации
Жидкие органические отходы: шлам от очистки трубопроводов и емкостей от нефтепродуктов; отработанные масла; нефтешлам очистки сточных вод	Герметичные емкости в обваловке, исключается контакт с огнем



Окончание таблица 8.1

Наименование отхода или группы отходов	Условия хранения
Твердые отходы, загрязненные нефтепродуктами: опилки древесные и песок, загрязненными минеральными маслами; отработанная фильтрующая загрузка очистных сооружений, загрязненная нефтепродуктами; обтирочный материал, загрязненный маслами; отработанные автомобильные маслофильтры.	В металлических контейнерах с крышкой, исключается контакт с огнем
Твердые неорганические отходы лом черных металлов (габаритный); лом цветных металлов.	На площадках с твердым покрытием, навалом; хранение в металлических контейнерах
Наименование отхода или группы отходов	Условия хранения
Аккумуляторные батареи отработанные сернокислотные	В помещениях гаража с вытяжной вентиляцией
Отходы резины: покрышки с металлическим и тканевым кордом; резиновые изделия потерявшие потребительские свойства	На площадке с твердым покрытием, исключается контакт с огнем
Строительный мусор	На площадке с твердым покрытием, мелкокусковой в контейнерах, габаритный навалом
Мусор от бытовых помещений	В металлических контейнерах
Твердые органические отходы: отходы животного и растительного происхождения (пищевые); бумага, картон, древесина, и т.п.	В металлических контейнерах
Медицинские отходы, загрязненные физиологическими жидкостями: одноразовый инструмент; перевязочный материал.	В специальной маркированной закрытой таре, отдельной холодильной камере

На территории Бийской ГЭС, с целью нанесения наименьшего вреда окружающей среде в качестве мероприятий создаем комплексный мониторинг влияния ГЭС.

#### 8.4.4 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительного-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

Код отходов по ФККО – 2014 **8 22 201 01 21 5**

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т} \quad (8.1)$$

$N$ - объем бетонных работ, м<sup>3</sup> (782774 м<sup>3</sup>)

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

$\rho$ - плотность бетона, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,5$  т/м<sup>3</sup>)

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{7827774 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 352249,83 \text{ т} \quad (8.2)$$

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

Код отходов по ФККО – 2014 **4 61 010 01 20 5**

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

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{т} \quad (8.3)$$

$N$ - количество арматуры, т (95 т)

$q$ - удельный норматив образования, % ( $q = 1,0\%$ )

$\rho$ - удельный вес арматуры, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,0$  т/м<sup>3</sup>)

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{95 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 1,9 \text{ т}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 28023 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 1,9 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

#### **8.4.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации**

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

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- 2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- 3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- 4) На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

1. Регулирование водным режимом водотока;
2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что на расстоянии 5км от ГЭС находится населенный пункт – г.Бийск, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Бия от сбросов Бийской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения города Бийск, в пределах промплощадок объектов Бийской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02 :

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;

- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий , обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора.

## **9 Гидромеханические защиты гидроагрегата**

Гидромеханические защиты предотвращают механические повреждения гидроагрегата вследствие нарушения нормальной работы отдельных его узлов.

Защиты действуют либо на сигнал (в случае допустимых отклонений от заданных параметров), либо на остановку гидроагрегата (при возникновении опасных повреждений, ведущих к необратимым последствиям).

Срабатывания гидромеханических защит, сигнализируют об отклонении от нормальных параметров работы отдельных узлов и вспомогательных систем гидроагрегата.

### **9.1 Требования к гидромеханическим защитам агрегата**

На ГЭС при работе агрегатов должен производиться непрерывный контроль за состоянием гидромеханической части гидроагрегата и формирование команд на его автоматическую остановку при возникновении режимов и неисправностей, угрожающих повреждением оборудования.

Находящиеся в эксплуатации гидроагрегаты и вспомогательное оборудование должны быть полностью автоматизированы. Система автоматического управления гидроагрегата предназначена для реализации функций управления работой основного и вспомогательного оборудования, технологических защит, мониторинга и контроля.

Система автоматического управления и регулирования гидроагрегата обеспечивает автоматический и ручной пуск и останов гидроагрегата, в том числе автоматический аварийный останов, защиту гидроагрегата при неисправности его гидромеханической части, выдачу аварийных и предупредительных сигналов о ненормальных режимах работы гидроагрегата.

Алгоритмы работы защит определяются заводом-изготовителем защищаемого оборудования и действующими нормативными документами. Значения уставок и выдержек времени срабатывания защит определяются заводом-изготовителем защищаемого оборудования или наладочной организацией

### **9.2 Состав оборудования и основные функции**

САУ ГА выполнена на базе программно-технического комплекса автоматического управления гидроагрегатом (ПТК АУГ)

В систему автоматизированного управления (САУ) гидроагрегатом входят следующие устройства: ПТК АУГ, ПТК ВК, СТК-240 (общая для гидроагрегатов ГА1-ГА3), датчики и исполнительные механизмы.

Назначением системы автоматического управления гидроагрегатом (далее САУ ГА) является управление работой основного и вспомогательного оборудования, технологических защит, устройств мониторинга и контроля.

САУ ГА обеспечивает:

1. Пуск или перевод агрегата в режим холостого хода турбины;

2. Пуск или перевод агрегата в режим холостого хода генератора;
3. Нормальный пуск или перевод агрегата в генераторный режим с включением в сеть методом точной автоматической синхронизации;
4. Нормальную остановку агрегата;
5. Аварийную остановку агрегата;
6. Управление вспомогательными механизмами гидроагрегата: задвижками системы техводоснабжения (ТВС);
7. Сбор информации с дискретных и аналоговых датчиков неэлектрических параметров, установленных в различных системах гидроагрегата;
8. Выдачу сигналов на верхний уровень для отображения объективной информации о состоянии систем гидроагрегата;
9. Выдачу аварийных и предупредительных сигналов о ненормальных режимах работы гидроагрегата и его вспомогательных механизмов в систему сигнализации.

В систему регулирования гидроагрегатом входит следующее оборудование: ПТК ЭГР (ЭГР МП), колонка ЭГРК, трубопроводы, сервомоторы, регулирующее кольцо, направляющий аппарат, золотник аварийного закрытия.

Система регулирования гидроагрегатом предназначена для:

- автоматического программного пуска агрегата и вывод его на подсинхронную частоту вращения;
- стабилизации частоты вращения при работе на холостом ходу или на изолированную нагрузку;
- поддержания заданного уровня активной мощности;
- плавного (без толчков и гидроударов в маслопроводах) перемещение регулирующих органов при изменении мощности гидроагрегата;
- выполнения гарантий регулирования;
- устойчивой работы гидроагрегата во всех режимах;
- автоматического перевода РК с пускового угла на комбинаторную зависимость и автоматического поддержание оптимальной комбинаторной зависимости с возможностью ручной коррекции по напору (временно выведено из работы, так как лопасти РК разварены в фиксированном положении);
- участия в регулировании частоты в энергосистеме с уставкой статизма в пределах 4,5 – 6,0 % и мёртвой зоной по частоте (мертвая зона по частоте при участии в ОПРЧ составляет  $\pm 0,075$  Гц);
- обеспечения нормальной остановки агрегата;
- технологических защит гидроагрегата;
- аварийной остановки гидроагрегата (закрытием НА МОО через ЭГРК или золотником аварийного закрытия);
- измерение и контроль параметров работы гидротурбины и передача измеренных параметров и дискретных сигналов в ПТК АУГ;
- сигнализации неисправностей;
- регулировку минимального времени следующих процессов:

- закрытие направляющего аппарата до зоны демпфирования при сбросе нагрузки;
- открытие направляющего аппарата при наборе нагрузки с максимальной скоростью;
- разворота и свёртывания лопастей рабочего колеса (временно не используется);
- закрытие направляющего аппарата при срабатывании золотника аварийного закрытия (от ЗАЗ и ЗПАЗ).

### **9.2.1 Гидромеханические защиты гидрогенератора**

Гидрогенератор выполнен в зонтичном исполнении с подпятником, опирающимся на крышку турбины, и с одним направляющим подшипником в центральной части верхней крестовины.

Гидрогенератор безвального исполнения. Центральная часть ротора непосредственно присоединяется к фланцу вала турбины, а сверху к втулке ротора присоединяется надставка вала, несущая втулку направляющего подшипника, контактные кольца. Статор гидрогенератора нижним фланцем установлен на фундаментные плиты, а на верхнем фланце корпуса статора расположена верхняя крестовина лучевого типа. Гидрогенератор снабжен системами торможения, пожаротушения, подачи и слива воды и масла, устройствами теплового контроля обмотки и сердечника статора, сегментов подпятника и подшипника, масла и воздуха (горячего и холодного), контроля уровня масла, подогрева воздуха, отбора паров масла. Для охлаждения активных частей гидрогенератора применена замкнутая система вентиляции с охлаждением воздуха в воздухоохладителях.

Ротор, действующий как центробежный вентилятор, создает необходимый напор охлаждающего воздуха, который охлаждает полюса ротора, обмотку и сердечник статора и попадает в воздухоохладители.

Предусмотрена односторонняя подача воздуха. На выходе из воздухоохладителей в кольцевой канал, окружающий статор, холодный воздух одним потоком, проходящим между перекрытием верхней крестовины и верхним воздухом разделяющим щитом, направляется в ротор. Секции воздухоохладителей с патрубками прикреплены к корпусу статора.

При неисправной работе системы вентиляции (засорение охладителей и т.д.), во время работы генератора его обмотки и активная сталь нагреваются. Повышенный нагрев приводит к старению изоляции или преждевременному ее износу.

### **9.2.2 ГМЗ Генераторного подшипника**

Генераторный подшипник – сегментный. В радиальном направлении сегменты опираются на сферическую поверхность винтовых регулируемых опор, снизу они опираются на изоляционное кольцо. Поверхность трения сегментов облицована эластичным металлопластмассовым покрытием.

Циркуляция масла в ванне обеспечивается радиальными отверстиями во втулке подшипника, работающими при вращении как центробежные насосы.

Повышение температуры сегментов подпятника или генераторного подшипника против установившейся при неизменном режиме работы агрегата свидетельствует о возникших в узлах неисправностях.

Причинами снижения уровня масла могут быть: утечки масла через корпус ванны, через не плотности вентиля слива масла из ванн.

### **9.2.3 ГМЗ Подпятника**

Подпятник установлен в масляной ванне, расположенной на конической опоре, закрепленной на крышке турбины. Диск подпятника с помощью фиксирующих и крепежных элементов закреплен на центральной части остова ротора. Сегменты подпятника опираются на регулируемые винтовые опоры, закрепленные в корпусе подпятника. Показателем нормальной работы и состояния является постоянство установившихся рабочих температур контролируемых деталей. Смазка подпятника обеспечивается образованием масляного клина между сегментами и зеркальным диском в процессе набора оборотов и работы агрегата.

Повышение температуры сегментов подпятника против установившейся при неизменном режиме работы агрегата свидетельствует о возникших в узлах неисправностях. Плавное повышение температуры происходит из-за снижения уровня масла в ванне, попадания воды в масло или уменьшения расхода охлаждающей воды.

Причинами снижения уровня масла могут быть: утечки масла через корпус ванны, через не плотности вентиля слива масла из ванн. Работа с пониженными уровнями приводят к ухудшению условий смазки, перегреву и повышению температуры сегментов и масла подпятника и подшипника выше допустимого.

Согласно ПТЭ для каждого гидроагрегата в местной инструкции должны быть указаны номинальные и максимально допустимые температуры сегментов подпятника, подшипников и масла в маслованнах, предупредительная сигнализация должна включаться при повышении температуры сегмента и масла в маслованне на 5°С с выше номинальной для данного времени года.

### **9.2.4 ГМЗ направляющего аппарата**

Направляющий аппарат служит для формирования потока воды перед рабочим колесом, а также для регулирования расхода воды через турбину и прекращения расхода при остановке агрегата.

Направляющий аппарат включает в себя, нижнее кольцо, лопатки, механизм поворота лопаток, регулирующее кольцо и опору подпятника.

Механизм поворота лопаток направляющего аппарата включает: регулирующее кольцо, рычаги, накладки, пальцы и серьги. Кинематическая схема механизма поворота лопаток обеспечивает наименьшие усилия, которые необходимо развивать сервомоторам при повороте регулирующего кольца. На рычаге устанавливается накладка, с которой рычаг связан через срезной палец, являющийся предохранительным элементом при повышении нагрузок на механизм поворота лопатки.

### **9.2.5 ГМЗ Крышки турбины**

Крышка турбины является элементом проточной части гидроагрегата кроме того воспринимает нагрузки от веса вращающихся частей гидроагрегата и осевую гидравлическую нагрузку. На внутренних фланцах крышки устанавливаются направляющий подшипник, уплотнение вала и опора подпятника. В процессе работы агрегата на крышку турбины поступает вода, в обычных условиях поступление воды не велико. Вода отводится с помощью дренажных насосов. Увеличение протечек на крышку турбины, если устройство не справляется с откачкой, свидетельствует о нарушении какого-либо из уплотняющих элементов или о нарушении самих откачивающих устройств.

### **9.3 ГМЗ направляющего турбинного подшипника на примере турбины РО**

Подшипник направляющий - выполнен сегментным, самосмазывающимся, на жидкой масляной смазке. В процессе работы воспринимает радиальные нагрузки, возникающие от механического, гидравлического и электрического дисбалансов ротора. Охлаждение масла производится водой. Воду для охлаждения подшипника подводят от системы ТВС гидроагрегата, отработавшая вода отводится в нижний бьеф, давление подводимой воды должно составлять 0,20-0,25МПа. Необходимый расход охлаждающей воды для подшипника одной турбины составляет 6 л/с. Объем масла в направляющем подшипнике составляет - 4м<sup>3</sup>. Причиной уменьшения расхода воды могут быть засорение фильтров подвода воды к подшипнику или каналов смазки подшипника.

Повышение температур масла или сегментов, повышение или понижения уровня масла в маслованне турбинного подшипника говорит о возникновении неисправностей. Согласно ПТЭ значения уставок температур для каждого сегмента и для масла определяются эксплуатационным персоналом на основе опыта эксплуатации или испытаний и вносятся в местную инструкцию.

### **9.4 ГМЗ Уплотнения вала гидротурбины РО**

Уплотнение вала гидротурбины крепится к крышке турбины и препятствует проникновению воды из проточной части в крышку турбины. Оно состоит из двух уплотнений: рабочего и ремонтного.



Рабочее уплотнение - торцевого типа. Уплотняющими элементом в нем являются два вращающихся кольца из фенольного углепластика и контактирующего с ними неподвижного нажимного кольца из оловянной бронзы. Бронзовое кольцо прижимается к углепластиковым кольцам при помощи пружин. За счет такого прижатия обеспечивается компенсация износа колец из углепластика во время работы, а также возможность поднятия ротора на тормозах. Для уменьшения износа и охлаждения пар трения в зону между ними подводится отфильтрованная вода от системы технического водоснабжения ГЭС. От степени очистки воды зависит долговечность и работоспособность пар трения. Поэтому рекомендуется использовать для очистки воды фильтры с максимально технически возможной степенью очистки при обеспечении параметров подводящей воды по давлению и расходу. Давление подводящей воды должно составлять 0,20-0,25 МПа. Необходимый расход охлаждающей воды для уплотнения вала одной турбины составляет - 4 л/с.

Давление и расход подводящей воды контролируются манометром с датчиком предельных сигналов и датчиком-реле расхода.

### **9.5 Механическое устройство противоразгонной защиты**

Предназначено для обеспечения останова гидроагрегата при увеличении частоты вращения выше допустимой при неисправности системы автоматического управления. Устройство состоит из центробежного выключателя, установленного на специальном кольце, закрепленном на валу турбины, и золотника противоразгонной защиты, установленного на опоре, закрепленной на крышке направляющего подшипника турбины. При достижении турбиной оборотов 163% от  $n_{ном.}$  (148,18 об/мин.) под действием центробежных сил срабатывает центробежный выключатель, который воздействует на золотник противоразгонной защиты и открывает доступ масла под давлением от МНУ в полости закрытия сервомоторов направляющего аппарата.

### **9.4 Система виброконтроля гидроагрегата.**

Предназначена для непрерывного контроля вибрации и биения узлов ГА. Она должна решать следующие задачи:

- оценивать техническое состояние каждого агрегата в любой момент времени путем сопоставления эксплуатационных параметров машины с соответствующими нормативными (допустимыми) значениями;
- своевременно обнаруживать и оповещать персонал ГЭС о неисправностях оборудования и зарождающихся дефектах на основе анализа контролируемых параметров вибраций опорных узлов и других элементов гидроагрегата;
- выдавать рекомендации эксплуатационному персоналу по устранению обнаруженных неисправностей;

- выдавать сигнал на сигнализацию или останов агрегата в соответствии с заданными алгоритмами при достижении повышенного или опасного уровня вибрационных параметров;
- оповещать персонал о попадании агрегата в опасные по вибрациям и неблагоприятные в кавитационном отношении режимы;
- контролировать ухудшение эксплуатационных характеристик по сравнению с первоначальными (базовыми) значениями;
- определять необходимость проведения ремонтных работ на агрегате или его узлах исходя из его фактического технического состояния;
- оценивать техническую эффективность ремонтных мероприятий.

Система виброконтроля гидроагрегата состоит следующих датчиков:

- радиальная вибрация корпуса генераторного подшипника в двух взаимно- перпендикулярных направлениях (2 датчика);
- радиальная вибрация корпуса турбинного подшипника в двух взаимно- перпендикулярных направлениях (2 датчика).
- вертикальная вибрация корпуса турбинного подшипника (1 датчик); о вертикальная вибрация опоры подпятника (1 датчик); » вертикальная вибрация верхней крестовины (1 датчик);
- биение и смещение вала в зоне генераторного подшипника в двух взаимно- перпендикулярных направлениях (2 датчика);
- биение и смещение турбинного вала у фланцевого соединения в двух взаимно- перпендикулярных направлениях (2 датчика);
- биение и смещение вала в зоне турбинного подшипника в двух взаимно- перпендикулярных направлениях (2 датчика);
- биение и смещение зеркальной поверхности диска подпятника в двух взаимно- перпендикулярных направлениях (2 датчика); о положение ротора агрегата (1 датчик); » вибрация сердечника статора (6 датчиков);
- воздушный зазор ротор-статор генератора (8 датчиков).

Согласно ПТЭ: не допускается длительная работа гидроагрегата при повышенных уровнях вибрации: размах горизонтальной вибрации (двойная амплитуда) корпуса турбинного подшипника, а также размах горизонтальной вибрации верхней и нижней крестовин генератора, если на них расположены направляющие подшипники, в зависимости от частоты вращения ротора гидроагрегата не должен превышать следующих значений (таблица 9.1):

Таблица 9.1. – Значения в зависимости от частоты вращения ротора

Частота вращения ротора гидроагрегата об./мин	60 и менее	150	300	428	600
Допустимые значения вибрации, мм	0,18	0,18	0,12	0,1	0,08

Размах вертикальной вибрации крышки турбины, опорного конуса или грузонесущей крестовины генератора в зависимости от частоты вибрации не

должен превышать следующих значений (в зависимости от частоты вибрации), таблица 9.2:

Таблица 9.2 – Значения в зависимости от частоты вибрации

Частота вибрации, Гц	1 и менее	3	6	10	16	30 и более
Допустимый размах вибрации, мм	0,18	0,15	0,12	0,08	0,06	0,04

Биение вала гидроагрегата не должно превышать значений, записанных в местной инструкции и установленных заводами-изготовителями гидротурбины и гидрогенератора.

## 9.6 Система МНУ

Маслонапорная установка предназначена для поддержания рабочего давления масла в гидравлической части системы управления гидротурбин (системы регулирования).

В состав МНУ входят:

- гидроаккумулятор;
- маслонасосный агрегат;
- лекажный агрегат;
- аппаратура автоматики.

Гидроаккумулятор состоит из воздушного и масловоздушного сосудов, соединенных воздушным трубопроводом и оборудованных средствами контроля, автоматики и защиты.

На гидроаккумуляторе установлены:

- манометры;
- клапан предохранительный воздушный;
- указатель уровня масла;
- клапан впуска воздуха;
- поплавковый клапан;
- обратный клапан на линии зарядки гидроаккумулятора воздухом;
- обратный клапан на линии подкачки воздуха в гидроаккумулятор;
- фильтр воздушный;

Маслонасосный агрегат представляет собой сливной бак, на верхнем листе которого установлены насосы с электродвигателями, соединенные эластичными муфтами.

Сливной бак разделен внутренними перегородками на зоны чистого и отработанного масла, между которыми установлен сменный сетчатый фильтр.

Маслонасосный агрегат оборудован: перепускным клапаном, обратным клапаном и предохранительным клапаном.

На маслонасосном агрегате установлены:

- указатель уровня МНА со шкалой;
- реле уровня масла МНА;

Лекажный агрегат представляет собой сливной бак, с установленным на нём насосом, соединенным с электродвигателем эластичной муфтой, и оборудованным обратным клапаном.

Аппаратура автоматики МНУ включает в себя комплект датчиков и исполнительные устройства. Датчики преобразуют величины контролируемых параметров в соответствующие электрические (аналоговые или дискретные) сигналы.

Сигналы от датчиков передаются в панель управления МНУ-МП, которая управляет исполнительными устройствами.

К исполнительным устройствам относятся гидрораспределители перепускных клапанов, клапан подачи воздуха и пусковые устройства электродвигателей насосов.

Аппаратура автоматики МНУ осуществляет контроль следующих параметров:

- давления и уровня масла в гидроаккумуляторе;
- уровня масла в сливном баке маслонасосного агрегата;
- уровня масла в сливном баке лекажного агрегата;
- положения перепускных клапанов и их исправность;
- температуры масла в сливном баке;
- наличия воды в масле в сливном баке;
- исправности датчиков давления и уровня;
- срабатывание защит пусковых устройств электродвигателей.

При достижении контролируемых параметров предельных значений, подается соответствующий сигнал на верхний уровень управления.

Для визуального наблюдения за параметрами МНУ установлены: на гидроаккумуляторе:

- манометры;
  - указатель уровня;
- на маслонасосном агрегате:
- указатель уровня МНА.

Для дистанционной сигнализации, измерения и управления установлены: на гидроаккумуляторе:

- датчик уровня;
- датчик давления.

На маслонасосном агрегате:

- датчик уровней масла МНА;
- датчик засорения фильтра МНА;
- датчик наличия воды МНА;
- датчики положения перепускных клапанов МНА
- термосопротивления МНА.

На лекажном агрегате:

- датчик уровней масла.

Для аварийной остановки агрегата на гидроаккумуляторе установлены:

- датчик аварийно-низкого уровня масла;
- датчик аварийно-низкого давления.

По МНУ проверяют давление и уровень масла в котле и баке, состояние и работу насосов. Проверяют продолжительность работы насосов, увеличения работы насосов может быть при неустойчивости регулирования, повышения протечек масла через золотники системы регулирования и внешних протечек через элементы регулирования, а также снижение подачи насоса.

Объем воздуха в МНУ периодически пополняют. Снижение уровня масла в баке МНУ опасно тем, что могут оголиться всасывающие патрубки насосов. В этом случае насосы захватывают воздух, что приводит к их повышенной вибрации и возможности разрыва маслопроводов, связывающих насосы с котлом МНУ

Уровень масла может повышаться при переполнении котла МНУ воздухом, что опасно, так как при недосмотре масло начнет изливаться через горловину сливного бака, на пол машинного зала.

Проверяют работу маслоснасосов и их состояние. Особое внимание обращают на шум и вибрацию насосов, состояние сальниковых уплотнений подшипников. Следят за нагревом подшипников насоса и двигателей

## **9.7 Система регулирования турбины**

Система регулирования предназначен для автоматического управления гидроагрегатом и для защиты гидроагрегата от разгона.

ЭГР обеспечивает гарантированное выполнение следующих функций:

- автоматический программный пуск гидроагрегата, вывод его на подсинхронную частоту вращения;
- стабилизацию частоты вращения при работе:
  - на холостом ходу;
  - на изолированный район, в том числе и параллельно с другими гидроагрегатами;
  - поддержание заданного уровня мощности;
  - работу в режиме синхронного компенсатора;
  - нормальный останов гидроагрегата;
  - аварийный останов гидроагрегата.

Управление гидроагрегатом осуществляется:

- от центрального пульта управления станции (режим "Дистанционное управление");
- от панели управления.

В состав ЭГР входит:

- колонка управления;
- механизм обратной связи;
- система аварийного закрытия;
- устройство противоразгонной защиты.

ПТК ЭГР-МП - программно-технический комплекс управления радиально-осевой гидротурбиной. Устройство представляет собой шкаф

одностороннего обслуживания, обеспечивает выполнение своих функций совместно с колонкой управления электрогидравлического регулятора.

#### Функции ПТК ЭГР-МП:

- автоматический программный пуск агрегата и вывод его на подсинхронную частоту вращения;
- стабилизация частоты вращения при работе на холостом ходу, на изолированный район, в том числе параллельно с другими агрегатами;
- поддержание заданного уровня активной мощности;
- ограничение активной мощности генератора в зависимости от напора (нетто);
- работа в режиме группового регулирования;
- контроль общего времени работы турбины;
- контроль времени работы турбины в нестационарных режимах в соответствии с эксплуатационной характеристикой;
- работа в режиме синхронного компенсатора;
- нормальную остановку агрегата;
- аварийную остановку агрегата;
- контроль параметров турбины и состояния механизмов ЭГР;
- формирование уставок реле частоты вращения и реле положения направляющего аппарата (командоаппарат);
- задание по мощности от индивидуальных устройств (местное - дистанционное);
- формирование информационных, аварийных и предупредительных сигналов для верхнего уровня управления.

### **9.8 ПТК АУГ**

Выполнение функций гидромеханических защит, а также для автоматического управления гидроагрегатом предназначен программно - технический комплекс управления гидроагрегатом.

Программно-технический комплекс представляет собой комплект из двух стальных шкафов двухстороннего обслуживания:

- ШУГ
- ШИС

Основным назначением данного программно-технического комплекса является:

- обработка:
  - аналоговых параметров, участвующих в технологическом алгоритме;
  - дискретных сигналов состояния от механизмов турбины, системы возбуждения, гидромеханической колонки, датчиков технологических защит, положения коммутационной аппаратуры главной схемы.
- контроль параметров турбины и состояния механизмов электрогидравлического регулятора;
- формирование управляющих воздействий при выполнении алгоритмов:

- автоматический программный пуск агрегата и вывод его на подсинхронную частоту вращения - режим холостой ход турбины;
- автоматический программный пуск агрегата и вывод его на подсинхронную частоту вращения, выдача команды на возбуждение генератора - режим холостой ход генератора;
- автоматический программный пуск агрегата и вывод его на подсинхронную частоту вращения, выдача команды на возбуждение генератора, выдача команды на включение выключателя с последующим закрытием направляющего аппарата и отжатием воды из рабочего колеса - режим синхронного компенсатора;
- автоматический программный пуск агрегата и вывод его на подсинхронную частоту вращения, выдача команды на возбуждение генератора, выдача команды на включение колонки синхронизации и выключателя - генераторный режим и автоматический набор нагрузки;
- автоматический программный перевод из генераторного режима в режим синхронного генератора и обратно;
- автоматический программный останов гидроагрегата - из любого вышеперечисленных режимов;
- автоматический программный аварийный останов гидроагрегата с воздействием на клапан аварийного закрытия;
- автоматический программный аварийный останов гидроагрегата с воздействием на сброс затворов и клапан аварийного закрытия;
- ручной пооперационный пуск агрегата и вспомогательных систем, ручное регулирование частоты, активной и реактивной мощности;
- формирование и выдача:
  - сигналов готовности к пуску и перевода: генераторный режим, режим синхронного компенсатора, генераторный режим—режим синхронного компенсатор, режим синхронного компенсатора—генераторный режим;
  - управляющих команд в систему возбуждения (подача и снятие возбуждения, включение режима торможения, отключение режима торможения, напряжение больше, меньше);
  - команды на разгрузку по активной и реактивной мощности при нормальном останове;
  - команд на включение и отключение выключателя;
  - команд на открытие задвижек технической воды;
  - команды на отжатие воды.

### **9.9 Команды Стоп1, Стоп2, Стоп3**

При действии гидромеханических защит в зависимости от степени аварии действуют команды Стоп1, или Стоп2, или Стоп3. Рассмотрим более подробно каждую команду.

1) При нормальной остановке ГА происходит автоматическая разгрузка по активной и реактивной мощности, отключение генераторного

выключателя, развозбуждение и по команде «Стоп1» формируется команда на закрытие НА. При снижении частоты вращения гидроагрегата до 15% включаются тормоза-домкраты и осуществляется механическое торможение ротора. При оборотах турбины 0% закрываются задвижки ТВС и через заданное время формируется сигнал «Готов к пуску».

2) При Аварийной остановке агрегата от гидромеханических защит, при оборотах меньше 115%, формируется команда Стоп2 (быстрой остановки гидроагрегата). По команде Стоп2 электронный ограничитель в программно-техническом комплексе автоматического регулятора частоты и мощности устанавливается в положение 0%, а механизм пуска-останова в гидромеханической колонке управления устанавливается в положение «Стоп». Направляющий аппарат закрывается до 0%. Гидроагрегат разгружается по активной мощности, одновременно задается разгрузка по реактивной мощности автоматическому регулятору возбуждения. При значении активной мощности генератора  $P=0$  МВт или при открытии НА $<15\%$  и значении реактивной мощности  $Q=0$  МВАр отключается генераторный выключатель, подается команда на развозбуждение генератора. Далее выдается команда Стоп1.

3) При Аварийной остановке агрегата от гидромеханических защит, при оборотах больше 115% в программно-техническом комплексе автоматического регулятора частоты и мощности формируется команда Стоп3 и передается в программно-технический комплекс технологической автоматики и управления вспомогательным оборудованием. Запоминается аварийное состояние гидроагрегата. По команде Стоп3 включается ЗАЗ и формируется команду на сброс АРЗ. При условии что частота вращения гидроагрегата  $<115\%$  формируется команда Стоп2 . Направляющий аппарат закрывается до 0%. Гидроагрегат разгружается по активной мощности, одновременно задается разгрузка по реактивной мощности автоматическому регулятору возбуждения. При значении активной мощности генератора  $P=0$  МВт или при открытии НА $<15\%$  и значении реактивной мощности  $Q=0$  МВАр отключается генераторный выключатель, подается команда на развозбуждение генератора. Далее выдается команда Стоп1.

4) При Аварийной остановке агрегата от гидромеханических защит по команде происходит сброс АРЗ.

## 9.10 Условия работы гидромеханических защит

Гидромеханические защиты делятся на:

1) ГМЗ (Стоп2, с разгрузкой по активной мощности) должна срабатывать при:

- аварийном повышении температуры вкладышей сегментов подшипника генератора;
- аварийном повышении температуры вкладышей сегментов подшипника турбины;
- аварийном повышении температуры вкладышей сегментов подпятника;



- сводный сигнал от системы термоконтроля программно-технический комплекс СИС НЕСИ «Аварийное повышение температуры»:
  - аварийное повышение температуры сердечника статора
  - аварийное повышение температуры обмоток статора
  - аварийное повышение температуры масла в ванне подпятника
  - аварийное повышение температуры масла в ванне подшипника
  - аварийное повышение температуры масла в ванне направляющего подшипника
  - аварийное повышение температуры воздуха в воздухоохладителе
- аварийном снижении уровня масла в подшипнике генератора;
- аварийном снижении уровня масла подпятника;
- аварийном снижении уровня масла подшипника турбины;
- аварийном повышении уровня масла подшипника турбины;
- аварийном низком давлении или расходе воды в рабочем уплотнении вала;
- аварийном сигнале от системы виброконтроля в установившемся режиме;
- аварийном снижении давления в аккумуляторе маслонапорной установки;
- аварийном снижении уровня масла в аккумуляторе маслонапорной установки;
- аварийно высокое биение вала турбины;
- аварийно-высокая вибрация от системы виброконтроля;
- аварийном перепаде на сороудерживающих решетках;
- аварийно низкий расход воды через лабиринтное уплотнение вала;
- другие защиты, по указанию заводов-изготовителей основного оборудования.

2) ГМЗ (Стоп 3) должна срабатывать при:

- аварийно высокий уровень воды на крышке турбины;
- аварийном затоплении;
- аварийном сигнале от системы пожаротушения;
- неисправности электрогидравлического регулятора (Стоп 3 от программно-технического комплекса электрогидравлического регулятора);
- срабатывании электрических защит и защит системы возбуждения;
- разгоне I ступени;
- разгоне II ступени;
- аварийном сигнале от противоразгонной защиты;

3) Резервная защита ГМЗ I ступени должна срабатывать, если через заданное время НА не будет закрыт. Защита действует на срабатывание ЗАЗа.

Резервная защита ГМЗ II ступени должна срабатывать, если не сработал ЗАЗ, если через заданное время НА не будет закрыт. Защита действует на сброс АРЗ.

По сигналу «Срез пальцев» выполняется нормальный останов гидроагрегата и сброса АРЗ.

Аварийное отключение ВГ происходит при следующих условиях:

- разгоне I ступени;
- разгоне II ступени;
- действии электрических защит и системы возбуждения;
- аварийном высоком уровне воды на крышке турбины;
- аварийном затоплении;
- аварийном сигнале от системы пожаротушения;

Сброс АРЗ происходит при:

- резервной защите II ступени;
  - аварийном высоком уровне воды на крышке турбины;
  - аварийном затоплении; ~ разгоне II ступени;
  - аварийном сигнале от противоразгонной защиты.
- Алгоритм действия гидромеханических защит представлен на Рисунке 9.1.
- 

### 9.11 Проверка работы гидромеханических защит

Периодическое опробование гидромеханических защит производится согласно утвержденной программы и заводских инструкция в период текущих и капитальных ремонтов гидроагрегата до заполнения проточной части.

Имитация срабатывания защиты производится путем закорачивания соответствующих клемм в шкафах управления и клеммных коробках. Опробование совместной работы технологических и электрических защит агрегата производится в строгом соответствии с программой испытаний. По окончании опробований делается запись в журнале ремонтов оборудования.

### 9.12 Действия автоматики гидроагрегата и персонала при аварийных отключения

Работа технологических защит гидрогенератора по степени воздействия представлено в таблице 9.2.

Таблица 9.2 -Работа технологических защит

Наименование защиты	Степень ГМЗ	Воздействие защиты	Действие персонала
Авария срезного пальца; Аварийно-высокая вибрация; Аварийно-высокая температура сегмента турбинного подшипника; Аварийно-высокая температура масла турбинного подшипника; Аварийно-высокий уровень масла с масловане турбинного подшипника;	I	Нормальный останов гидроагрегата (с разгрузкой).	1. Определить причину останова; 2. Доклнить зам Ген директора – главному инженеру ГЭС; 3. Доклнить диспетчеру энергосистемы; 4. Устранить причину останова (вызвать ремонтный персонал) 5. Произвести

Продолжение таблицы 9.2

Наименование защиты	Степень ГМЗ	Воздействие защиты	Действие персонала
<p>Аварийно-высокая температура сегмента подпятника;                      Аварийно-низкий уровень масла в масловане подпятника;                      Аварийно-высокая температура сегмента подшипника генератора;                      Аварийно-низкий уровень масла в масловане подшипника генератора;                      Аварийно-низкий уровень в гидроаккумуляторе;                      Аварийно-низкое давление в гидроаккумуляторе.                      Авария МНУ.                      Аварийно-низкий расход тлт давление на уплотнение вала.                      Аварийный перепад на</p>			<p>6. деблокировку защиты и обеспечить готовность к пуску гидроагрегата;                      7. Доложить зам Ген директора – главному инженеру ГЭС.</p>
<p>Работа противоразгонной защиты;                      Аварийное затопление;                      Аварийно-высокий уровень воды на крышке турбины;                      Резервная защита 2 ступени;                      Неисправность регулятора;</p>		<p>Действие на Золотник аварийного затвора, далее по первой ступени гидромеханических защит</p>	<p>1. останова;                      2.Доложить зам Ген директора – главному инженеру ГЭС;                      3.Доложить диспетчеру энергосистемы;                      4.Устранить причину останова (вызвать ремонтный персонал)                      5.Подъем АРЗ с разрешения главного Инженера;                      6.Произвести деблокировку защиты и обеспечить готовность к пуску гидроагрегата;                      7.Доложить зам Ген директора – главному инженеру ГЭС.</p>
<p>Сороудерживающей решетке <math>\geq 2,5\text{м}</math></p>			<p>8.</p>

## Окончание таблицы 9.2

Наименование защиты	Степень ГМЗ	Воздействие защиты	Действие персонала
Резервная защита 1 ступени работает при отсутствии воздействия по аварийному состоянию на первую ступень ГМЗ в течении 30 с	I	Включен ЗАЗ	
Разгон I ступени; Резервная защита I ступень;	II	Действие на ЗАЗ, далее по 1 ступени	
Разгон 2 ступени;	II	Сброс АРЗ.	8. Определить причину

### 9.13 Уставки технологических защит

Уставки технологических защит определяются в зависимости от основного установленного оборудования станции. Ниже приведены уставки на примере Богучанской ГЭС в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Уставки технологических защит

Наименование защиты	Уставки предупредительной/аварийной сигнализации	Уставки аварийного отключения	Действие защиты
Турбинный подшипник, сегменты	60С°	70 С°	Стоп 1
Низкая температура масла в ванне турбинного подшипника	<15 С°	-	Сигнализация
Высокая температура масла в ванне турбинного подшипника	55 С°	60 С°	Стоп 1
Аварийно-низкий уровень масла в ванне турбинного подшипника	-	+137,875 м	Стоп 1
Аварийно-высокий уровень масла в ванне турбинного подшипника	-	+137,975 м	Стоп 1
Уровень воды на крышке турбины высокий	136,70 м	-	Стоп 1
Высокая температура сегментов подпятника	60 С°	70 С°	Стоп 1
Высокая температура сегментов генераторного подпятника	55 С°	60 С°	Стоп 1
Высокая температура масла в сливном баке МНУ	>45 С°	-	Сигнализация
Аварийно-низкое давление в гидроаккумуляторе	5 МПа	4,6 Мпа	Стоп 1
Высокое давление в гидроаккумуляторе	6,4 МПа	-	Сигнализация
Аварийно-низкий уровень в гидроаккумуляторе	-0,5	-2,12	Стоп 1
Высокий уровень в гидроаккумуляторе	0,1	-	Сигнализация

Окончание таблица 9.3

Наименование защиты	Уставки предупредительной/аварийной сигнализации	Уставки аварийного отключения	Действие защиты
Температура масла в сливном баке МНУ	>+45 С°	-	Сигнализация
Контроль срезных пальцев	-	срезан	Стоп 1
Контроль ремонтного уплотнения	введено	-	Блокировка пуска
Контроль уплотнения вала	износ	-	Сигнализация
Контроль наличия воды в маслованне турбинного подшипника	высокий	-	Сигнализация
Засорение СУР	>1м	>2,5м	Стоп 1
Разгон 1 ступени при отсутствии смещения смещении главного золотника	-	115%	Стоп 3 с действием на клапан аварийного закрытия и отключение
Низкий расход воды на уплотнение вала	0-210 л/мин	0-180 л/мин	Стоп 1
Высокая температура сердечника статора	125 С°	130 С°	Стоп 1
Высокая температура обмотки статора	125 С°	130 С°	Стоп 1
Разгон 2 ступени	-	140 % в течении 30 с. 160%	Стоп 3 с действием на клапан аварийного закрытия, сброс АРЗ

Алгоритм действия гидромеханических защит представлен на Рисунке 9.1.

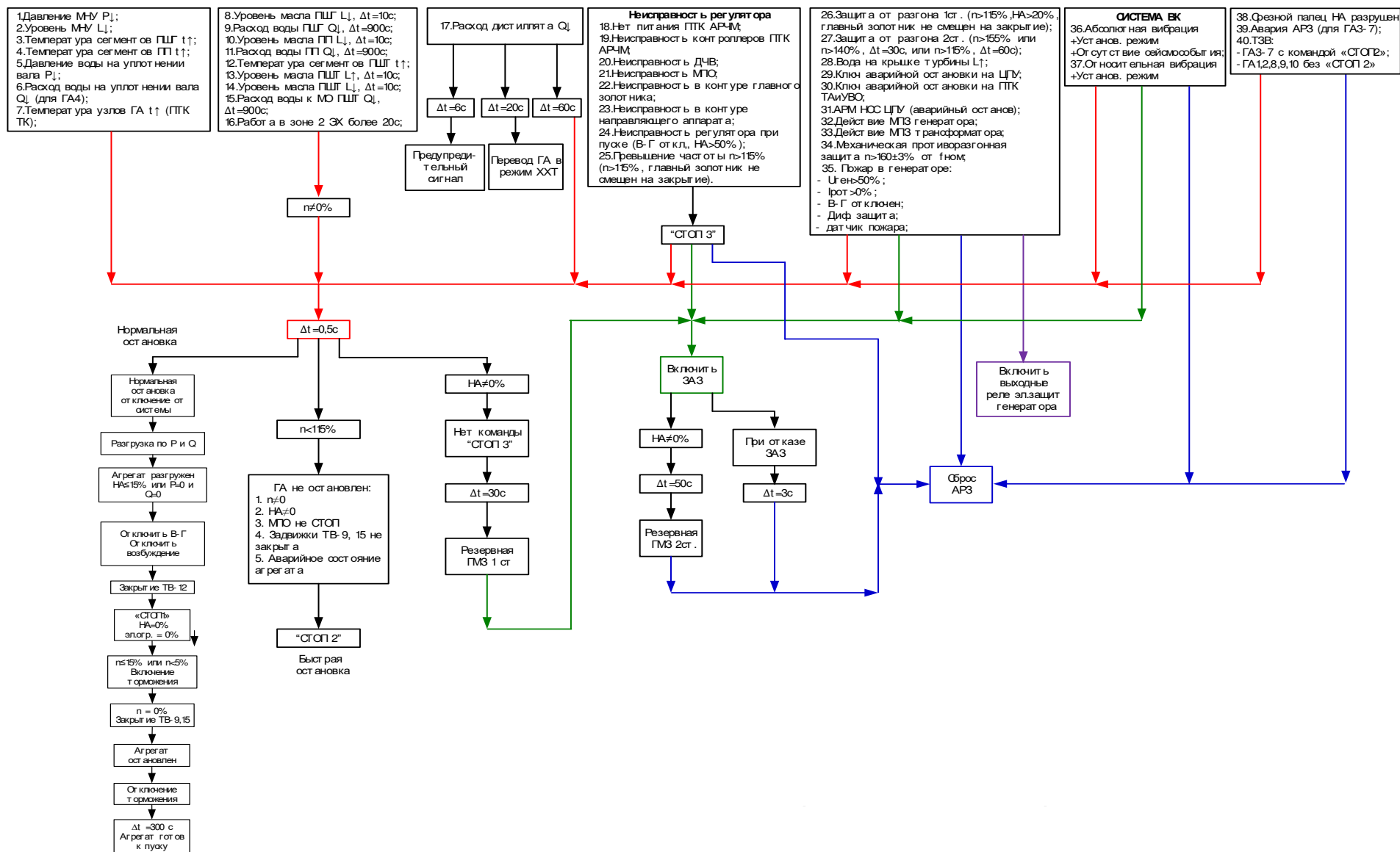


Рисунок 9.1 – Алгоритм действия гидромеханических защит

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры средненапорной Бийской ГЭС высотой 44,6 м на реке Бия, являющимся сооружением II класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для основного обеспеченностью 0,1% и поверочного 0,01% обеспеченности случаев:  $Q_{0,1\%} = 3682 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  $Q_{0,01\%} = 4150 \text{ м}^3/\text{с}$ .

В ходе водно-энергетических расчетов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии была выбрана установленная мощность Бийской ГЭС, а также определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. Установленная мощность составила  $N_{уст} = 360 \text{ МВт}$ . Определен уровень мертвого объема, отметка которого равна 328,81 м. Полезный объем при данных отметках НПУ 340 м и УМО составляет  $5,51 \text{ км}^3$ . Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 904,8 млн. кВт·ч.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

максимальный  $-H_{max} = 36,6 \text{ м}$ ;  
расчетный  $-H_{расч} = 29,1 \text{ м}$ ;  
минимальный  $-H_{min} = 21,1 \text{ м}$ .

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС  $Q_{max}$ , соответствующий расчетному напору, составляет  $1440 \text{ м}^3/\text{с}$ .

При выборе турбин рассматривалось два варианта ПЛ40а-В и ПЛ40б-В с разными диаметрами. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с четырьмя гидроагрегатами, с диаметром рабочих колес 6,7 м (ПЛ40а-В-670).

По справочным данным для выбранной поворотно-лопастной турбины с синхронной частотой вращения 107,1 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ 850/190-56 с номинальной активной мощностью 90 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема распределительного устройства КРУЭ-220кВ – две рабочие системы шин. По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТД–125000/220, трансформаторы собственных нужд ТСЗ-1000/15, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС – 240/32.

Распределительное устройство принято элегазовым (КРУЭ-220) – ЯГГ 220 (Электроаппарат), т.к. неоспоримыми преимуществами КРУЭ перед другими видами распределительных устройств являются: повышенная надежность, компактность (модульная структура) и заводская сборка, что

напрямую влияет на размеры площади размещения, стоимость подготовки основания площадки под КРУЭ и простоту обслуживания.

В качестве генераторного выключателя, принят вакуумный выключатель ВГГ-20-90/6300 У3, со встроенными трансформаторами тока и напряжения, разъединителем, ограничителем перенапряжения, имеющий большой ресурс и надежность.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята русловой. Строительные расходы пропускаются через гребенку. Водосливная и глухая плотина приняты бетонными. Также имеется грунтовые плотины с правого и левого берега. Здание ГЭС – руслового типа.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля - 90 м. ;
- станционная бетонная плотина - 147.4 м.;
- глухая русловая бетонная плотина
- право и левобережная грунтовые плотины- 44 м. и 37.5 м.;
- здание ГЭС руслового типа.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 28 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 299,6 м;
- отметка порога водослива – 373 м;
- число водосливных отверстий – 4;
- ширина водосливных отверстий в свету – 12 м;
- отметка гребня – 344,4 м;
- ширина гребня – 20 м.

Гашение энергии произведено способом свободно отброшенной струи. Дальность отлета струи от плотины до входа в воду нижнего бьефа составляет 85 м.

Во избежание недопустимо больших напряжений, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, в различных частях тела бетонной плотины, она разделена на секции постоянными температурно-осадочными швами.

Разрезка водосливной части плотины деформационными швами произведена по быкам, через 2 водосливных пролета, чтобы избежать неравномерных осадок смежных быков, что может привести к заклиниванию затворов. На каждом водосливном отверстии устраиваем швы надрезы до фундаментной плиты.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,2 и 1,3 для основного и



особого сочетаний нагрузок соответственно (нормативное значение для сооружений II класса – 1,25). Таким образом, плотина Бийского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

– стоимость строительства гидроузла – 45 360 млн. руб.;

– удельная себестоимость производства электроэнергии – 0.5 руб/кВт·ч.

Таким образом, строительство Бийской ГЭС с установленной мощностью 360 МВт в настоящее время является актуальным и экономически целесообразным не только для Бийского региона, но и для страны в целом.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Топографические карты края [Электронный ресурс] // «Карта реки Ангара от Богучанской ГЭС до устья» – Режим доступа: <http://only-maps.ru/>
2. Интернет-энциклопедия Красноярского края [Электронный ресурс] // «Мотыгинский район». – Режим доступа: <http://my.krskstate.ru/>
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа: <http://so-ups.ru/>
4. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа: [http://so-ups.ru/fileadmin/files//company/reports/ups-review/2015/ups\\_balance\\_analysis\\_2015q4.pdf](http://so-ups.ru/fileadmin/files//company/reports/ups-review/2015/ups_balance_analysis_2015q4.pdf)
5. Затева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затева, Б. И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
6. Затева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затева. – Саяногорск: СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
7. Барлит, В.В. Гидравлические турбины: учеб. пособие / В.В. Барлит. – Киев: Высшая школа, 1977. – 360 с.
8. Гидроэлектрические станции: учебник для вузов / под ред. Ф.Ф. Губина, Г.И. Кривченко. - 2-е изд., перераб. - М.: Энергия, 1980. - 367 с.: ил.
9. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие: в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
10. Усов, С.В. Электрическая часть электростанций. / Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К.– Энергоатомиздат 2-е издание, 1987. – 617с.
11. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть): учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград: ЛГТУ, 1991. – 80 с.
12. Куценов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учебное пособие для вузов / Д. А. Куценов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск: СФУ, 2007. – 232 с.
13. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
14. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ»

[Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>

15. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей: учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва: Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.

16. Каталог «Сухие трансформаторы» [Электронный ресурс] // «ЗАО «Чебоксарский электрозавод Трансформатор». – Режим доступа: <https://cheb-transformator.com/>

17. Приказ Минстроя РФ от 14.09.92 N 209/пр. Москва [Электронный ресурс] // «Минстрой России». – Режим доступа: <http://www.minstroyrf.ru/>

18. Правила устройства электроустановок / Главэнергонадзор России. – 7-е изд., перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1998. – 608с.

19. Толстихина Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий / Л. В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2010. - 180 с.

20. Каталог «Новые разработки предприятия ВВП-220» [Электронный ресурс] // «Научно-производственное предприятие «Контакт»». – Режим доступа: <http://www.kontakt-saratov.ru/>

21. Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // «ЗАО «ЗЭТО»». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>

22. Каталог «Технический каталог элегазового оборудования» [Электронный ресурс] // «ЗАО «ЗЭТО»». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru>

23. Каталог «Трансформаторы тока, трансформаторы напряжения» [Электронный ресурс] // «ООО «Промышленный союз».– Режим доступа: <http://promsouz.com/>

24. Каталог «Вакуумные выключатели» [Электронный ресурс] // «Концерн «Высоковольтный союз». – Режим доступа: <http://www.vsoyuz.com/ru>

25. Каталог «Разъединители 10 кВ» [Электронный ресурс] // «ЗАО «ЗЭТО»». – Режим доступа <http://www.zeto.ru>

26. Каталог «Трансформаторы тока, трансформаторы напряжения» [Электронный ресурс] // «ООО «Промышленный союз».– Режим доступа: <http://promsouz.com/>

27. Каталог «Трансформаторы напряжения НОЛ.12» [Электронный ресурс] // «ОАО «АльянсЭнерго». – Режим доступа: <http://all-energo.ru/>

28. Каталог «Ограничители перенапряжений 0,4-750 кВ» [Электронный ресурс] // «ЗАО Полимер-аппарат». – Режим доступа: <http://polymer-apparat.ru/>

29. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.

30. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.

31. СНиП 2.06.06-85. Плотины бетонные и железобетонные / Госстрой СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986. – 40 с.
32. СНиП 2.06.04-82. Нагрузки и воздействия на гидротехническое сооружения (волновые, ледовые и от судов). – М.: ФГУП ЦПП, 2004.
33. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.
34. СНиП 33-01-2003. Гидротехнические сооружения. Основные положения. – М.: ФГУП ЦПП, 2004.
35. СНиП 2.06.08-87. Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Госстрой России, ГУП ЦПП, 1996.
36. Рассказов Л.Н. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1: Учебник для студентов вузов – М.: Стройиздат, 1996. – 440 с.
37. Единые сценарные условиями ОАО «РусГидро» на 2017-2042гг. – Введ. 16.01.2017 – Москва: «РусГидро», 2017 – 42 с.
38. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.
39. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.
40. Налоговый кодекс Российской Федерации: в 2 ч.: по состоянию на 10 окт. 2015 г. – Москва: Кнорус, 2015. – 1040 с.
41. Каскад Ангарских ГЭС [Электронный ресурс]: свободная статья от 19.02.2017 // Материал из «Википедии» – свободной энциклопедии. – Режим доступа: [http:// ru.wikipedia.org/wiki](http://ru.wikipedia.org/wiki)
42. Об утверждении Правил использования водных ресурсов Богучанского водохранилища: Правила использования водных ресурсов Богучанского водохранилища от 20.11.2015 №244
43. Маркетинговая стратегия Мотыгинской ГЭС – Фонд энергетического развития, М., 2007

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

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических  
систем и электрических сетей»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.А. Ачитаев  
подпись                      инициалы, фамилия

« 2 » 07 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ БИЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ БИЯ.  
ГИДРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ЗАЩИТЫ ГИДРОАГРЕГАТА.**

Заместитель начальника службы СРЗАиМ

Филиала ПАО «РусГидро» -

«Саяно-Шушенская ГЭС  
имени П.С. Непорожного».

А.Н. Сивцов  
инициалы, фамилия

Руководитель

  
подпись, дата

должность

Выпускник

  
подпись, дата

А.О. Вертопрахова  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Бийской ГЭС на реке Бия . Гидромеханические защиты гидроагрегата».

Консультанты по  
разделам:

Консультант руководителя БР

Алекс 20.07.20 А.Т. Дичаев  
подпись, дата инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

А.Т. 20.07.2020 А.Т. Дичаев  
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

А.Т. 20.07.20 А.Т. Дичаев  
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Алекс 20.07.20 А.Т. Дичаев  
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

И.В. Шуров И.В. Шуров  
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Чудов 07.07.20 Н.М. Чудов  
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

И.Т. 20.07.20 И.Т. 20.07.20  
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

И.Т. 20.07.20 И.Т. 20.07.20  
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

И.Т. 02.07.20 И.Т. 02.07.20  
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

И.Т. 02.07.20 И.Т. 02.07.20  
подпись, дата инициалы, фамилия