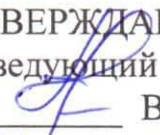


Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Саяно-Шушенский филиал

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электротехнических  
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
 В.И. Татарников  
« 31 » марта 2017г.

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

Студенке: Зуевой Екатерине Дмитриевне.  
Группа: ГЭ13-02Б. Направление (специальность): 13.03.02  
Гидроэлектростанции.

Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование Могочинской ГЭС на реке Шилка. Собственные нужды ГЭС, особенности схем исполнения, требования к надежности энергоснабжения ответственных потребителей технологических систем ГЭС.

Утверждена приказом по университету № 47 от 31 марта 2017 г.

Руководитель ВКР: Ю.А. Мальцев, инженер оперативной службы филиала ОАО «РусГидро» - «Саяно-Шушенская ГЭС им. П.С. Непорожного»

Исходные данные к ВКР: Энергосистема: ОЭС Сибири, Забайкальское РДУ, годовой максимум нагрузки: 1600 МВт, число часов использования установленной мощности: 4200 ч, зимний коэффициент кривой связи в нижнем бьефе: 0.8, коэффициент мощности: 8.5, потери напора в подводящих сооружениях:  $dH = 0.6$  м, среднемесячные расходы реки Шилка, требования участников водохозяйственного комплекса и потери воды.

Перечень рассматриваемых вопросов (разделом ВКР):

1. Общая часть;
2. Водно-энергетические расчеты;
3. Выбор основного и вспомогательного оборудования;
4. Проектирование бетонной водосливной плотины;
5. Электрическая часть;
6. Устройства РЗА;
7. Техничко-экономические показатели;
8. Охрана труда, техника безопасности, пожарная безопасность;
9. Собственные нужды ГЭС, особенности схем исполнения, требования к надежности энергоснабжения ответственных потребителей технологических систем ГЭС

Перечень графического материала:

1. Водно-энергетические показатели Могочинской ГЭС;
2. Поперечный разрез станционной части Могочинской ГЭС;
3. Поперечный разрез машинного зала Могочинской ГЭС;
4. Главная электрическая схема Могочинской ГЭС;
5. Генеральный план Могочинской ГЭС;
6. Поперечный разрез водосливной плотины Могочинской ГЭС.

Руководитель ВКР

Задание принял к исполнению

  
Ю.А. Мальцев  
(подпись, инициалы и фамилия руководителя)  
  
Е.Д. Зуева  
(подпись, инициалы и фамилия студента)

«31» марта 2017 г.

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

## ОТЗЫВ

руководителя Ю.А. Мальцева инженера ОС филиала «ПАО РусГидро»  
«Саяно-Шушенская ГЭС им. П. С. Непорожного» по бакалаврской работе  
«Проектирование Могочинской ГЭС на реке Шилка. Собственные нужды ГЭС,  
особенности схем исполнения, требования к надежности электроснабжения  
ответственных потребителей технологических систем ГЭС.»  
Зуевой Екатерины Дмитриевны

Бакалаврская работа «Проектирование Могочинской ГЭС на реке Шилка» включает в себя 131 лист пояснительной записки, 5 чертежей и 1 плакат. Работа выполнена в полном объеме в соответствии с выданным заданием. Все части проекта рассмотрены достаточно подробно.

В работе произведен водно-энергетический расчёт, разработаны и рассчитаны гидросооружения, основное и вспомогательное гидросиловое оборудование, силовое электрооборудование и электрические аппараты. Выбрана главная схема электрических присоединений ГЭС, разработаны мероприятия по охране труда, противопожарной безопасности и охране природы, а так же выполнены технико-экономические расчеты.

Принятые в работе решения соответствуют действующим нормам и правилам, а так же стандартам «РусГидро», сопоставлялись с аналогами построенных плотин.

В рамках специального вопроса были рассмотрены особенности схем исполнения собственных нужд ГЭС, требования к надежности энергоснабжения ответственных потребителей технологических систем ГЭС. Для схемы собственных нужд проектируемой Могочинской ГЭС был произведён расчёт токов короткого замыкания и выбрано оборудование.

В процессе проектирования бакалаврской работы Екатерина Дмитриевна Зуева показала хорошие теоретические знания, творческий подход к выполнению проекта.

Бакалаврская работа «Проектирование Могочинской ГЭС на реке Шилка. Собственные нужды ГЭС, особенности схем исполнения, требования к надежности электроснабжения ответственных потребителей технологических систем ГЭС» заслуживает хорошей оценки, а Екатерина Дмитриевна Зуева присвоения квалификации «бакалавр-гидроэнергетик».

Дата: 13.06.2017

  
(подпись)

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

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических  
систем и электрических сетей»


УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
В.И. Татарников  
подпись

« 19 » июня 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ МОГОЧИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ШИЛКА.  
СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ГЭС, ОСОБЕННОСТИ СХЕМ  
ИСПОЛНЕНИЯ, ТРЕБОВАНИЯ К НАДЕЖНОСТИ  
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОТВЕТСТВЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ  
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СИСТЕМ ГЭС**

Руководитель  15.06.2017  
подпись, дата  
Инженер ОС  
Филиала ПАО «РусГидро»  
«Саяно-Шушенская ГЭС  
имени П.С. Непорожного»  
должность

Ю.А. Мальцев  
инициалы, фамилия

Выпускник  16.06.2017  
подпись, дата

Е.Д. Зуева  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2017

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Могочинской ГЭС на реке Шилка. Собственные нужды ГЭС, особенности схем исполнения, требования к надежности электроснабжения ответственных потребителей технологических систем ГЭС».

Консультанты по  
разделам:

Водно-энергетические расчёты	<u>Зайд 8.06.17</u> подпись, дата	<u>Е.Ю. Замеева</u> инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	<u>А.В. Масленников</u> подпись, дата	<u>А.В. Масленников</u> инициалы, фамилия
Электрическая часть	<u>М.А. Масленников</u> подпись, дата	<u>М.А. Масленников</u> инициалы, фамилия
Устройства РЗА	<u>В.В. Таганцева</u> подпись, дата	<u>В.В. Таганцева</u> инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	<u>И.А. Ладина</u> подпись, дата	<u>И.А. Ладина</u> инициалы, фамилия
Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	<u>В.И. Татарников</u> подпись, дата	<u>В.И. Татарников</u> инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	<u>В.В. Ладина</u> подпись, дата	<u>В.В. Ладина</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролёр	<u>А.А. Таганцева</u> подпись, дата	<u>А.А. Таганцева</u> инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Могочинской гэс .....	6
Введение.....	8
1 Общая часть.....	9
1.1 Гидрология.....	9
1.2 Флора и фауна.....	9
2 Водно-энергетические расчеты.....	10
2.1 Исходные данные.....	10
2.2 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного года.....	11
2.3 Построение суточных графиков нагрузки и ИКН.....	13
2.4 Построение кривых связи ВБ и НБ.....	14
2.4.1 Кривые связи ВБ .....	14
2.4.2 Кривые связи НБ .....	15
2.5 Водно-энергетический расчет.....	17
2.5.1 Расчет гарантированных мощностей.....	17
2.5.2 Построение баланса энергии .....	18
2.5.3 Распределение гарантированных мощностей.....	19
2.6 Определение установленной мощности ГЭС.....	23
2.7 Определение среднегогодовой выработки.....	24
2.8 Построение режимного поля ГЭС.....	27
2.9 Построение баланса мощностей.....	28
3 Выбор основного и вспомогательного оборудования.....	30
3.1 Выбор системы и типа гидротурбины.....	30
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы.....	37
3.3 Анализ вариантов.....	38
3.4 Гидромеханический расчёт металлической спиральной камеры.....	38
3.5 Выбор серийного гидрогенератора .....	43
3.6 Выбор МНУ и электрогидравлического регулятора.....	44
3.6.1 Выбор маслonaпорной установки.....	44
3.6.2 Выбор электрогидравлического регулятора.....	44
4 Компоновка и сооружения гидроузла.....	45
4.1 Определение отметки гребня плотины и гребня глухой плотины.....	45
4.2 Гидравлический расчет плотины и НБ.....	46
4.2.1 Определение ширины водосливного фронта.....	46
4.2.2 Определение отметки гребня водослива.....	47
4.2.3 Проверка на пропуск поверочного расхода.....	49
4.2.4 Построение оголовка водослива по Кригер-Офицерову.....	50
4.2.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе.....	51
4.2.6 Расчет носка-трамплина и отлета дальности струи.....	52
4.3 Конструирование плотины.....	55
4.3.1 Определение ширины подошвы плотины .....	55
4.3.2 Разрезка плотины швами.....	57

4.3.3 Быки.....	57
4.3.4 Устои.....	57
4.3.4 Галереи в теле плотины.....	57
4.4 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины.....	58
4.5 Определение основных нагрузок на плотину.....	59
4.5.1 Вес сооружения.....	59
4.5.2 Сила гидростатического давления воды.....	60
4.4.3 Равнодействующая взвешивающего давления.....	61
4.5.4 Сила фильтрационного давления.....	61
4.5.5 Давление грунта.....	61
4.5.6 Волновое давление.....	63
4.6 Расчет прочности плотины.....	63
4.6.1 Определение напряжений.....	63
4.6.2 Критерии прочности плотины.....	66
4.7 Расчет устойчивости плотины.....	67
5 Электрическая часть.....	68
5.1 Выбор структурной схемы электрических соединений.....	68
5.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	68
5.2.1 Выбор повышающих трансформаторов.....	68
5.2.2 Выбор трансформаторов собственных нужд.....	71
5.3 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета.....	72
5.4 Выбор количества отходящих воздушных линий РУ ВН и марки проводов.....	73
5.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения.....	74
5.6 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания у распределительного устройства высшего напряжения с применением программного комплекса RastrWin.....	75
5.6.1 Расчет исходных данных.....	75
5.6.2 Расчет токов короткого замыкания.....	77
5.7 Выбор и проверка коммутационных аппаратов РУ ВН.....	78
5.7.1 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов.....	78
5.7.2 Выбор выключателей и разъединителей.....	79
5.7.3 Выбор трансформаторов напряжения.....	81
5.7.4 Выбор ограничителя перенапряжения (ОПН).....	81
5.8 Выбор и проверка коммутационных аппаратов на генераторном напряжении.....	81
5.8.1 Выбор выключателей и разъединителей.....	81
5.8.2 Выбор трансформаторов напряжения.....	82
5.8.3 Выбор трансформаторов тока.....	83
5.8.4 Выбор ограничителя перенапряжения (ОПН).....	83
5.9 Выбор генераторного синхронизатора и сетевого анализатора.....	83

6 Релейная защита и автоматика.....	85
6.1 Перечень защит основного оборудования.....	85
6.2 Описание защит и расчет их уставок.....	86
6.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IDG).....	86
6.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора.....	88
6.2.3 Защита от повышения напряжения.....	91
6.2.4 Защита от симметричных перегрузок.....	95
6.2.5 Дистанционная защита генератора.....	97
6.2.6 Защита от перегрузки обмотки ротора.....	100
6.3 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	102
7 Технико-экономические показатели.....	103
7.1 Оценка объемов реализации электроэнергии.....	103
7.1.1 Текущие расходы по гидроузлу.....	103
7.1.2 Налоговые расходы.....	106
7.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	106
7.3 Оценка инвестиционного проекта.....	107
7.3.1 Методология, исходные данные.....	108
7.3.2 Коммерческая эффективность.....	108
7.3.3 Бюджетная эффективность.....	109
7.4 Анализ чувствительности.....	109
8 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды.....	113
8.1 Общие сведения о районе строительства.....	113
8.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	114
8.4 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	115
8.4 Отходы, образующиеся при строительстве.....	117
8.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	118
8.6 Расчет пожаротушения трансформатора.....	119
9 Собственные нужды ГЭС, особенности схем исполнения, требования к надежности электроснабжения ответственных потребителей технологических систем ГЭС.....	121
9.1 Основные сведения и особенности собственных нужд Могочинской ГЭС.....	122
9.2 Схема исполнения собственных нужд.....	124
9.3 Система оперативного постоянного тока.....	125
9.4 Расчёт токов однофазного короткого замыкания на шинах КРУ и КТП с применением программного комплекса RastrWin.....	125
9.5 Выбор оборудования КРУ 6 кВ и КТП.....	126
Заключение.....	128
Список использованных источников.....	130
Приложение А Сбор нагрузок, действующих на водосливную плотину.....	131



## СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ МОГОЧИНСКОЙ ГЭС

Наименование ГЭС	Могочинская ГЭС на реке Шилка,
Местонахождение ГЭС	Забайкальский край,
Тип проектируемой установки	ГЭС.

### Характерные расходы воды:

а) среднемноголетний	4871 м <sup>3</sup> /с,
б) всех турбин	1464 м <sup>3</sup> /с,
в) максимальный	
обеспеченностью 0,01 %	5536 м <sup>3</sup> /с,
г) минимальный	244 м <sup>3</sup> /с.

### Параметры водохранилища:

а) характер регулирования стока	годовой,
б) отметки:	НПУ 375,00 м УМО 356,74 м,
в) объемы водохранилища:	полн. 19,2 км <sup>3</sup> полезн. 4,31 км <sup>3</sup> .

### Напоры ГЭС:

а) максимальный	64 м,
б) расчетный	46 м,
в) минимальный	37 м.

### Энергетические характеристики:

а) мощность установленная	600 МВт,
б) среднемноголетняя выработка	3,57 млрд. кВт·ч.

### Плотины:

а) правобережная глухая бетонная,	
б) левобережная глухая бетонная	
в) общая длина	601,0 м,
д) максимальная высота	67 м.

### Водосбросные сооружения

а) тип	поверхностный водосброс,
б) число и размер пролетов	8 пролетов по 20 метров,
в) общая длина	160 м,
г) отметка гребня водослива	369,50 м,

Здание ГЭС:

- |                           |                |
|---------------------------|----------------|
| а) тип здания             | приплотинное,  |
| б) число агрегатов        | 6,             |
| в) тип спиральной камеры  | металлическая, |
| г) тип отсасывающей трубы | изогнутая,     |
| д) общая длина            | 148,4 м        |
| е) ширина                 | 106 м.         |

Основное оборудование:

- |                          |                   |
|--------------------------|-------------------|
| а) тип турбины           | ПЛД70-В60         |
| б) тип генератора        | СВ-915/165-40УХЛ, |
| в) мощность генератора   | 100 МВт,          |
| в) частота вращения      | 150 об/мин,       |
| г) тип трансформаторов   | ТДЦ-250000/220    |
| е) число трансформаторов | 3.                |

Технико-экономические показатели:

- |                          |                 |
|--------------------------|-----------------|
| а) сметная стоимость ГЭС | 69 млрд.руб,    |
| б) себестоимость энергии | 0,14 руб/кВт·ч, |
| в) срок окупаемости      | 5 лет 2 месяца. |

## ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанция – это высокоэффективное экологически чистое и экономичное современное предприятие по производству электроэнергии.

В последние десятилетия наблюдаются качественные изменения в мировой гидроэнергетике, обусловленные экономическими, политическими и технологическими причинами.

Среди важнейших факторов, которые определяют развитие гидроэнергетики, - степень освоенности гидроэнергетического потенциала территорий. В развитых странах мира, как правило, освоена большая часть экономически целесообразного гидропотенциала, в частности в Европе - 75%, в Северной Америке - около 70%, и практически исчерпаны возможности для строительства крупных ГЭС.

В развивающихся странах, напротив, большая часть гидропотенциала (включая крупный) остается неосвоенной: от более чем 93% в Африке до 67% в Южной Америке.

В последнее время, в связи с истощением природных ресурсов, всё больше внимания уделяют возобновляемым природным источникам энергии. Одним из таких источников является вода. Хотя вода далеко не новый источник энергии и многие страны уже на сто процентов использовали свой гидропотенциал (например, Норвегия), в нашей стране для ее развития имеется достаточно большое пространство. Поэтому именно гидроэнергетика имеет все шансы, для того чтобы в ближайшее время занять лидирующее положение в сфере производства электроэнергии, вытеснив вместе с этим морально и физически устаревшие генерирующие мощности.

Целью данного дипломного проекта в первую очередь является закрепление всего пройденного курса обучения по специальности «Гидроэлектростанции». В дипломном проекте отражены принятые технические решения и приведено обоснование выбранных параметров.

## **1 Общая часть**

Шилка — река в Забайкальском крае России, левая составляющая Амура. Образуется слиянием Онона и Ингоды. Протекает в долине между Шилкинским и Амазарским хребтами на севере и Борщовочным хребтом на юге.

Почти на всём протяжении имеет горный характер течения и проходит в долине между отрогами гор, которые тянутся непрерывной цепью и только изредка отступают от её русла, образуя узкие пади. Речное русло имеет высокие берега; дно его усеяно валунами и галькой. В верхнем течении встречаются пороги и водопады.

Длина Шилки — 560 км, площадь бассейна — 206 тыс. км<sup>2</sup>.

### **1.1 Гидрология**

Водный режим бассейна реки Шилки имеет свою особенность — паводковый период здесь составляет 120–130 дней. Всего за год может быть от 8 до 12 паводков. Максимальные колебания уровня воды в Шилке отмечаются до 12,5 м. Питание реки на 80% состоит из дождевой воды, также способствуют наводнениям тающие снега и большое количество притоков. Большую часть года (до 200 дней) река Шилка проводит подо льдом, освобождаясь от него полностью лишь к маю.

### **1.2 Флора и фауна**

Вдоль течения Шилки большую часть занимают горно-таежные ландшафты, типичные для Восточного Забайкалья. Сухие злаково-разнотравные степи сочетаются с горной восточносибирской тайгой. В нижней их части преобладают каштановые почвы, а выше залегают черноземы. Северные склоны сопок на высоте около 1000 м выстланы серыми лесными почвами.

Самыми распространенными растениями в зоне степей являются ковыль, змеевка, тимьян, бесстебельная лапчатка и др. На таежных участках преобладают сосна, береза, лиственница, кедр. При этом чаще всего северные части склонов покрыты светлыми лиственницами, а на южных преимущественно находятся сосновые боры. Кедр можно встретить лишь на самом верху горно-таежной зоны. Река Шилка почти на всем протяжении окружена каменистыми скалами, поэтому деревьями и кустарниками густо зарастают все равнинные участки, где русло хотя бы немного расширяется и течение становится спокойнее. Растительность здесь отличается большим многообразием.

Поверхность дна разнообразна и покрыта галькой и валунами, поэтому на реке часто встречаются перекаты, плесы, ямы и даже водопады. В большом количестве обитает в Шилке белуга, осетр, лосось, кета и таймень.

## 2 Водно-энергетические расчеты

### 2.1 Исходные данные

1. Могочинская ГЭС на реке Шилка
2. Энергосистема: ОДУ Сибири, Забайкальское РДУ,  $P_{\max}=1600$  МВт
3. Отметка НПУ=375,00 м
4. Отметка сухого дна=311,00 м
5. Потери напора  $\Delta h = (375.00 - 311.00) \cdot 1\% = 0.6$  м
6. Предельный напор  $H_{\text{пред}}=375,00-311,00-0.6= 63.4$  м
7. Коэффициент мощности  $k_N=8.5$
8. Зимний коэффициент  $k_z=0,8$

Для данной реки в результате исследований были получены данные ежемесячных расходов за 50 лет (таблица 2.1), требований ВХК и потерь на льдообразование, испарение и фильтрацию (таблица 2.2).

Таблица 2.1 - Гидрологический ряд р.Шилка

Кубические метры в секунду

Годы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Q <sub>ср</sub>
1933	177	157	138	1078	1597	998	888	871	776	484	169	185	627
1934	171	146	143	274	2082	1900	1103	1002	825	776	315	216	746
1935	195	170	162	474	3248	1726	949	805	514	399	230	208	757
1936	157	141	125	381	2310	2783	2410	1110	924	583	394	267	965
1937	248	198	180	390	4117	2659	1677	1064	691	687	504	264	1057
1938	217	197	171	1680	2436	2507	2117	1548	1097	914	628	275	1149
1939	287	239	205	2138	2743	1637	1520	943	543	462	230	208	930
1940	195	133	159	1248	1868	1610	1117	802	722	534	271	293	746
1941	234	210	193	774	3942	2763	1634	1070	815	726	375	256	1083
1942	257	210	192	764	2691	1873	1723	1290	672	815	432	326	937
1943	213	192	164	1193	1979	1910	1170	704	514	377	178	155	729
1944	146	123	157	1127	1537	1684	1383	1017	687	558	216	161	733
1945	156	143	105	1006	1908	995	663	717	419	331	213	189	570
1946	169	152	144	1086	1719	2332	1537	1260	1467	1284	593	350	1008
1947	325	271	243	2034	1715	2026	1752	1512	983	628	265	287	1003
1948	245	214	262	1501	2509	1866	1614	947	657	652	367	248	924
1949	244	217	175	1303	2639	1903	1477	847	672	553	226	232	874
1950	203	177	181	451	3373	2874	1137	874	731	514	204	210	911
1951	161	154	129	1150	1918	1199	841	628	422	375	217	196	616
1952	158	148	137	594	2690	2266	1691	1166	683	514	230	213	874
1953	196	159	188	1369	1868	1616	827	677	456	384	213	170	677
1954	167	157	137	274	2729	2469	2430	1058	914	558	454	265	968
1955	189	157	152	1152	2417	1423	737	604	553	593	291	216	707
1956	141	126	126	1264	1583	1831	1654	929	1023	652	504	217	838
1957	193	152	151	1482	2044	2938	1700	1240	929	766	726	321	1054
1958	216	197	196	1778	2824	3281	3106	1733	998	801	534	274	1328
1959	183	178	178	1571	2485	2369	1643	949	697	450	267	210	932
1960	175	169	164	677	2703	2510	2185	1370	1111	663	457	318	1042
1961	250	228	226	2434	1940	2546	1741	1434	1126	805	405	335	1123
1962	257	234	234	1909	1989	1792	850	678	470	420	214	197	770
1963	173	169	295	690	1675	2034	1081	748	593	499	648	291	741
1964	230	150	146	469	2493	1717	1308	850	538	386	250	195	728
1965	183	165	169	1186	2708	1418	890	535	810	652	351	272	778
1966	210	209	180	1142	3771	3127	2037	1019	593	405	248	201	1095

### Окончание таблицы 2.1

Годы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Qcp
1967	161	144	153	889	1477	1257	1142	1658	973	623	303	200	748
1968	154	130	361	1581	2032	1413	782	626	479	396	218	196	697
1969	143	117	126	1146	4422	3697	2010	1113	1023	1048	518	282	1304
1970	217	187	204	1912	2024	2823	1595	1163	904	845	390	272	1045
1971	190	175	178	1797	2491	2106	1739	866	583	410	237	163	911
1972	153	136	136	1609	2178	1743	1454	934	687	573	425	267	858
1973	204	175	172	1943	2493	2489	2139	1133	697	514	321	215	1041
1974	134	151	162	1606	1575	1313	746	725	511	484	264	176	654
1975	151	135	135	1261	1770	2811	1572	776	504	563	307	158	845
1976	161	118	131	975	2163	1634	1157	1257	677	821	325	205	802
1977	177	152	159	2074	2459	2006	1130	1017	801	717	494	202	949
1978	182	174	194	1997	1780	1451	1034	988	617	494	350	193	788
1979	203	175	183	723	2704	2286	1240	776	825	613	597	321	887
1980	214	172	182	983	1649	1770	1237	858	652	470	349	262	733
1981	175	157	149	1223	1607	1270	1083	654	583	499	272	194	656
1982	155	157	149	1364	1457	1467	757	777	466	504	428	164	654

Таблица 2.2 - Требования ВХК и потери

Кубические метры в секунду

Расх.	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Qвхк	270	270	270	540	540	540	540	540	540	540	270	270
Qисп	-	-	-	1	1	1	2	1	1	1	-	-
Qф	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Qлед	1	1	-1	-1	-	-	-	-	-	-	1	1
Сум.	3	3	1	2	3	3	4	3	3	3	3	3

### 2.2 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средноводного года

Из исходного гидрологического ряда реки (таблица 2.1) находим среднегодовые, среднеполоводные и среднемеженные расходы и ранжируем их в убывающем порядке (таблица 2.3).

Считаем, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому, а к маловодному – в которых меньше.

Таблица 2.3 - Ранжированные расходы

m	p%	Годы	Qp, м³/с	Годы	Qп, м³/с	Годы	Qм, м³/с
1	2,0	1958	1328	1969	6030	1969	613
2	3,9	1969	1304	1950	4579	1941	517
3	5,9	1938	1149	1979	4081	1938	500
4	7,8	1961	1123	1954	3532	1979	491
5	9,8	1966	1095	1942	3411	1957	463
6	11,8	1941	1083	1952	3378	1958	459
7	13,7	1937	1057	1960	3151	1942	459
8	15,7	1957	1054	1964	2963	1970	431
9	17,6	1970	1045	1941	2780	1947	429
10	19,6	1960	1042	1947	2775	1963	420
11	21,6	1973	1041	1958	2544	1949	396
12	23,5	1946	1008	1966	2519	1937	395

Окончание таблицы 2.3

m	p%	Годы	Q <sub>p</sub> , м <sup>3</sup> /с	Годы	Q <sub>п</sub> , м <sup>3</sup> /с	Годы	Q <sub>м</sub> , м <sup>3</sup> /с
13	25,5	1947	1004	1937	2379	1950	394
14	27,5	1954	968	1978	2364	1977	386
15	29,4	1936	966	1936	2153	1966	383
16	31,4	1977	949	1938	2058	1948	378
17	33,3	1942	937	1973	2039	1961	375
18	35,3	1959	932	1971	2033	1960	375
19	37,3	1948	923	1970	1903	1936	372
20	39,2	1950	911	1957	1881	1954	366
21	41,2	1971	911	1961	1870	1971	350
22	43,1	1979	887	1975	1854	1955	344
23	45,1	1949	874	1949	1831	1975	341
24	47,1	1952	874	1959	1803	1972	340
25	49,0	1939	865	1939	1796	1962	338
26	51,0	1972	858	1977	1737	1981	335
27	52,9	1975	845	1948	1687	1952	335
28	54,9	1956	838	1935	1682	1940	330
29	56,9	1976	802	1962	1635	1980	329
30	58,8	1978	788	1972	1584	1973	328
31	60,8	1965	778	1943	1563	1968	320
32	62,7	1962	770	1946	1526	1978	315
33	64,7	1935	757	1968	1452	1943	312
34	66,7	1967	748	1955	1432	1982	311
35	68,6	1934	746	1963	1385	1939	311
36	70,6	1940	746	1956	1381	1959	309
37	72,5	1963	741	1944	1350	1965	299
38	74,5	1944	733	1976	1335	1964	296
39	76,5	1980	733	1940	1329	1956	294
40	78,4	1943	729	1980	1299	1935	294
41	80,4	1964	728	1981	1296	1944	293
42	82,4	1955	707	1934	1281	1946	282
43	84,3	1968	697	1953	1271	1976	270
44	86,3	1953	677	1965	1258	1974	269
45	88,2	1981	655	1967	1233	1967	264
46	90,2	1974	654	1974	1193	1953	252
47	92,2	1982	654	1982	1164	1951	236
48	94,1	1933	627	1951	1147	1945	222
49	96,1	1951	616	1945	1058	1933	218
50	98,0	1945	570	1933	1035	1934	211

В качестве расчётного средневодного и маловодного годов принимаем 1939 и 1974 года соответственно, так как они не нуждаются в приведении. Для средневодного года осуществляем корректировку и результаты сводим в таблицу 2.4 и строим график (рисунок 2.1).

Таблица 2.4 - Скорректированные расходы средневодного и маловодного годов

Расход	Год	янв	фев	мар	апр	май	июн	июл
Q50%	1939	287	239	205	2138	2743	1637	1520
Q50% корр.	1939	190	205	227	2138	2743	1637	1520
Q90%	1974	134	151	162	1606	1575	1313	746

Окончание таблицы 2.4

Расход	Год	авг	сен	окт	ноя	дек	Ср.
Q50%	1939	943	543	462	230	208	930
Q50% корр.	1939	943	543	502	289	218	930
Q90%	1974	725	511	484	264	176	654

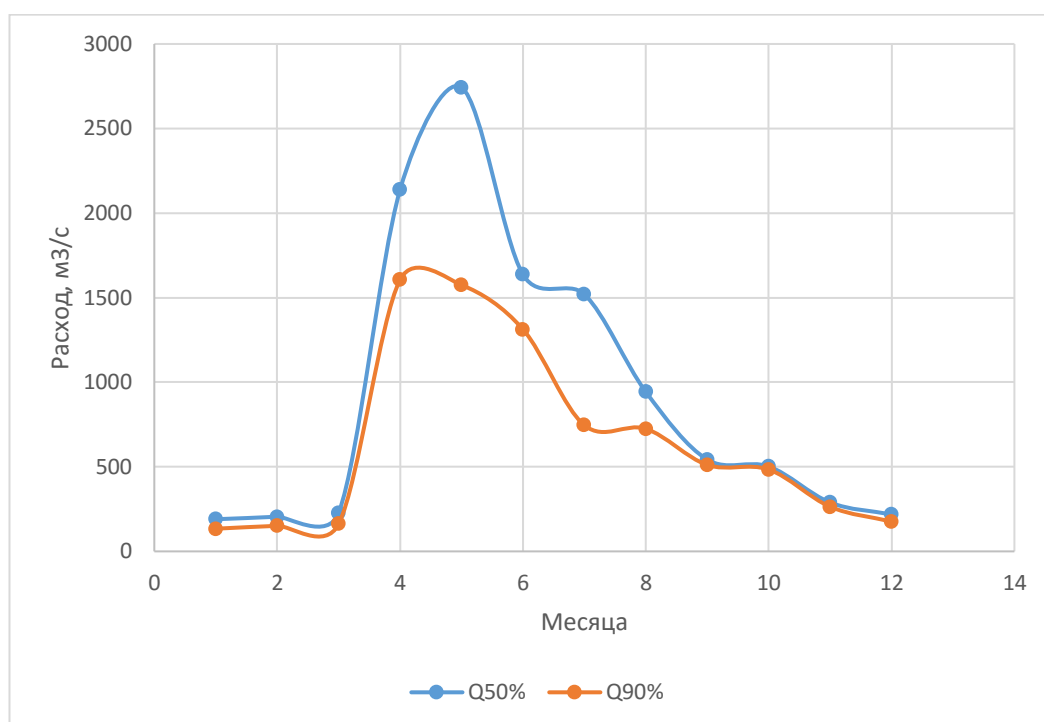


Рисунок 2.1 – Расходы маловодного и средневодного года

### 2.3 Построение суточных графиков нагрузки и ИКН

Используя [1] строим суточные графики для типичных зимних и летних суток и ИКН (Рисунок 2.2, 2.3).



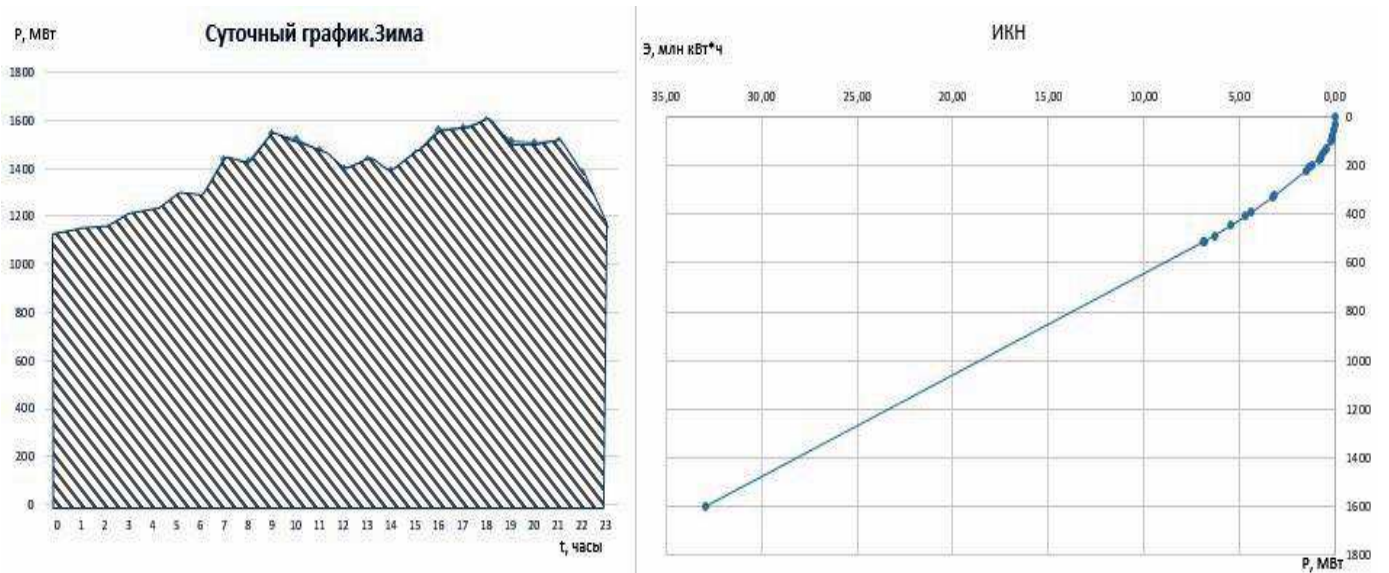


Рисунок 2.2 - Суточный график зимних суток

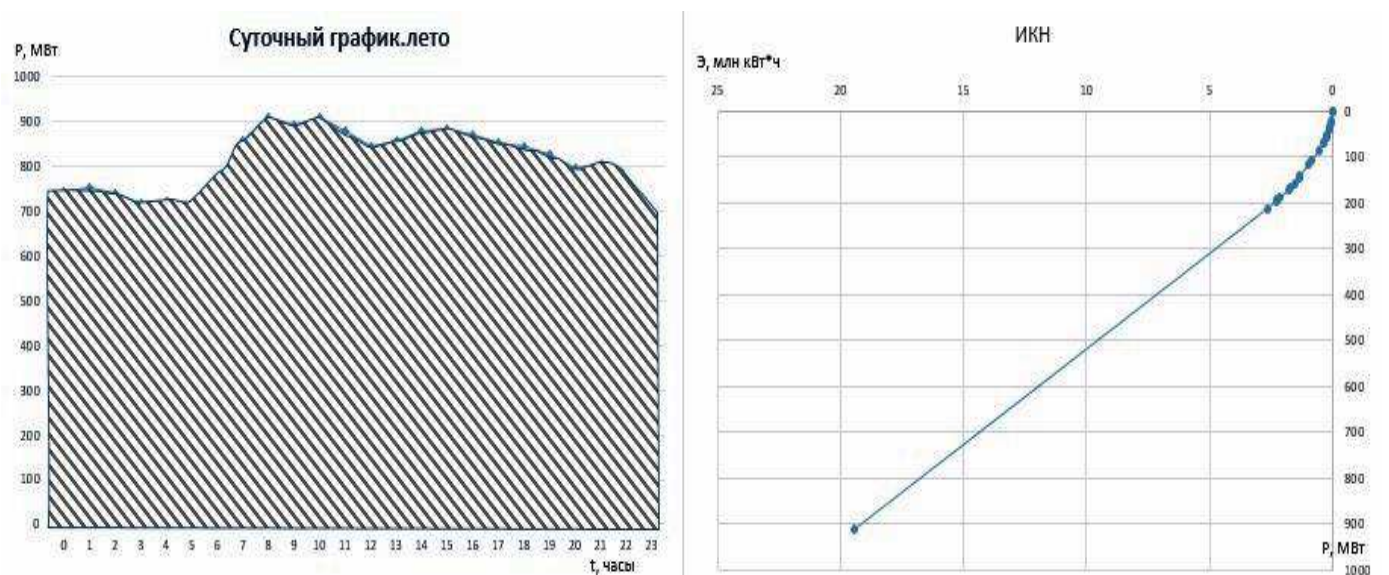


Рисунок 2.3 - Суточный график летних суток

## 2.4 Построение кривых связей ВБ и НБ

### 2.4.1 Кривые связи ВБ

Для того, чтобы рассчитать объем, необходимо найти зависимость площадей затопления от уровня воды в водохранилище. В программе Google Earth рассчитываем площади затопления для двух отметок и по формуле (2.1) рассчитываем объемы. Полученные результаты отражены в таблице 2.5.

$$\Delta V_i = \frac{1}{2} \cdot (F_i + F_{i+1}) \cdot \Delta H \quad (2.1)$$

Таблица 2.5 - Результаты расчетов объемов

F, км <sup>2</sup>	Zвб, м	Δ Н, км	Fсум, км <sup>2</sup>	Δ V, км <sup>3</sup>
0	311,00			0,000
3,00	319,00	0,024	26,50	1,62
23,50	343,00	0,032	93,70	6,45
70,20	375,00	0,008	160,00	19,20
89,80	383,00			

Чертим получившуюся зависимость  $Z_{вб}=f(V)$ , чтобы получить больше значений. Переносим значения с графика в таблицу. Для уточнения составляем полином 6-ой степени, который бы описывал функцию  $Z_{вб}=f(V)$ , округляем до 28 десятичных знаков:

$$\begin{aligned}
 Z_{вб.расч} = & 0,00000404370987183711 \cdot V^6 - 0,000309709999669394 \cdot V^5 \\
 & + 0,00898059177234245 \cdot V^4 - 0,119269050526782 \cdot V^3 \\
 & + 0,568926967331208 \cdot V^2 + 4,35180347994901 \cdot V \\
 & + 310,981509418081
 \end{aligned}$$

Значения занесем в таблицу 2.6 и построим зависимость объема от уровня ВБ (рисунок 2.4)

Таблица 2.6 - Зависимость уровня ВБ от объемов.

F	Zвб	Δ Н	Fсум	Δ V	Zвб, расч	Точность
0	311,00			0	310,97	-0,03
3,00	319,00	0,008	13,50	1,62	319,02	0,02
10,50	327,00	0,008	25,52	3,06	326,97	-0,03
15,02	335,00	0,008	38,52	4,62	334,99	-0,01
23,50	343,00	0,008	53,74	6,45	343,03	0,03
30,24	351,00	0,008	72,09	8,65	350,99	-0,01
41,85	359,00	0,008	95,75	11,49	359,00	0,00
53,90	367,00	0,008	124,10	14,89	367,00	0,00
70,20	375,00	0,008	160,00	19,20	374,98	-0,02
89,80	383,00	0,008	209,80	25,18	383,00	0,00
120,00	391,00					

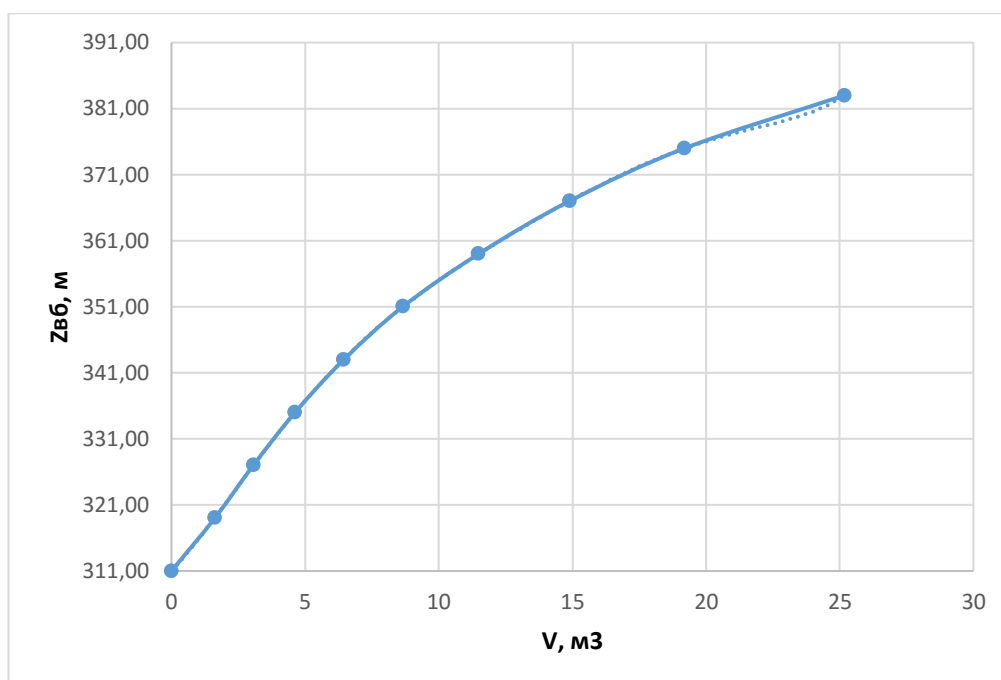


Рисунок 2.4 – Кривая связи ВБ

### 2.4.2 Кривые связи НБ

Для того, чтобы построить зависимость уровня воды в НБ от расхода, необходимо найти площади сечения отметки НБ.

Из Google Earth получили профиль створа, с помощью программы Advanced Grapher находим площади сечения для различных уровней воды в НБ. Скорость течения реки Шилка – 1,5 м/с. Умножив площадь сечения на скорость, получим искомый расход. Для нахождения расходов в зимнее время, полученные расходы умножаем на 0.8. Результаты сведем в таблицу 2.7. полученные кривые показаны на рисунке 2.5.

Таблица 2.7 – Результаты расчетов

Zнб, м	W, м²	Q, м³/с	Qзим, м³/с
311,00	0,00	0	0
313,00	235,60	353,40	282,72
315,00	445,10	667,65	534,12
317,00	705,30	1057,95	846,36
319,00	1006,10	1509,15	1207,32
321,00	1349,80	2024,70	1619,76
323,00	1729,62	2594,43	2075,54
325,00	2111,10	3166,65	2533,32
327,00	2509,80	3764,70	3011,76
329,00	2997,20	4495,80	3596,64
331,00	3796,70	5695,05	4556,04

Зависимость отметки НБ от расхода для зимних месяцев:

$$\begin{aligned}
Z_{\text{нб}} = & 0,00000000000000000000289480096 \cdot Q^6 \\
& - 0,000000000000000000003816495458316 \cdot Q^5 \\
& + 0,00000000000000000000182150249270212 \cdot Q^4 \\
& - 0,000000000370395756947584 \cdot Q^3 \\
& + 0,00000209972862030838 \cdot Q^2 + 0,00706479763448442 \cdot Q \\
& + 310,981675482646
\end{aligned}$$

Для летних:

$$\begin{aligned}
Z_{\text{нб}} = & 0,0000000000000000000007588547 \cdot Q^6 \\
& - 0,000000000000000000001250589236304 \cdot Q^5 \\
& + 0,00000000000000000000746087424341322 \cdot Q^4 \\
& - 0,000000000189642627729941 \cdot Q^3 \\
& + 0,00000134382633554253 \cdot Q^2 + 0,00565183784920009 \cdot Q \\
& + 310,98167604793
\end{aligned}$$

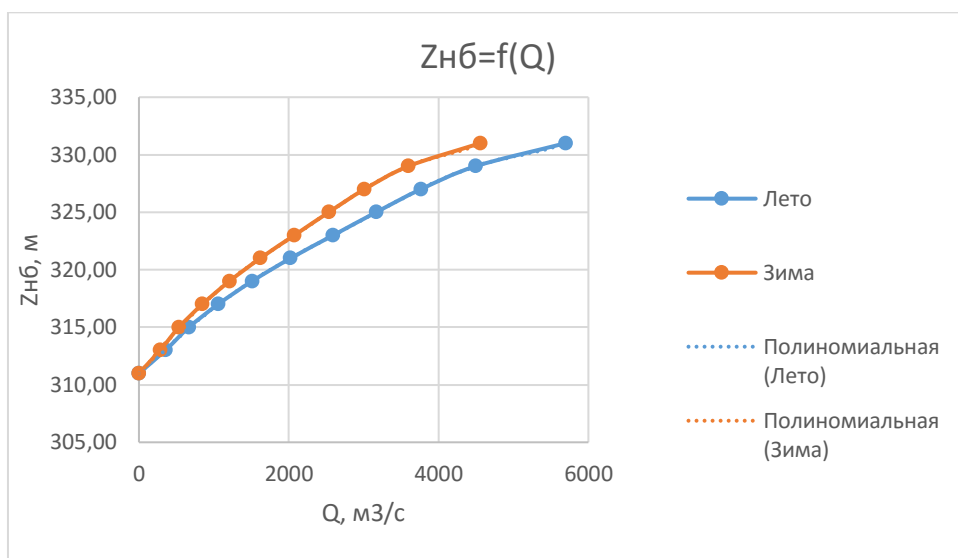


Рисунок 2.5 - Кривая связи нижнего бьефа

## 2.5 Водно-энергетический расчет

### 2.5.1 Расчет гарантированных мощностей

Для расчетов берем расходы маловодного года (Таблица 2.8). Результаты расчетов отражены в таблицах 2.9-2.11.

Таблица 2.8 - Расчёт режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК и потерь

Расх.	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q <sub>пол</sub> 90%	131	148	161	1604	1572	1310	742	722	508	481	261	173

Таблица 2.9 - Расчёт мощностей при работе по водотоку

Параметр	Янв.	Фев.	Мар.	Апр.	Май	Июн.
Q, м3/с	131	148	161	1604	1572	1310
Zвб	375	375	375	375	375	375
Zнб	311,78	311,90	312,00	320,94	320,80	319,55
H, м	63,02	62,90	62,80	53,86	54,00	55,25
N, МВт	70,18	79,12	85,94	734,39	721,52	615,26

Окончание таблицы 2.9

Параметр	Июл.	Авг.	Сен.	Окт.	Ноя.	Дек.
Q, м3/с	742	722	508	481	261	173
Zвб	375	375	375	375	375	375
Zнб	316,38	316,26	314,81	314,61	312,82	312,10
H, м	58,42	58,54	59,99	60,19	61,98	62,70
N, МВт	368,45	359,27	259,04	246,11	137,51	92,21

Таблица 2.10 - Расчет мощностей при работе по ВХК

Параметр	Янв.	Фев.	Мар.	Апр.	Май	Июн.
Q вхк, м3/с	270	270	270	540	540	540
Zвб	375	375	375	375	375	375
Zнб	312,89	312,89	312,89	315,04	315,04	315,04
H, м	61,91	61,91	61,91	59,76	59,76	59,76
N, МВт	142,08	142,08	142,08	274,29	274,29	274,29

Окончание таблицы 2.10

Параметр	Июл.	Авг.	Сен.	Окт.	Ноя.	Дек.
Q вхк, м3/с	540	540	540	540	270	270
Zвб	375	375	375	375	375	375
Zнб	315,04	315,04	315,04	315,04	312,89	312,89
H, м	59,76	59,76	59,76	59,76	61,91	61,91
N, МВт	274,29	274,29	274,29	274,29	142,08	142,08

Таблица 2.11 Избыток мощностей по водотоку и по ВХК.

Избыток	янв	фев	мар	апр	май	июн
$\Delta N$	-71,90	-62,95	-56,14	460,10	447,24	340,97

Окончание таблицы 2.11

Избыток	июл	авг	сен	окт	ноя	дек
$\Delta N$	94,16	84,99	-15,24	-28,18	-4,57	-49,87

Суммарный избыток  $\Delta N=1138$  МВт. Сработка водохранилища начинается с сентября.

## 2.5.2 Построение баланса энергии

Строим годовой график нагрузки для Забайкальского края [2] (рисунок 2.6).

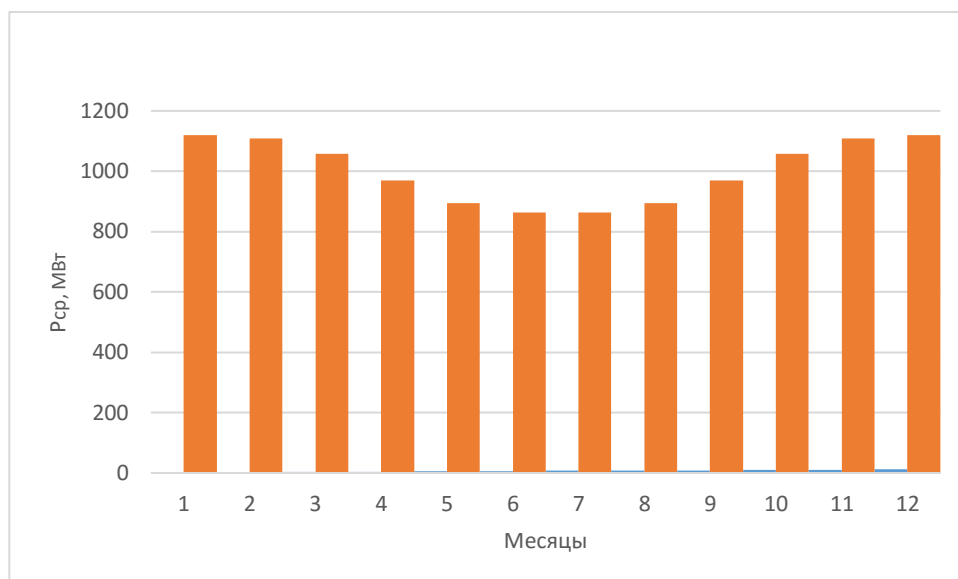


Рисунок 2.6 - Годовой график нагрузки

Далее строим баланс энергии. На годовом графике нагрузки отмечаем мощность по водотоку и по ВХК. Проводим линию гарантированной мощности так, чтобы образовавшиеся пустоты были равны избытку мощности  $\Delta N$  (рисунок 2.7).

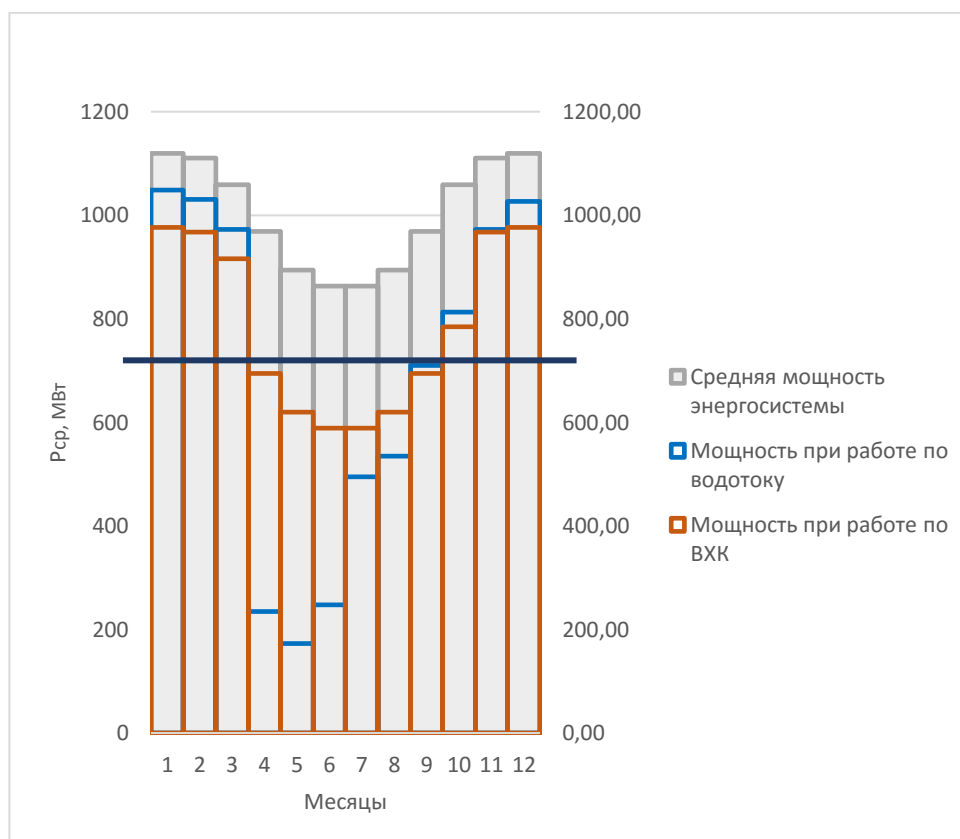


Рисунок 2.7 - Баланс энергии

Из графика получаем гарантированные мощности

$N_{\text{гар.янв}}=395$  МВт

$N_{\text{гар.фев}}=385$  МВт

$N_{\text{гар.мар}}=335$  МВт

$N_{\text{гар.окт}}=335$  МВт

$N_{\text{гар.ноя}}=385$  МВт

$N_{\text{гар.дек}}=395$  МВт

### 2.5.3 Распределение гарантированных мощностей

Строим таблицу для расчета гарантированных мощностей. В те месяцы, которые оказались на балансе энергии (рисунок 2.7) ниже гарантированной мощности (апрель-сентябрь) будем работать по ВХК.

Произведя первую итерацию получим таблицу 2.12.

Таблица 2.12 – Распределение гарантированной мощности (первая итерация)

Мес.	Q м <sup>3</sup> /с							V, км <sup>3</sup>		
	Q б, пол	Q х.сб	Q ф	Q водх	Q вхк	Q нб	Q гэс	НАЧ	дельта	КОН
Сен.	508	0	2	30	540	540	538	19,20	0,08	19,12
Окт.	481	0	2	193	540	676	674	19,12	0,52	18,61
Ноя.	261	0	2	549	270	812	810	18,61	1,42	17,18
Дек.	173	0	2	716	270	891	889	17,18	1,92	15,26
Янв.	131	0	2	849	270	982	980	15,26	2,27	12,99
Фев.	148	0	2	948	270	1098	1096	12,99	2,29	10,70
Мар.	161	0	2	1002	540	1165	1163	10,70	2,68	8,01
Апр.	1604	0	2	-1066	540	540	538	8,01	-2,76	10,78
Май	1572	0	2	-1034	540	540	538	10,78	-2,77	13,55
Июн.	1310	0	2	-772	540	540	538	13,55	-2,00	15,55
Июл.	742	0	2	-204	540	540	538	15,55	-0,55	16,09
Авг.	722	0	2	-184	540	540	538	16,09	-0,49	16,59

Окончание таблицы 2.12

Мес.	Z вб			Z нб	H, м	N, МВт	N гар, МВт
	НАЧ	КОН	CP				
Сен.	375,00	374,89	374,94	314,18	60,56	277	по вхк
Окт.	374,89	374,11	374,50	315,90	58,40	335	335
Ноя.	374,11	371,68	372,90	316,79	55,91	385	385
Дек.	371,68	367,82	369,75	317,27	52,28	395	395
Янв.	367,82	362,67	365,25	317,81	47,24	393	395
Фев.	362,67	356,91	359,79	318,46	41,13	383	385
Мар.	356,91	348,88	352,90	318,81	33,88	335	335
Апр.	348,88	357,12	353,00	314,18	38,62	177	по вхк
Май	357,12	363,97	360,55	314,18	46,16	211	по вхк
Июн.	363,97	368,43	366,20	314,18	51,81	237	по вхк
Июл.	368,43	369,56	368,99	314,18	54,61	250	по вхк
Авг.	369,56	370,55	370,05	314,18	55,67	255	по вхк

В результате первой итерации водохранилище не наполнилось до НПУ. Чтобы это исправить уменьшаем гарантированную мощность.

В результате второй итерации напор не просел и водохранилище наполнилось до НПУ (таблица 2.13).

Таблица 2.13 – Распределение гарантированной мощности (вторая итерация)

Мес.	Q м³/с							V, км³		
	Q б, пол	Q х.сб	Q ф	Q водх	Q вхк	Q нб	Q гэс	НАЧ	дельта	КОН
Сен.	508	0	2	30	540	540	538	19,20	0,08	19,12
Окт.	481	0	2	106	540	589	587,4	19,12	0,28	18,84
Ноя.	261	0	2	449	270	712	710,4	18,84	1,16	17,67
Дек.	173	0	2	596	270	771	769,4	17,67	1,60	16,08
Янв.	131	0	2	698	270	831	829,4	16,08	1,87	14,20
Фев.	148	0	2	736	270	886	884,4	14,20	1,78	12,42
Мар.	161	0	2	668	540	831	829,4	12,42	1,79	10,63
Апр.	1604	0	2	-1066	540	540	538,4	10,63	-2,76	13,39
Май	1572	0	2	-1034	540	540	538	13,39	-2,77	16,16
Июн.	1310	0	2	-772	540	540	538	16,16	-2,00	18,17
Июл.	742	0	2	-204	540	540	538	18,17	-0,55	18,71
Авг.	722	0	2	-184	540	540	538	18,71	-0,49	19,20

Окончание таблицы 2.13

Мес.	Z вб			Z нб	H, м	N, МВт	N гар, МВт
	НАЧ	КОН	СР				
Сен.	375,00	374,89	374,94	314,18	60,56	277	по вхк
Окт.	374,89	374,47	374,68	315,31	59,17	295	295
Ноя.	374,47	372,57	373,52	316,14	57,17	345	345
Дек.	372,57	369,52	371,05	316,53	54,32	355	355
Янв.	369,52	365,48	367,50	316,91	50,40	355	355
Фев.	365,48	361,30	363,39	317,24	45,95	345	345
Мар.	361,30	356,74	359,02	316,91	41,91	295	295
Апр.	356,74	363,62	360,18	314,19	45,79	210	по вхк
Май	363,62	369,70	366,66	314,18	52,28	239	по вхк
Июн.	369,70	373,41	371,56	314,18	57,17	261	по вхк
Июл.	373,41	374,28	373,84	314,18	59,46	272	по вхк
Авг.	374,28	375,00	374,64	314,18	60,26	276	по вхк

Построив зависимость Zвб от месяцев, получим график (рисунок 2.8). Из графика видно, что отметка 356,74 – УМО.

Полезный объем водохранилища будет равняться разности объемов при НПУ и УМО (2.2).

$$V_{\text{пол}} = 19,20 - 10,63 = 8,57 \text{ м}^3$$



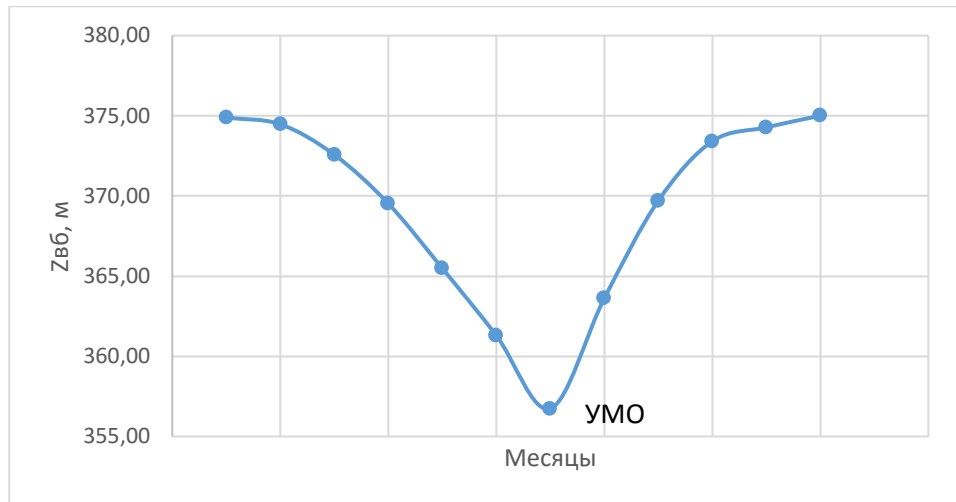


Рисунок 2.8 - Изменение Zвб в течение года

## 2.6 Определение установленной мощности ГЭС

Установленная мощность ГЭС рассчитывается по формуле (2.2).

$$N_{уст} = N_{раб} + N_{рез} \quad (2.2)$$

Для того, чтобы найти рабочую мощность, необходимо вписать ГЭС в ИКН для типичных зимних суток (рисунок 2.10). Из таблицы 2.13 берем значение максимальной гарантированной мощности умножаем его на 24, получив тем самым гарантированную выработку (2.3).

$$\mathcal{E}_{раб} = P_{гар.макс} * 24 = 355 \text{ МВт} * 24 = 8520000 \text{ кВт} * \text{ч} \quad (2.3)$$

$$\mathcal{E}_{раб.зим} = 8520000 * 1,1 = 9372000 \text{ кВт} * \text{ч}$$

$$\mathcal{E}_{раб.лет} = 8520000 * 0,9 = 7668000 \text{ кВт} * \text{ч}$$

Полученную выработку откладываем на соответствующих ИКН и проводим вертикальные катеты до пересечения с графиком (рис 2.9, 2.10). Величина этих катетов будет являться рабочей мощностью ГЭС

$$N_{раб.лет} = 420 \text{ МВт}$$

$$N_{раб.зим} = 550 \text{ МВт}$$

$$N_{уст} = N_{раб.зим} + N_{рез} = 550 + (1600 * 3\%) = 600 \text{ МВт} \quad (2.4)$$

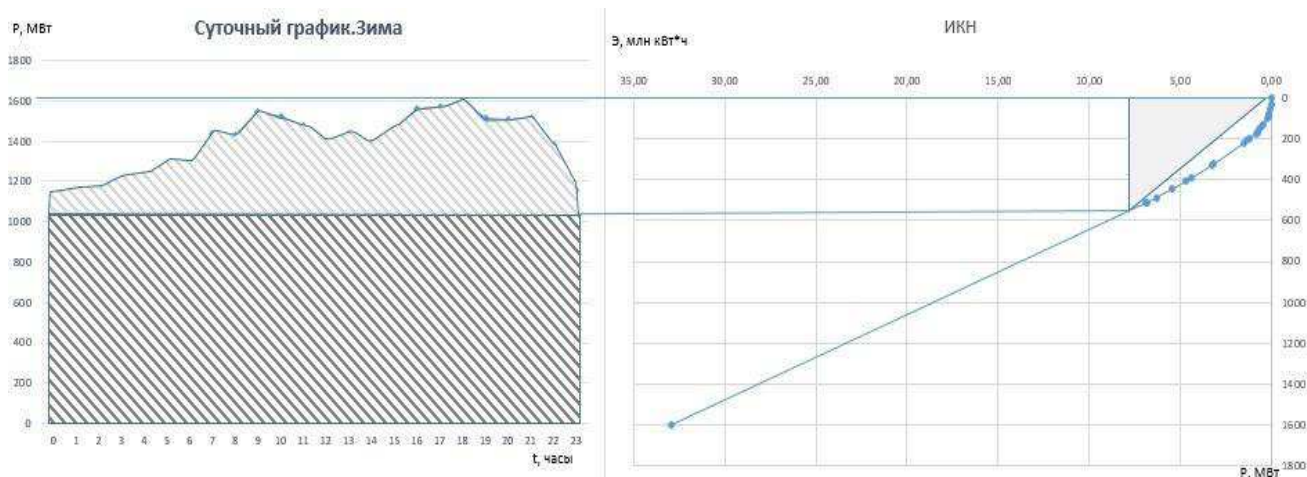


Рисунок 2.9 - Суточный график типичных зимних суток и ИКН

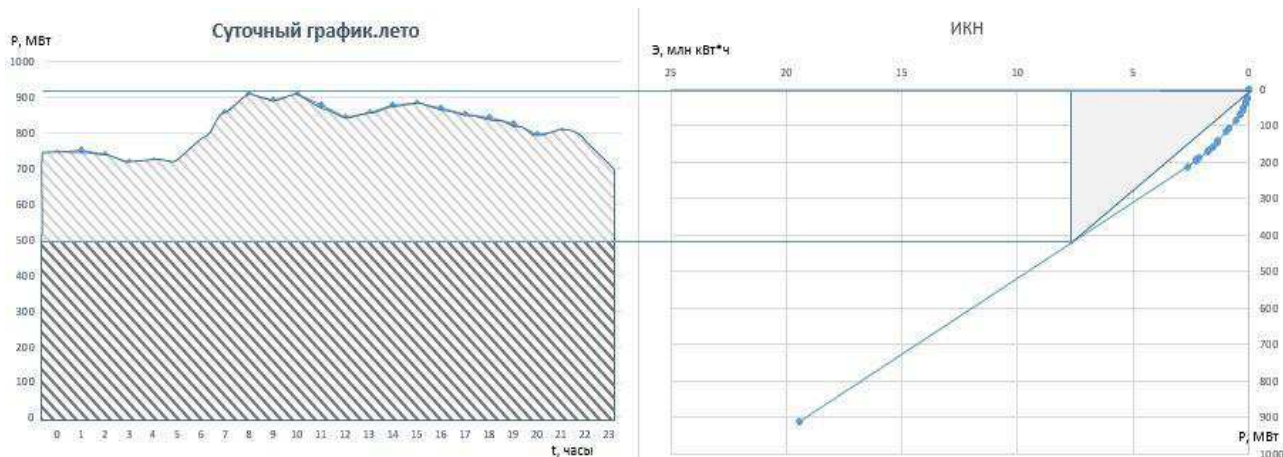


Рисунок 2.10 - Суточный график типичных летних суток и ИКН

## 2.7 Определение среднемноголетней выработки

Для определения среднемноголетней выработки необходимо произвести ВЭР для средневодного года. Он проводится аналогично, при этом важным условием является сработка водохранилища до УМО последующее наполнение до НПУ. Расходы берем из таблицы 2.8.

Первый расчет проводим по отметкам маловодного года (таблица 2.14), а второй – по гарантированным мощностям маловодного года (таблица 2.15). В первом случае суммарная выработка равна 3,57 млрд. кВт\*ч, а во втором - 3,62 млрд. кВт\*ч. Выбираем второй вариант сработки, так как в этом случае выработка больше.

Таблица 2.14 - ВЭР для среднегодового года (первый расчет)

Мес.	Q м³/с							V, км³		
	Q б, пол	Q х.сб	Q ф	Q водх	Q вхк	Q нб	Q гэс	НАЧ	дельта	КОН
Сен.	540	0	2	29	540	571	569	19,20	0,08	19,12
Окт.	499	0	2	107	540	608	606	19,12	0,29	18,84
Ноя.	286	0	2	450	270	738	736	18,84	1,17	17,67
Дек.	215	0	2	596	270	813	811	17,67	1,60	16,08
Янв.	187	0	2	699	270	888	886	16,08	1,87	14,20
Фев.	202	0	2	736	270	940	938	14,20	1,78	12,42
Мар.	226	0	2	668	270	896	894	12,42	1,79	10,63
Апр.	2136	0	2	-1000	540	1138	1136	10,63	-2,59	13,23
Май	2740	0	2	-1290	540	1452	1450	13,23	-3,46	16,68
Июн.	1634	0	2	-580	540	1056	1054	16,68	-1,50	18,18
Июл.	1516	0	2	-330	540	1188	1186	18,18	-0,88	19,07
Авг.	940	0	2	-50	540	892	890	19,07	-0,13	19,20

Окончание таблицы 2.14

Мес.	Z вб			Z нб	H, м	N, МВт	N гар, МВт	Э
	НАЧ	КОН	СР					
Сен.	375,00	374,89	374,94	314,37	60,38	292	по вхк	0,210
Окт.	374,89	374,47	374,68	315,44	59,04	304	288	0,226
Ноя.	374,47	372,57	373,52	316,31	57,01	357	338	0,257
Дек.	372,57	369,52	371,05	316,79	54,05	373	348	0,277
Янв.	369,52	365,48	367,50	317,25	50,05	377	348	0,280
Фев.	365,48	361,30	363,39	317,56	45,63	364	338	0,244
Мар.	361,30	356,74	359,02	317,30	41,52	316	288	0,235
Апр.	356,74	363,22	359,98	317,39	42,39	409	по вхк	0,295
Май	363,22	370,73	366,98	318,80	47,98	591	по вхк	0,440
Июн.	370,73	373,44	372,09	316,99	54,90	492	по вхк	0,354
Июл.	373,44	374,81	374,12	317,62	56,30	568	по вхк	0,422
Авг.	374,81	375,00	374,90	316,15	58,55	443	по вхк	0,330

$$\sum \text{Э} = 3,57 \text{ млрд. кВт} \cdot \text{ч}$$

Таблица 2.15 ВЭР для средневодного года (второй расчет)

Мес.	Q м³/с							V, км³		
	Q б, пол	Q х.сб	Q ф	Q водх	Q вхк	Q нб	Q гэс	НАЧ	дельта	КОН
Сен.	540	0	2	29	540	571	569	19,20	0,08	19,12
Окт.	499	0	2	88	540	589	587	19,12	0,24	18,89
Ноя.	286	0	2	422	270	710	708	18,89	1,09	17,80
Дек.	215	0	2	548	270	765	763	17,80	1,47	16,33
Янв.	187	0	2	627	270	816	814	16,33	1,68	14,65
Фев.	202	0	2	655	270	859	857	14,65	1,58	13,06
Мар.	226	0	2	907	270	1135	1133	13,06	2,43	10,63
Апр.	2136	0	2	-1300	540	838	836	10,63	-3,37	14,00
Май	2740	0	2	-1250	540	1492	1490	14,00	-3,35	17,35
Июн.	1634	0	2	-403	540	1233	1231	17,35	-1,04	18,40
Июл.	1516	0	2	-280	540	1238	1236	18,40	-0,75	19,15
Авг.	940	0	2	-20	540	922	920	19,15	-0,05	19,20

Окончание таблицы 2.15

Мес.	Z вб			Z нб	H, м	N, МВт	N гар, МВт	Э
	НАЧ	КОН	СР					
Сен.	375,00	374,89	374,94	314,37	60,38	292	по вхк	0,210
Окт.	374,89	374,55	374,72	315,31	59,21	295	295	0,220
Ноя.	374,55	372,78	373,66	316,13	57,34	345	345	0,248
Дек.	372,78	370,03	371,41	316,49	54,72	355	355	0,264
Янв.	370,03	366,48	368,26	316,81	51,25	355	355	0,264
Фев.	366,48	362,84	364,66	317,08	47,38	345	345	0,232
Мар.	362,84	356,74	359,79	318,66	40,94	394	295	0,293
Апр.	356,74	365,03	360,89	315,86	44,82	318	по вхк	0,229
Май	365,03	372,00	368,51	318,96	49,35	625	по вхк	0,465
Июн.	372,00	373,79	372,89	317,83	54,86	574	по вхк	0,413
Июл.	373,79	374,92	374,35	317,86	56,30	591	по вхк	0,440
Авг.	374,92	375,00	374,96	316,31	58,45	457	по вхк	0,340

$$\sum \text{Э} = 3,62 \text{ млрд. кВт} \cdot \text{ч}$$

## 2.8 Построение режимного поля ГЭС

Для построения области допустимых режимов работы Могочинской ГЭС воспользуемся [2]. Расчеты представлены в таблице 2.16, полученное поле – на рисунке 2.11.

Полученная по режимному полю область находится в допустимых значениях по напору и расходу (рис.4.1). Максимальный напор  $H_{\max}$  составил 64 м, расчётный  $H_p=46$  м, минимальный  $H_{\min}=37$  м.

Таблица 2.16 - Расчет режимного поля

Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линия огр. по №		Линия по турбине	
Q нб	Z нб	Н нпу	Н умо	Н янв.	Н	Q	Н	Q
0	310,98	63,42	45,16	53,90	45,48	1629,68	45,48	1629,67
100	311,56	62,84	44,58	53,32	45,98	1611,95	44,98	1620,69
200	312,15	62,25	43,99	52,73	46,48	1594,61	44,48	1611,66
300	312,75	61,65	43,39	52,13	46,98	1577,64	43,98	1602,58
400	313,35	61,05	42,79	51,53	47,48	1561,03	43,48	1593,44
500	313,95	60,45	42,19	50,93	47,98	1544,76	42,98	1584,25
600	314,53	59,87	41,61	50,35	48,48	1528,83	42,48	1575,01
700	315,10	59,30	41,04	49,78	48,98	1513,22	41,98	1565,71
800	315,66	58,74	40,48	49,22	49,48	1497,93	41,48	1556,36
900	316,19	58,21	39,95	48,69	49,98	1482,95	40,98	1546,95
1000	316,71	57,69	39,43	48,17	50,48	1468,26	40,48	1537,49
1100	317,20	57,20	38,94	47,68	50,98	1453,86	39,98	1527,96
1200	317,68	56,72	38,46	47,20	51,48	1439,74	39,48	1518,38
1300	318,14	56,26	38,00	46,74	51,98	1425,89	38,98	1508,73
1400	318,58	55,82	37,56	46,30	52,48	1412,30	38,48	1499,02
1500	319,00	55,40	37,14	45,88	52,98	1398,97	37,98	1489,25
1600	319,40	55,00	36,74	45,48	53,48	1385,89	37,48	1479,42
1700	319,80	54,60	36,34	45,08	53,98	1373,06	36,98	1469,52
1800	320,18	54,22	35,96	44,70	54,48	1360,46	36,48	1459,55
1900	320,55	53,85	35,59	44,33	54,98	1348,08	35,98	1449,51
2000	320,91	53,49	35,23	43,97	55,48	1335,93	35,48	1439,40
2100	321,27	53,13	34,87	43,61	55,98	1324,00	34,98	1429,23
2200	321,62	52,78	34,52	43,26	56,48	1312,28	34,48	1418,97
2300	321,97	52,43	34,17	42,91	56,98	1300,77	33,98	1408,65
2400	322,32	52,08	33,82	42,56	57,48	1289,45	33,48	1398,25

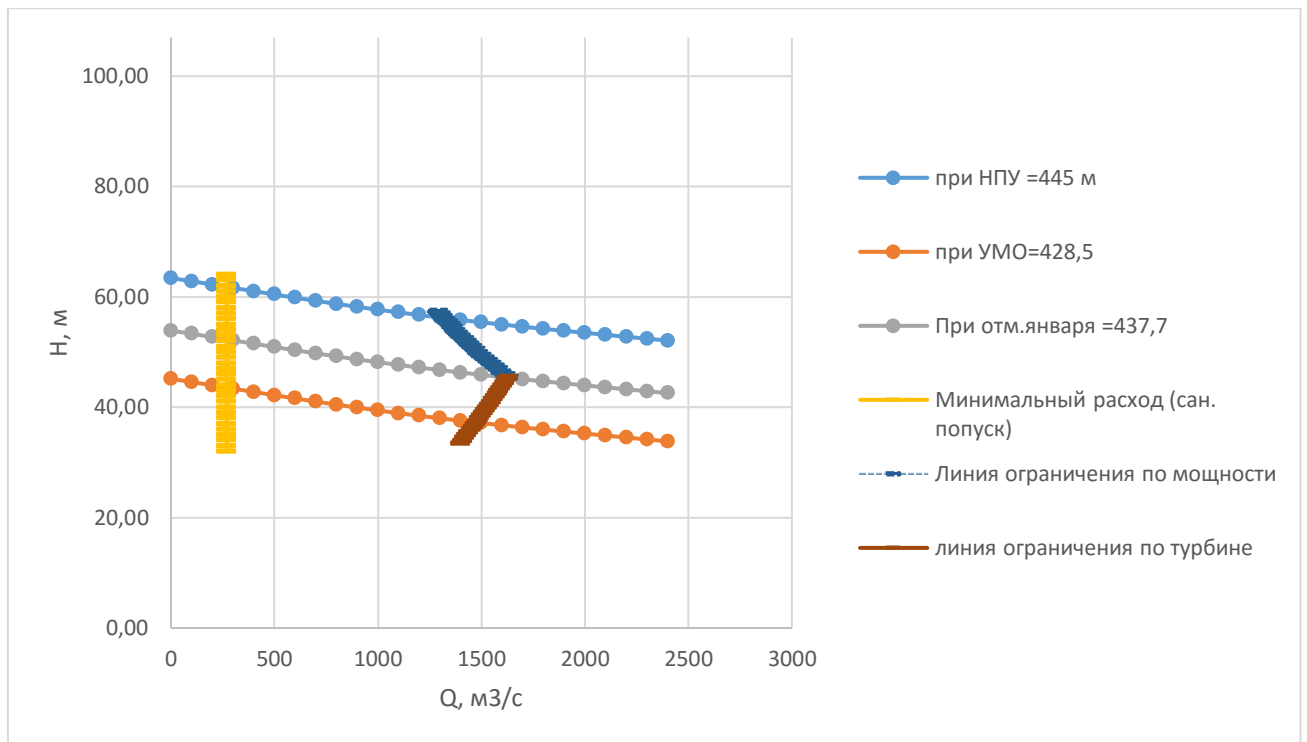


Рисунок 2.11 - Режимное поле ГЭС

## 2.8 Построение баланса мощностей

Рассчитаем необходимые данные для построения графика баланса мощностей используя [2], результаты расчетов сведем в таблицу 2.17. Результирующий график показан на рисунке 2.12.

Таблица 2.17 - Результаты расчетов

Месяц	Нагрузка системы			Проектируемая				ТЭС			
	Р <sub>max</sub> , МВт	Р <sub>ар</sub> , МВт	Р <sub>нр</sub> , МВт	Н <sub>раб</sub> , МВт	Н <sub>ар</sub> , МВт	Н <sub>нр</sub> , МВт	Н <sub>рем</sub> , МВт	Н <sub>раб</sub> , МВт	Н <sub>ар</sub> , МВт	Н <sub>нр</sub> , МВт	Н <sub>рем</sub> , МВт
1	1589,91	127	32	562	-	48		850	68	17	
2	1513,30	121	30	541	-	45		850	68	17	
3	1380,61	110	28	524	-	42		850	68	17	
4	1227,39	98	25	486	-	39		741	59	15	
5	1094,70	88	22	448	-	36		647	52	13	160
6	1018,09	81	20	410	-	33		608	49	12	250
7	1018,09	81	20	410	-	33		608	49	12	250
8	1094,70	88	22	448	-	36		647	52	13	160
9	1227,39	98	25	486	-	39	100	741	59	15	
10	1380,61	110	28	524	-	42		850	68	17	
11	1513,30	121	30	541	-	45		850	68	17	
12	1589,91	127	32	562	-	48		850	68	17	

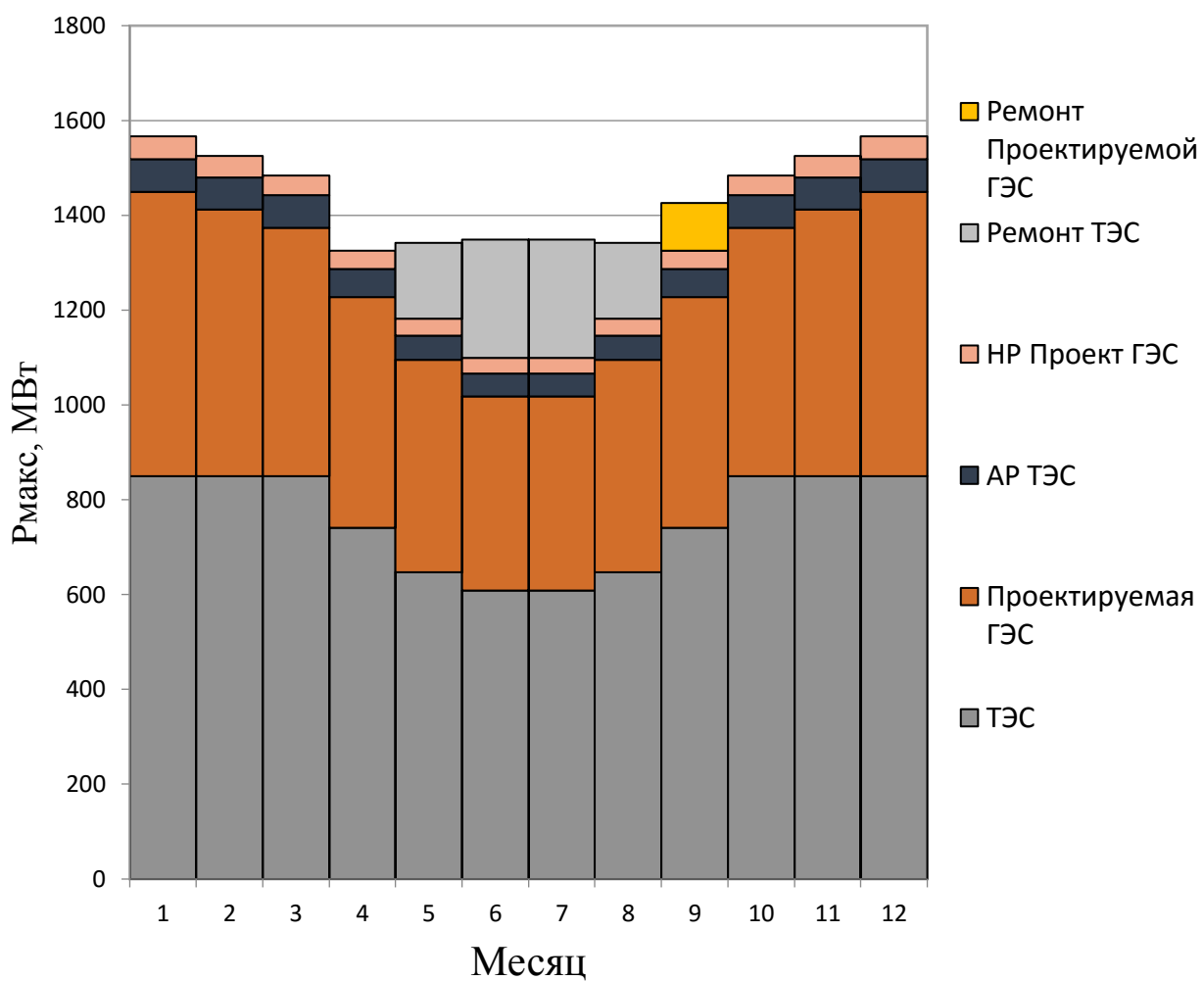


Рисунок 2.12- Баланс мощности

### 3 Выбор основного и вспомогательного оборудования

#### 3.1 Выбор системы и типа гидротурбины

Подбор оборудования с использованием главных универсальных характеристик состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин наметить такие варианты диаметры 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 и количестве установленных агрегатов.

Область допустимых режимов представлена на рисунке 2.11. Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижней – при работе с водохранилищем, сработанным до УМО.

Для известного диапазона изменения напора по справочным данным выбираем все возможные типы гидротурбин. Выбираем следующие типы гидротурбин: РО75-В, ПЛД70-В60°, ПЛ70-В. Так как поворотно-лопастные гидротурбины более эффективны при малых напорах (до 40 м), в дальнейшем расчете ее не рассматриваем. Основные параметры выбранных типов модельных гидротурбин представлены в табл.3.1.

Таблица 3.1. Параметры выбранных типов модельных ГТ

Параметр	РО75-В	ПЛД70-В60°
Н пред., м	75	70
Н min/Н max	0,60	0,5
$n'_{10}, \text{мин}^{-1}$	70	107
$Q'_{10}, \text{л/с}$	1010	1020
$\eta_{\text{мо}}$	0,918	0,907
$Q'_{1\text{max}}, \text{л/с}$	1150÷1220	1100÷1300
$\sigma$ при $Q'_{1\text{max}}$	0,12÷0,128	0,27÷0,40
D1м, м	0,460	0,345
Нм, м	4	3÷6
tм, °С	7	3÷7

Главные универсальные характеристики моделей представлены на рисунках 3.1-3.4.



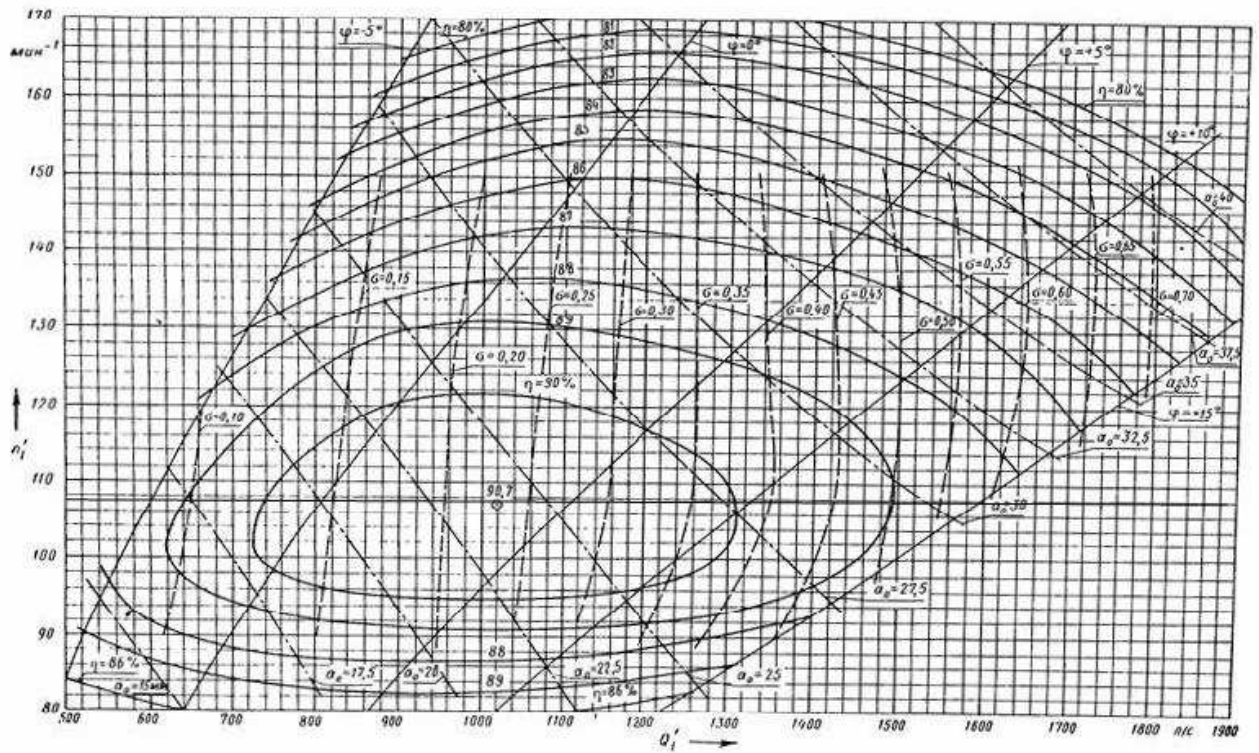


Рисунок 3.1 - ГУХ ПЛД70-В60

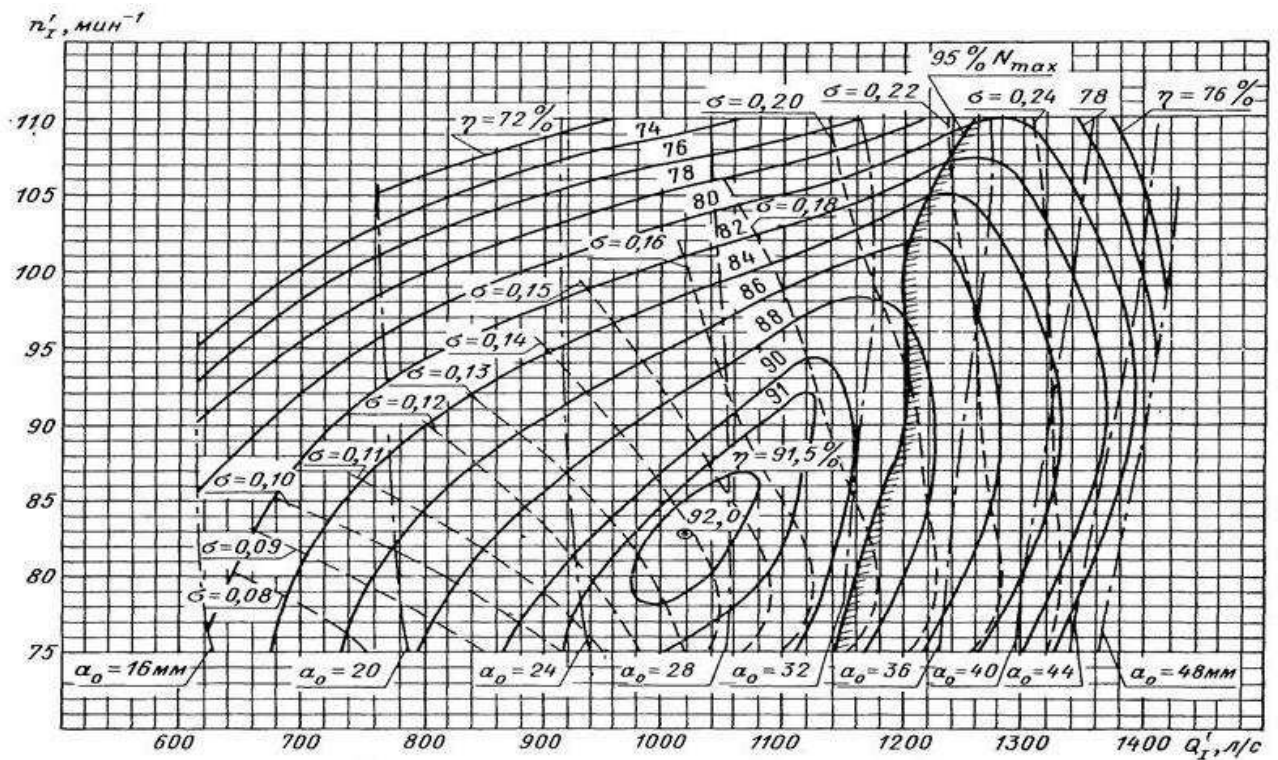


Рисунок 3.2 - ГУХ PO75-В

На главной универсальной характеристике намечаем расчетную точку, предварительно проведя линию  $n'_{10}$  через оптимум КПД.

Определяем мощность агрегата в расчетной точке для следующих параметров:

- $Q'_{1p} = 1,6 \text{ м}^3/\text{с};$
- $n_{\text{опт.}} = 107 \text{ об/мин};$
- $H_p = 46 \text{ м};$
- при  $t_H = 10 \text{ }^\circ\text{C}, \nu_H = 1,3 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с};$
- при  $t_M = 2 \text{ }^\circ\text{C}, \nu_M = 1,55 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}.$

Найдем КПД натурной турбины в расчётной точке:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left[ (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_H}{\nu_M}} \right], \quad (3.1)$$

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

$D_1, H_p$ -диаметр и расчётный напор натурной турбины;

$\nu_H, \nu_M$ - коэффициенты кинематической вязкости для натурной и модельной гидротурбины;

$\varepsilon$ -коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям и принимаемый равным 0,75.

$$\eta_T = 1 - (1 - 0,885) \cdot \left[ (1 - 0,75) + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,345}{5,3}} \cdot \sqrt[10]{\frac{5}{46}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,3}{1,55}} \right] = 0,95.$$

$$N_{\text{арп}} = 9,81 \cdot Q'_{1p} \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_G \quad (3.2)$$

где  $Q'_{1p}$ -приведенный расход воды в расчётной точке;

$\eta_G$ -средний КПД генератора, принимаем 0,97;

$$N_{\text{арп}} = 9,81 \cdot 1,6 \cdot 5,3^2 \cdot 91 \cdot \sqrt{46} \cdot 0,95 \cdot 0,97 \cdot 10^{-3} = 1274 \text{ МВт}.$$

Находим число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$z^* = \frac{N_{\text{ГЭС}}^{\text{уст}}}{N_{\text{арп}}} = \frac{580}{127,4} = 4,55. \quad (3.3)$$

Число агрегатов проектируемой ГЭС должно выбираться кратным двум или трём, что упрощает главную схему электрических соединений, обеспечивает взаимозаменяемость электротехнического оборудования, улучшает и снижает затраты при проведении его ремонта. Исходя из этого принимаем  $z = 6$  шт.

Уточняем мощность агрегата:

$$N_{\text{арп}} = \frac{N_{\text{ГЭС}}^{\text{уст}}}{z} = \frac{580}{4} = 96,67 \text{ МВт}. \quad (3.4)$$

Определяем поправку  $\Delta_1$  и синхронную частоту вращения гидротурбины:

$$\Delta_1 = \frac{\eta_T}{\eta_M} = \frac{0,95}{0,885} = 1,08, \quad (3.5)$$

$$n_{c1} = \frac{n_{opt} \cdot \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1} = \frac{107 \cdot \sqrt{1,08 \cdot 46}}{5,3} = 142,22 \text{ об/мин.} \quad (3.6)$$

Принимаем стандартное значение синхронной частоты  $n_{c1} = 150$  об/мин.

Для уточнения положения рабочей точки вычислим  $n'_1$  при  $H_p$ ,  $H_{max}$  и  $H_{min}$ :

$$n'_{1H_p} = \frac{n_{c1} \cdot D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}} = \frac{150 \cdot 5,3}{\sqrt{1,08 \cdot 46}} = 112,85 \text{ об/мин;} \quad (3.7)$$

$$n'_{1H_{max}} = \frac{n_{c1} \cdot D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_{min}}} = \frac{150 \cdot 5,3}{\sqrt{1,08 \cdot 37}} = 116,72 \text{ об/мин;} \quad (3.8)$$

$$n'_{1H_{min}} = \frac{n_{c1} \cdot D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_{max}}} = \frac{150 \cdot 5,3}{\sqrt{1,08 \cdot 64}} = 95,68 \text{ об/мин.} \quad (3.9)$$

На ГУХ проводим линии  $n'_{1H_p}$ ,  $n'_{1H_{max}}$  и  $n'_{1H_{min}}$ . Определяем окончательно положение расчётной точки с учётом округлённого числа агрегатов и уточнённой мощности агрегата. Для этого на главной универсальной характеристике на линии  $n'_{1H_p}$  подбираем такие сочетания  $Q'_1$  и  $\eta_T$ , чтобы выполнить равенство (рис.3.1).

При  $H_p$ :

$$Q'_1 \cdot \eta_T = \frac{N_{арп}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T} = \frac{96666,67}{9,81 \cdot 5,3^2 \cdot 46 \cdot \sqrt{46} \cdot 0,97} = 1,159 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.10)$$

При  $H_{max}$ :

$$Q'_1 \cdot \eta_T = \frac{N_{арп}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T} = \frac{96666,67}{9,81 \cdot 5,3^2 \cdot 64 \cdot \sqrt{64} \cdot 0,97} = 0,706 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.11)$$

Координаты расчётных точек:  $Q'_1 = 1,288 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  $\eta_T = 0,9$  о. е.;  $Q'_1 = 0,79 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  $\eta_T = 0,89$  о. е.

Чтобы ограничить зону работы слева, рассчитываем  $q \cdot H_{min}$  и  $q \cdot H_{max}$  и откладываем их на ГУХ.

$$q \cdot H_{min} = \frac{Q_{min}}{2 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{max}} \cdot \Delta_1} = \frac{270}{2 \cdot 5,3^2 \cdot \sqrt{64} \cdot 1,08} = 0,71 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.12)$$

$$q \cdot H_{\max} = \frac{Q_{\min}}{2 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\min}} \cdot \Delta l} = \frac{270}{2 \cdot 5.3^2 \cdot \sqrt{37} \cdot 1.08} = 0.58 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.13)$$

Цифра 2 в знаменателе означает, что минимальный расход возможно пропустить через 2 турбины.

Зона работы турбины показана на рисунке 3.3

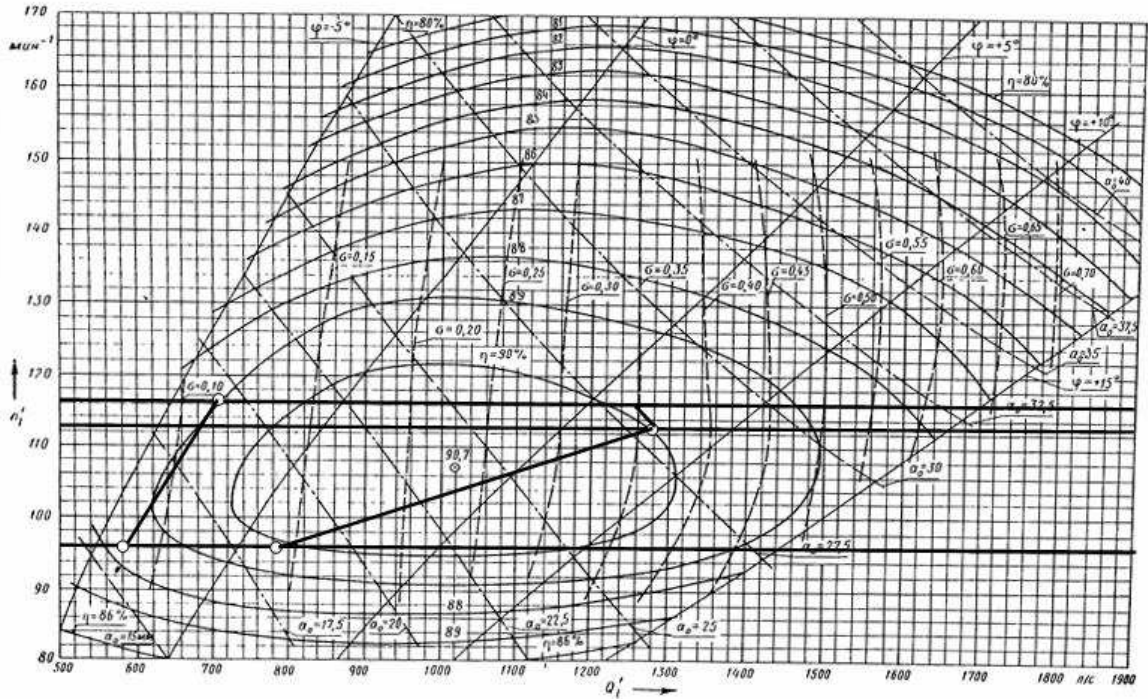


Рисунок 3.3 – Зона работы ПЛД70-В60° 5,3м

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбин выполнены расчёты для ряда других стандартных значений диаметров, результаты которых представлены в таблицах 3.2 и 3.3.

PO75-В в нашем случае не подходит, так как точка оптимума оказывалась вне зоны работы турбины.

Таблица 3.2 – Расчет для PO75-В

D1	4,5	4,75	5	5,3	5,6	6	6,3	6,7	7,1	7,5	8	8,5
кпд	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,92	0,92
N*, МВт	75,5	84,2	93,3	104,9	117,2	134,6	148,5	168	188,8	210,7	239,9	270,9
Z*	7,68	6,89	6,21	5,53	4,95	4,31	3,91	3,45	3,07	2,75	2,42	2,14
Z	9	8	6	6	6	4	4	4	3	3	2	2
N	64,4	72,5	96,6	96,6	96,6	145	145	145	193,3	193,3	290	290
Δl	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14
nc1'	133,4	126,4	120,1	113,4	107,3	100,2	95,48	89,80	84,76	80,26	75,26	70,85
nc1	142,8	142,8	136,4	125	125	107,1	107,1	100	90,9	85,7	83,3	78,9

### Окончание таблицы 3.2

n'min	75,28	79,44	79,86	77,56	81,93	75,19	78,93	78,36	75,46	75,14	77,88	78,36
n'p	88,79	93,70	94,20	91,48	96,64	88,69	93,10	92,43	89,01	88,63	91,87	92,43
n'max	91,84	96,92	97,43	94,62	99,95	91,73	96,30	95,60	92,07	91,67	95,02	95,60
Q <sup>*</sup> кпд (Нр)	1,072	1,082	1,302	1,159	0,944	1,357	1,231	1,088	1,292	1,158	1,526	1,352
Q <sup>*</sup> кпд (Нmax)	0,653	0,660	0,794	0,706	0,633	0,827	0,750	0,663	0,787	0,705	0,930	0,824
q <sup>*</sup> Нmi n	1,91	1,71	1,54	1,37	1,23	1,07	0,97	0,86	0,76	0,68	0,60	0,53
q <sup>*</sup> Нma x	1,56	1,40	1,26	1,13	1,01	0,88	0,80	0,70	0,63	0,56	0,49	0,44

Таблица 3.3 – Расчет для ПЛД70-В60°

D1	4,25	4,5	4,75	5	5,3	5,6	6	6,3	6,7	7,1	7,5
кпд	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
N*, МВт	81,8	91,7	102,2	113,3	127,3	142,2	163,3	180,1	203,7	228,8	255,4
Z*	7,09	6,32	5,67	5,12	4,55	4,08	3,55	3,22	2,85	2,53	2,27
Z	9	8	6	6	6	4	4	4	4	3	3
N	64,4	72,5	96,6	96,6	96,6	145	145	145	145	193,3	193,3
Δl	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08
nc1'	177,29	167,46	158,66	150,74	142,22	134,61	125,66	119,68	112,55	106,22	100,56
nc1	187,5	187,5	166,7	166,7	150	142,8	125	125	115,4	107,1	107,1
n'min	95,94	101,57	95,31	100,32	95,68	96,23	90,24	94,75	93,01	91,47	96,61
n'p	113,16	119,81	112,42	118,33	112,85	113,51	106,44	111,76	109,71	107,89	113,96
n'max	117,04	123,92	116,28	122,39	116,72	117,40	110,09	115,59	113,47	111,59	117,87
Q <sup>*</sup> кпд (Нр)	1,202	1,206	1,443	1,302	1,159	1,557	1,357	1,231	1,088	1,292	1,158
Q <sup>*</sup> кпд (Нmax)	0,732	0,735	0,879	0,794	0,706	0,949	0,827	0,750	0,663	0,787	0,705
q <sup>*</sup> Нmin	0,73	0,98	1,76	0,79	0,71	1,26	1,10	1,00	0,88	0,79	0,70
q <sup>*</sup> Нmax	0,60	0,80	1,44	0,65	0,58	1,04	0,90	0,82	0,72	0,64	0,58

### 3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы

Отметка рабочего колеса гидротурбины:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s, \quad (3.14)$$

где  $Z_{нб}(Q_{нб})$ -отметка уровня воды в нижнем бьефе при расходе  $Q_{нб}$ , соответствующем расчётному значению высоты отсасывания  $H_s$ .

Вычислим высоту отсасывания  $H_s$  для трех режимов работы:

- 1) Работа 1 гидроагрегата с расчетной мощностью при максимальном напоре
- 2) Работа 1 гидроагрегата с расчетной мощностью при расчетном напоре

3) Работа 1 гидроагрегата при минимальном напоре с соответствующей мощностью на линии ограничения.

$$H_s = B - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma \cdot H + k_\sigma + \Delta Z_{х.пл}, \quad (3.15)$$

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

$k_\sigma$ -коэффициент запаса по кавитации при переходе от модельной гидротурбины к натурной,  $k_\sigma = 1,5$ ;

$\Delta Z_{х.пл}$ -разность высотных отметок. Для ПЛ-турбин  $\Delta Z_{х.пл} = 0$

$\sigma$ -коэффициент кавитации, равный 0,11;

$H$ -напор турбины, определяемый уровнем верхнего бьефа и  $Z_{нб}(Q_{нб})$ ;

$$1) H_s = 10,3 - \frac{312,37}{900} - 0,11 \cdot 64 - 1,5 = 0,13 \text{ м.}$$

$$2) H_s = 10,3 - \frac{312,86}{900} - 0,35 \cdot 46 - 1,5 = -6,73 \text{ м.}$$

$$3) H_s = 10,3 - \frac{312,77}{900} - 0,36 \cdot 37 - 1,5 = -5,74 \text{ м.}$$

Определяем заложение рабочего колеса по формуле:

$$1) \nabla Z_{р.к.} = 312,86 + 0,13 = 312,99 \text{ м.}$$

$$2) \nabla Z_{р.к.} = 312,86 - 6,73 = 306,13 \text{ м.}$$

$$3) \nabla Z_{р.к.} = 312,86 - 5,74 = 307,12 \text{ м.}$$

Принимаем минимальное значение  $H_s = -6,73 \text{ м}$

### 3.3 Анализ вариантов

В результате расчетов, выбираем турбину ПЛД70-В60° D1=5.3 м, так как в зону работы турбины входит точка оптимума КПД; при турбине данного диаметра мы получили оптимальное число агрегатов (6) и высоту отсасывания, обеспечивающую бескавитационную работу турбины. Также в дальнейшем для турбины с такими характеристиками будет несложно подобрать гидрогенератор. Проточная часть выбранной турбины представлена на рисунке 3.4.

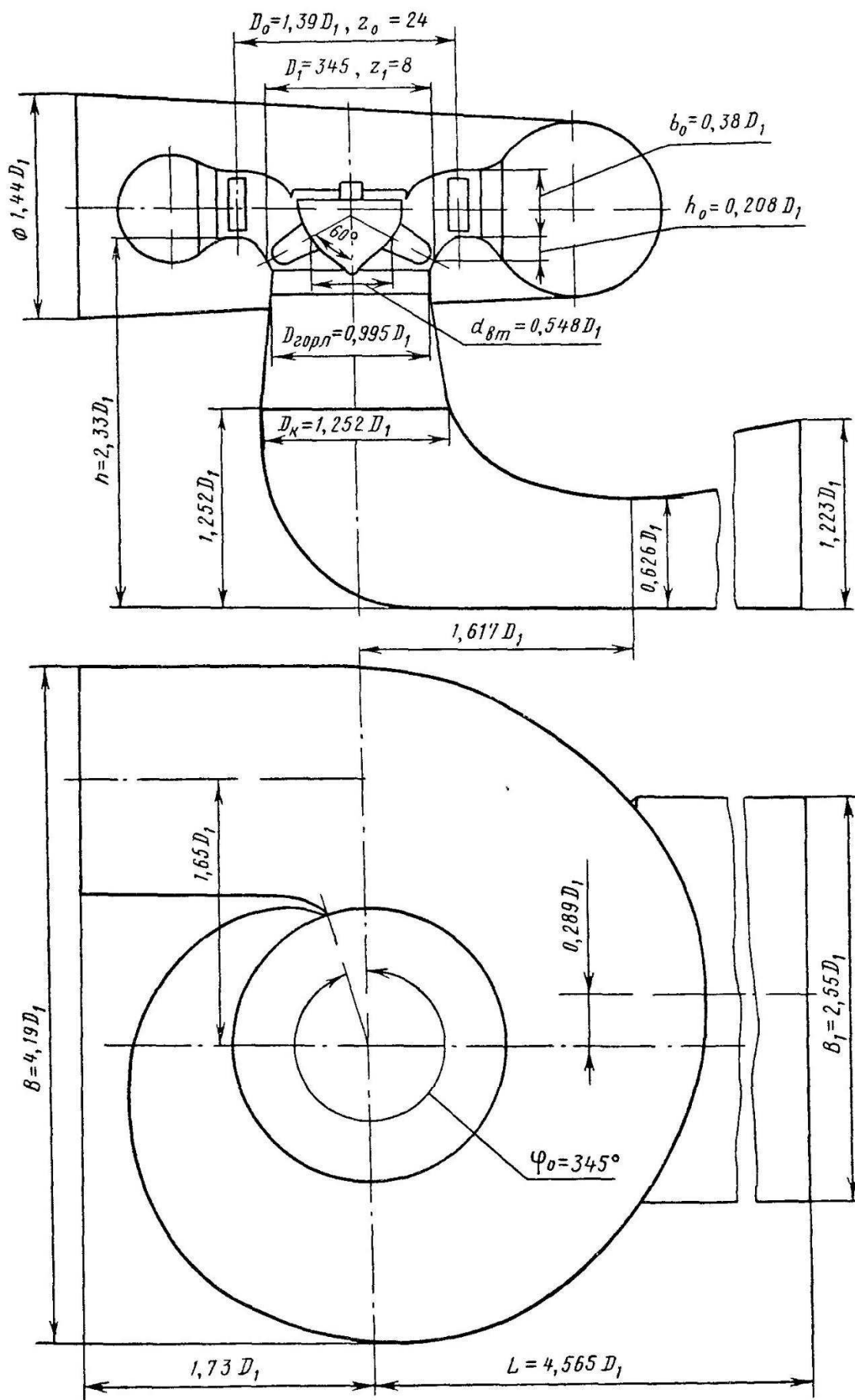


Рисунок 3.4 – Проточная часть ПЛД70- В 60

### 3.4 Гидромеханический расчёт металлической спиральной камеры

Металлические спиральные камеры ( $\varphi = 345 \div 360^\circ$ ) имеют круглые поперечные сечения с переходом на эллиптические в районе зуба, они служат для подвода воды к турбине и формирования потока на входе в направляющий аппарат.

По ГУХ для ПЛД70-В60° выбираем:

1. высоту направляющего аппарата  $b_0 = 0,38 \cdot D_0$ ,

$$b_0 = 0,38 \cdot 5,3 = 2,01 \text{ м};$$

2. угол обхвата  $\varphi = 345^\circ$ ;

3. высоту статора  $b_1 = b_0 + 20(\text{см}) = 2,21 \text{ м}$ .

Основные размеры статора для  $D_1 = 5,3 \text{ м}$ :  $D_a = 8,13 \text{ м}$ ;  $D_b = 7,02 \text{ м}$ ;  $D_4 = 8,13 \text{ м}$ ;  $R_4 = 4,065 \text{ м}$ ;  $R = 0,46 \text{ м}$ ;  $h_1 = 0,44 \text{ м}$ .

Рассчитаем полную высоту статора:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h_1; \quad (3.16)$$

$$H_1 = 2,21 + 2 \cdot 0,44 = 2,914 \text{ м}.$$

Принимаем скорость потока во входном сечении спиральной камеры для расчетного напора.

$$v_{\text{ср}} = 5,7 \text{ м/с}.$$

Вычислим расход через входное сечение:

$$Q_{\text{вх}} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360^\circ}, \quad (3.17)$$

где  $\varphi$ -максимальный угол для входного сечения,

$$Q_p = 350,13 \text{ м}^3/\text{с}.$$

$$Q_{\text{вх}} = 350,13 \cdot \frac{345^\circ}{360^\circ} = 218,80 \text{ м}^3/\text{с},$$

Определяем площадь входного сечения:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{v_{\text{ср}}}, \quad (3.18)$$

$$F_{\text{вх}} = \frac{218,8}{5,7} = 58,87 \text{ м}^2.$$

Радиус входного сечения:



$$p_{\text{ВХ}} = \sqrt{\frac{F_{\text{ВХ}}}{\pi}}, \quad (3.19)$$

$$p_{\text{ВХ}} = \sqrt{\frac{58,87}{3,14}} = 4,33 \text{ м.}$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a_{\text{ВХ}} = R_4 + \sqrt{p_{\text{ВХ}}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2}, \quad (3.20)$$

$$a_{\text{ВХ}} = 4,065 + \sqrt{4,33^2 - \left(\frac{2,91}{2}\right)^2} = 8,14 \text{ м.}$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{\text{ВХ}} = a_{\text{ВХ}} + p_{\text{ВХ}} = 8,14 + 4,33 = 12,47 \text{ м.} \quad (3.21)$$

Определяем значение  $\frac{\varphi}{c}$  входного сечения:

$$\frac{1}{c} \cdot \omega = a - \sqrt{a^2 - p^2} = 8,14 - \sqrt{8,14^2 - 4,33^2} = 1,25, \quad (3.22)$$

$$\frac{1}{c} = 1,3,$$

$$\omega = \frac{\varphi_{\text{ВХ}}}{360^\circ} = \frac{345^\circ}{360^\circ} = 0,96. \quad (3.23)$$

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

Произведём расчёты для  $\varphi = 330^\circ$ .

Получаем уравнение, которое решаем относительно  $x$ :

$$x = \frac{\omega}{c} + \sqrt{\frac{2 \cdot R_4 \cdot \omega}{c} - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2}, \quad (3.24)$$

$$x = 1,21 + \sqrt{\frac{2 \cdot 4,065 \cdot 0,92}{1,31} - \left(\frac{2,91}{2}\right)^2} = 3,98 \text{ м.}$$

Расстояние до центра расчётного сечения:

$$a = R_4 + x = 4,065 + 3,98 = 8,04 \text{ м.} \quad (3.25)$$

Радиус расчётного сечения:

$$p = \sqrt{x^2 + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = \sqrt{3,98^2 + \left(\frac{2,91}{2}\right)^2} = 4,23 \text{ м.} \quad (3.26)$$

Наружный радиус расчётного сечения:

$$R = a + p = 8,04 + 4,23 = 12,28 \text{ м.} \quad (3.27)$$

Все расчёты помещаем в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Расчет спиральной камеры

$\phi$	$\frac{\phi}{360}$	$\frac{\phi}{C}$	$2 \cdot R_4 \cdot [3]$	$[4] - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[5]}$	$[6] + [3]$	$[7]^2$	$[8] + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[9]}$	$R_4 + [7]$	$[10] + [11]$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
-	-	-	м	м	м <sup>-2</sup>	м	м <sup>2</sup>	м <sup>2</sup>	м	м	м
345	0,96	1,25	10,14	8,01	2,83	4,08	16,62	18,75	4,33	8,14	12,47
330	0,92	1,21	9,80	7,68	2,77	3,98	15,81	17,93	4,23	8,04	12,28
315	0,88	1,16	9,46	7,34	2,71	3,87	14,99	17,12	4,14	7,94	12,07
300	0,83	1,12	9,12	6,99	2,64	3,77	14,18	16,30	4,04	7,83	11,87
285	0,79	1,08	8,77	6,64	2,58	3,66	13,36	15,49	3,94	7,72	11,66
270	0,75	1,03	8,41	6,29	2,51	3,54	12,55	14,67	3,83	7,61	11,44
255	0,71	0,99	8,05	5,93	2,44	3,43	11,73	13,86	3,72	7,49	11,21
240	0,67	0,95	7,69	5,56	2,36	3,30	10,92	13,04	3,61	7,37	10,98
225	0,63	0,90	7,32	5,19	2,28	3,18	10,10	12,23	3,50	7,24	10,74
210	0,58	0,85	6,94	4,82	2,19	3,05	9,29	11,41	3,38	7,11	10,49
195	0,54	0,81	6,55	4,43	2,10	2,91	8,47	10,60	3,26	6,98	10,23
180	0,50	0,76	6,16	4,04	2,01	2,77	7,66	9,78	3,13	6,83	9,96
165	0,46	0,71	5,76	3,64	1,91	2,62	6,84	8,97	2,99	6,68	9,68
150	0,42	0,66	5,35	3,23	1,80	2,46	6,03	8,15	2,86	6,52	9,38
135	0,38	0,61	4,93	2,81	1,68	2,28	5,21	7,34	2,71	6,35	9,06
120	0,33	0,55	4,50	2,38	1,54	2,10	4,40	6,52	2,55	6,16	8,72
105	0,29	0,50	4,06	1,94	1,39	1,89	3,58	5,71	2,39	5,96	8,35

Для дальнейших углов  $\phi$  сечение спиральная камера принимает форму эллипса. Строим плавную зависимость по уже имеющимся координатам  $R$  и  $\phi$  до координаты  $(\phi = 0; R = \frac{8,14}{2})$ . Недостающий участок продляем до  $0^\circ$  и получаем зависимость  $R = f(\phi)$  (рисунок 3.5).

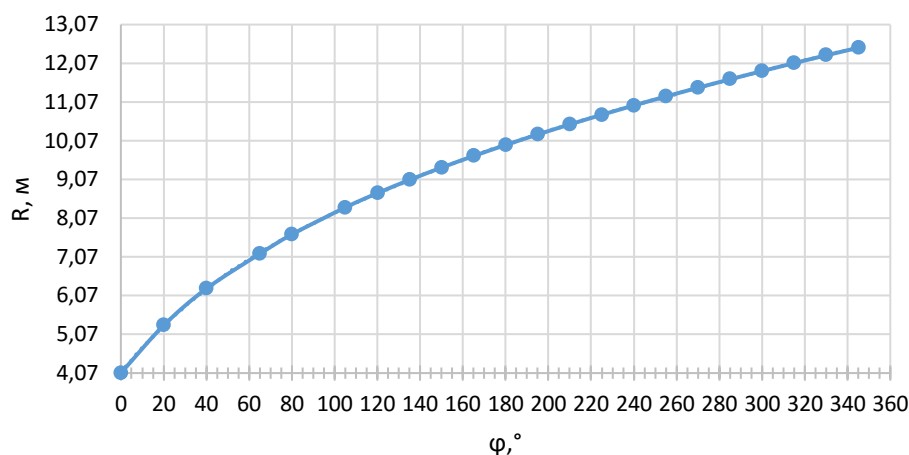


Рисунок 3.5 - Изменение наружного диаметра спиральной камеры  $R = f(\varphi)$ .

С шагом  $\Delta\varphi = 15^\circ$  с рис.5 снимаем значения R в зависимости от угла.

$$R_{(\varphi=111)} = 5,65 \text{ м.}$$

Больший радиус эллиптического сечения:

$$p_1 = \frac{H_1}{2 \cdot \sin a_k} = \frac{2,91}{2 \cdot \sin 35} = 2,54 \text{ м.} \quad (3.28)$$

где  $a_k = 35^\circ$ .

Вычисленное значение  $p_1$  принимают постоянным для всех эллиптических сечений.

Меньший радиус эллиптического сечения:

$$p_2(\varphi=90) = \frac{R_{(\varphi=111)} - (R_4 + p_1 \cdot (1 - \cos a_k))}{2 \cdot \cos a_k}, \quad (3.29)$$

$$p_2(\varphi=90) = \frac{7,94 - (4,065 + 2,54 \cdot (1 - \cos 35^\circ))}{2 \cdot \cos 35^\circ} = 3,22.$$

Значение наружного и эллиптического радиуса заносим в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 Значения наружного и эллиптического радиуса

№	$\varphi^\circ$	$p_1, (\text{м})$	R, м	$p_2, (\text{м})$
20	90	0,70	7,94	3,22
21	75		7,50	2,83
22	60		7,01	2,40
23	45		6,45	1,92
24	30		5,79	1,35
25	15		5,02	0,67
26	0		4,08	-0,15

Определяем постоянную спиральной камеры:

$$k = \frac{Q_p}{2 \cdot \pi \cdot 1 / c} = \frac{350,13}{2 \cdot 3,14 \cdot 1,25} = 44,72. \quad (3.30)$$

Угол потока в СК (на входе в колонны статора):

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{Q_p / (2 \cdot \pi \cdot b_1)}{k} = \frac{350,13 / (2 \cdot 3,14 \cdot 2,21)}{44,72} = 0,61, \quad (3.31)$$

$$\delta = \operatorname{arctg} \left( \frac{Q_p / (2 \cdot \pi \cdot b_1)}{k} \right) = \operatorname{arctg}(0,61) = 32^\circ. \quad (3.32)$$

Строим теоретический чертёж спиральной камеры круглого сечения по рассчитанным выше параметрам (рисунок 3.6).

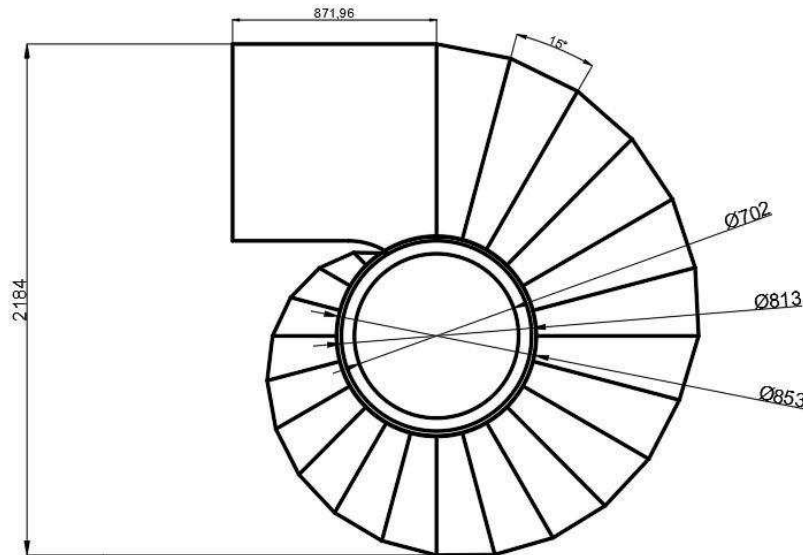


Рисунок 3.6 – Чертеж спиральной камеры

### 3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos \varphi} = \frac{96,67}{0,9} = 107,4 \text{ МВА}. \quad (3.33)$$

где  $\cos \varphi = 0,9$ -коэффициент мощности.

Число пар полюсов:

$$p = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{150} = 40. \quad (3.34)$$

По справочным данным выбираем гидрогенератор: СВ-915/165-40У4.

### **3.6 Выбор МНУ и электрогидравлического регулятора**

#### **3.6.1 Выбор маслонапорной установки**

Выбираем типоразмер маслонапорной установки по [5].

Параметры гидротурбины  $H_{max}$  и  $D_1$  позволяют выбрать типоразмер маслонапорной установки. В нашем случае  $H_{max} = 64$  м и  $D_1 = 5,5$  м, следовательно подходит МНУ 10/1-40-12,5-2.

#### **3.6.2 Выбор электрогидравлического регулятора**

Регуляторы выпускаются в соответствии с ГОСТ 12405-81 «Регуляторы электрогидравлические для гидравлических турбин. Технические требования» и предназначены для управления радиально-осевыми, поворотными-лопастными и ковшовыми гидротурбинами, а также насос-турбинами.

По числу регулирующих органов изготавливаются в двух исполнениях: ЭГР- для гидротурбин с одним регулирующим органом (без комбинатора), ЭГРК-для гидротурбин с двумя регулируемыми органами (с комбинатором).

Используя [3] для гидротурбины ПЛД70-В60° рассматриваем более новые типы ЭГРК и выбираем ЭГРК-2И1-150-4 на интегральных микросхемах.

## 4 Компонировка и сооружения гидроузла

### 4.1 Определение отметки гребня глухой плотины

За отметку гребня плотины принимается большая из двух, вычисленных по формулам:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + a \quad (4.1)$$

$a$  – конструктивный запас,  $a = 0,6$  м.

В связи с тем, что нагон волны составляет всего  $\Delta h_{\text{set}} = 0,15$ , в дальнейшем его не учитываем в расчетах .

Найдем безразмерные величины  $\frac{gt}{V}$ ,  $\frac{gL}{V^2}$ , где  $L$ - длина разгона, равная 40 км,  $V$ -скорость ветра, равная 10 м/с.

$$\frac{g \cdot L}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 40000}{10^2} = 3924 ;$$

$$\frac{g \cdot t}{V} = \frac{9,81 \cdot 21600}{10} = 21189,6 .$$

Все безразмерные величины и отношения взяты из СНиП 2.06.04-82

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,071;$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 3,72;$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,1;$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 4,6;$$

По наименьшей из безразмерных величин определим значения  $\bar{T}$ ,  $\bar{h}$  из отношений  $\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2}$ ,  $\frac{g \cdot \bar{T}}{V}$ .

$$\bar{h} = \frac{0,071 \cdot v^2}{g} = \frac{0,071 \cdot 10^2}{9,81} = 0,72 \text{ м} \quad (4.2)$$

$$\bar{T} = \frac{3,72 \cdot v}{g} = \frac{3,72 \cdot 10}{9,81} = 3,79 \text{ с} \quad (4.3)$$

Найдем среднюю длину волны по формуле:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} \quad (4.4)$$

$$\bar{\lambda}_d = \frac{3,79^2 \cdot 9,81}{2 \cdot 3,14} = 22,46 \text{ м.}$$

Проверка на глубоководность

$$d > 0,5 \bar{\lambda}_d. \quad (4.5)$$

$$32 > 11,23$$

Высота волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны:

$$h_{1\%} = k_i \cdot \bar{h} \quad (4.6)$$

где  $k_i$ - коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения  $\frac{g \cdot L}{v^2}$ ,  $k_i = 2,75$ .

$$h_{1\%} = 2,75 \cdot 0,72 = 1,99 \text{ м}$$

Таким образом за отметку гребня плотины принимаем:

$$\text{УГБП} = 375 + 1,99 + 0,6 = 377,59 \text{ м.}$$

## 4.2 Гидравлический расчёт плотины и НБ

### 4.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Выбор типа, числа и размеров отверстий водосливной плотины необходимо производить исходя из требований пропуска расчётного расхода воды основного расчётного случая, затем их число подлежит проверке на поверочный расчётный случай. Пропуск расчётного расхода воды для поверочного случая надлежит выполнять при ФПУ всеми пропускными сооружениями.

Расчётный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_{p.осн} = Q_{\max \text{ осн}} - (n - 1) \cdot Q_{\Gamma\text{А}} \quad (4.7)$$

где:  $n$  – количество проектируемых ГА

$$Q_{p.осн} = 4871 - 5 \cdot 244 = 3651 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}} \quad (4.8)$$

$$q_p = 5 \cdot 4,21 = 21,05 \text{ м}^2/\text{с}$$

Удельный расход на водосливе:

$$q_B = 1,25 \cdot q_p \quad (4.9)$$

$$q_B = 1,25 \cdot 21,05 = 26,31 \text{ м}^2/\text{с}$$

где  $h_{\text{НБ}} = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{дна}} = 315,21 - 311 = 4,21 \text{ м}$  – глубина воды в НБ, определяется по кривой  $Q = f(H)$  при  $Q_{\text{мах осн}}$ ;

$[v_h] = 5 \text{ м/с}$  – не размывающая скорость для скалы.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{р.осн}}}{q_B}, \quad (4.10)$$

$$B = \frac{3651}{26,31} = 138,76 \text{ м.}$$

Ширина водосливного фронта  $B$  должна соответствовать стандартному ряду, поэтому полученное значение округляется в большую сторону.

$$B = 140 \text{ м}$$

Принимаем  $n = 7$  количество пролетов, по 20 метров.

При количестве затворов больше 6, учитываем вероятную невозможность открытия одного затвора. По этой причине добавляем один пролет. Окончательная ширина водосливного фронта 160 м.

#### 4.2.2 Определение отметки гребня водослива

Из формулы расхода водослива методом последовательных приближений предварительно определяем напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления -  $H_{01}$ , а затем с учетом сжатия и подтопления -  $H_{02}$ .

$$H_{01} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (4.11)$$

где  $m = 0,49$  – коэффициент расхода, для профиля типа  $A$ .



$$H_{01} = \left( \frac{3651}{0,49 \cdot 140 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 5,25 \text{ м}$$

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

$$H_{02} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (4.12)$$

где  $\sigma_{\text{сж}}$  - коэффициент бокового сжатия, определяется по формуле ;

$\sigma_n$  - коэффициент подтопления, первоначально предполагаем что подтопления водослива нет и  $\sigma_n = 1,0$ .

При наличии раздельного устоя между водосливной плотиной и зданием ГЭС с одной стороны плотины и берегового устоя с другой стороны коэффициент бокового сжатия определяется по следующей формуле:

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon_0 \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (4.13)$$

где  $\varepsilon_0 = 0,7$  - коэффициент, учитывающий форму быков в плане – принимаем округлую форму для уменьшения сопротивления потоку.

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{5,25}{20} = 0,96$$

$$H_{02} = \left( \frac{3651}{0,49 \cdot 0,96 \cdot 1 \cdot 140 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,38 \text{ м},$$

Определим геометрический напор на водосливе

$$H_B = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2 \cdot g} \quad (4.14)$$

где  $\alpha = 1,0 - 1,1$  – коэффициент Кориолиса, принимаем 1,1;

$v_0 = \frac{Q_{\text{расч}}}{\omega}$  - скорость в живом сечении перед плотиной, м<sup>2</sup>/с;

$\omega$  - площадь живого сечения (с учетом бычков):

$$\omega = (\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}) (B + (n - 1) \cdot \delta_B), \quad (4.15)$$

где  $\delta_B$  – толщина быка, рассчитанная по Березинскому. Так как  $b=20$  м, толщину быка примем  $\delta_B = (0,12 \div 0,16)b \approx 3$  м

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна})(B+b+(n-1)\delta_B)} \quad (4.16)$$

$$v_0 = \frac{3651}{(375 - 311) \cdot (140 + 20 + (8 - 1) \cdot 3)} = 0.32 \text{ м/с}$$

$$H = 5.38 - \frac{1,1 \cdot 0,32^2}{2 \cdot 9,81} = 5.36 \text{ м,}$$

Округляем до целого значения  $H = 5.5$  м

Отметка гребня водослива:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H = 375 - 5.5 = 369.5 \text{ м.} \quad (4.17)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины по формуле

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 369,5 + 1,6 \cdot 5.5 = 378,3 \text{ м.} \quad (4.18)$$

За отметку гребня принимается большее из получившихся значений ( $\nabla_{ГБП} = 377,59$  м и  $\nabla_{ГБ} = 378,3$  м), то есть

$$\nabla_{ГБП} = 378,3 \text{ м.}$$

### 4.2.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

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

$$Q_p = Q_{max} - n \cdot Q_{agr}, \quad (4.19)$$

где:  $n$  – количество проектируемых ГА,  $Q_{max}$  - максимальный расчётный расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,01% для I класса сооружений

$$Q_{p,пов} = 5536 - 6 \cdot 244 = 4072 \text{ м}^3/\text{с,}$$

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01пов} = \left( \frac{Q_{p,пов}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} \quad (4.20)$$

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{4072}{0,49 \cdot (140+20) \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5.16 \text{ м.}$$

Полный напор на водосливе:

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{р пов}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} \quad (4.21)$$

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{4052}{0,49 \cdot 0,96 \cdot (144+18) \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 5.29 \text{ м}$$

Коэффициент сжатия найдем по формуле

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01\text{пов}}}{b} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{5.16}{20} = 0,96 \quad (4.22)$$

Скорость подхода потока к плотине:

$$V_0 = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1)\delta_{\text{Б}})} \quad (4.23)$$

$$V_0 = \frac{4072}{(376-311) \cdot (140+20+(8-1) \cdot 3)} = 0.35 \text{ м/с,}$$

где  $\nabla\text{ФПУ}$  – отметка форсированного подпорного уровня, предварительно отметку ФПУ – принимаем равной 376 м, которая в дальнейшем уточнится.

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g} = 5.29 - \frac{1,1 \cdot 0.35^2}{2 \cdot 9,81} = 5.28 \text{ м.} \quad (4.24)$$

Определяем расчётную отметку форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_{\text{р}} = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 370 + 5.28 = 375.28 \text{ м} \quad (4.25)$$

$$375.24 \text{ м} < 376 \text{ м}$$

Заданной отметки ФПУ, равной 376 м достаточно для пропуска поверочного расхода.

#### 4.2.4 Построение оголовка водослива по Кригер-Офицерову

Вычисленные координаты для построения оголовка представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки

№точки	x	y	№точки	x	y
1	0.0	0.69	21	11.0	6.79
2	0.6	0.20	22	11.6	7.53
3	1.1	0.04	23	12.1	8.29
4	1.7	0.00	24	12.7	9.09
5	2.2	0.03	25	13.2	9.98
6	2.8	0.15	26	13.8	10.78
7	3.3	0.33	27	14.3	11.67
8	3.9	0.55	28	14.9	12.59
9	4.4	0.77	29	15.4	13.54
10	5.0	1.09	30	16.0	14.47
11	5.5	1.41	31	16.5	15.53
12	6.1	1.77	32	17.1	16.57
13	6.6	2.17	33	17.6	17.64
14	7.2	2.61	34	18.2	18.73
15	7.7	3.10	35	18.7	19.85
16	8.3	3.64	36	19.3	21.00
17	8.8	4.20	37	19.8	22.17
18	9.4	4.80	38	20.4	23.37
19	9.9	5.43	39	20.9	24.59
20	10.5	6.09	40	21.5	25.84

#### 4.2.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в сжатом сечении.

Сопряжение бурного потока со спокойным происходит в форме гидравлического прыжка. При этом в зависимости от соотношения глубины  $h''_c$  и бытовой глубины  $h_{НБ}$  устанавливаются следующие типы сопряжения бьефов:

1.  $h''_c > h_{НБ}$  – сопряжение по типу отогнанного прыжка;
2.  $h''_c = h_{НБ}$  – сопряжение в виде прыжка в сжатом сечении;
3.  $h''_c < h_{НБ}$  – сопряжение в виде надвинутого (затопленного) прыжка.

Определим параметры гидравлического прыжка.

Критическая глубина:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B+(n-1)\delta_B)^2 g}} \quad (4.26)$$

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 3651^2}{(140+20+(8-1) \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 3,57 \text{ м};$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 375 - 311 = 64 \text{ м} \quad (4.27)$$

Определяем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{64}{3,57} = 17,91; \quad (4.28)$$

По графику Чертоусова, в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi$  и  $\xi_{T_0}$ , определим  $\xi_c$  и  $\xi''_c$ :

$$\xi_c = 0,19;$$

$$\xi''_c = 3,2$$

Первая и вторая сопряженные глубины равны, соответственно:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,19 \cdot 3,57 = 0,68 \text{ м}; \quad (4.29)$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр} = 3,2 \cdot 3,57 = 11,43 \text{ м}.$$

$$h_{НБ} = 4,21 \text{ м}$$

$$11,43 \text{ м} > 4,21 \text{ м}$$

Получили  $h''_c > h_{НБ}$ , следовательно, имеем отогнанный прыжок.

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать с нижнем бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. В связи с тем, что высота плотины более 40 м и в основании плотины скала, принимаем гашение энергии потока с помощью отлета струи.

#### 4.2.6 Расчет носка-трамплина и отлета дальности струи

Схема для расчёта носка-трамплина представлена на рисунке 4.1.

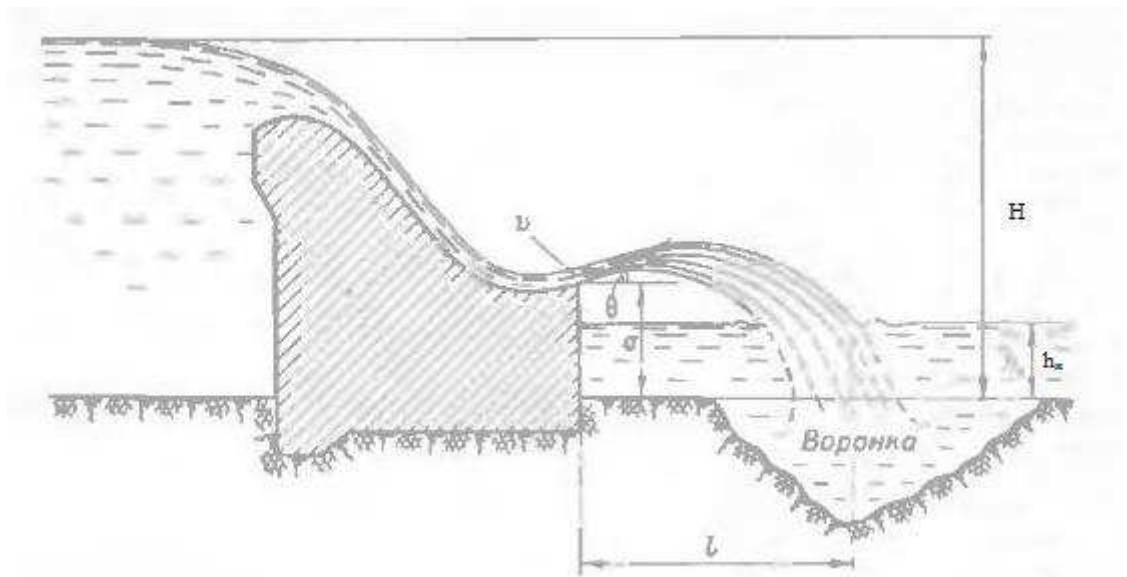


Рисунок 4.1 – Схема к расчёту трамплина

Из рекомендаций отметка носка принимается выше отметки нижнего бьефа. Отметка нижнего бьефа при поверочном случае  $\nabla_{\text{НБ}_{\text{max}}}=318,21$  м, конструктивный запас примем равный 4 метрам. Тогда отметка носка будет равна  $\nabla_{\text{НОС}} = 318,85 + 4 = 322,85$  м.

Определим напор на носке:

$$z_{\text{Н}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НОС}} = 375 - 322,85 = 52,15 \text{ м.} \quad (4.30)$$

Далее, используя величину напора на носке, определим скорость потока на нем:

$$v_{\text{Н}} = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot z_{\text{Н}}} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 52,15} = 28,79 \text{ М/с.} \quad (4.31)$$

Определим дальность отлета струи:

$$L = K_{\text{а}} \cdot z_{\text{Н}} \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left( 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{z_0}{z_{\text{Н}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right). \quad (4.32)$$

где  $K_{\text{а}}$  – коэффициент аэрации, принимаемый исходя из числа Фруда:

$$Fr = \frac{v_{\text{Н}}^2}{g \cdot h_{\text{Н}}} = \frac{28,79^2}{9,81 \cdot 0,91} = 92,43, \quad (4.33)$$

где  $h_H$  определили по формуле:

$$h_H = \frac{q_B}{v_H} = \frac{26,08}{28,79} = 0,91 \text{ м}, \quad (4.34)$$

где  $q_B = \frac{Q}{B} = \frac{3651}{140} = 26,08 \text{ м}^2/\text{с}$

При числе Фруда больше 35  $K_a=0,8$ . Угол  $\alpha$  принимается  $35^\circ$ .

$$L = K_a \cdot z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left( 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{z_0}{z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right) = 0,8 \cdot 52,15 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 70 \cdot \left( 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{56,15}{52,15} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 35}} \right) = 67,78 \text{ м}. \quad (4.35)$$

Целесообразно выбирать профиль обеспечивающий отлет струи на расстояние больше 0,6 от высоты плотины, а также с наименьшей высотой носка.

$$L > 0,6 \cdot 69,3 \text{ м}$$

$$68,56 \text{ м} > 41,58 \text{ м}$$

Определим глубину размыва:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{нб}}, \quad (4.36)$$

где  $t$  определяется как:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt{\frac{h_{\text{нб}}}{d}} \cdot h_H = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{93,26}) \cdot \sqrt{93,26} \cdot \sqrt{\frac{4,21}{1}} \cdot 0,91 = 18,78 \text{ м}. \quad (4.37)$$

Тогда:

$$h_{\text{раз}} = 18,78 - 4,21 = 14,57 \text{ м}.$$

Определим расстояние от плотины дальнего края ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg} \alpha_1}, \quad (4.38)$$

$$\text{где } tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2\alpha + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{H6})}{v_H^2 \cdot \cos^2\alpha}} =$$

$$\sqrt{tg^2 35 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 0,91 \cdot \cos 35 + 11,85 - 4,21)}{28,79^2 \cdot \cos^2 35}} = 0,7.$$

Тогда:

$$L_1 = 67,78 + \frac{18,78}{0,7} = 94,78 \text{ м.}$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уравнение размывого русла равна

$$b_p = 2,5h_{кр} + 3,7h_{раз} = 2,5 \cdot 3,57 + 3,7 \cdot 14,57 = 62,83 \text{ м} \quad (4.39)$$

### 4.3 Конструирование плотины

#### 4.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Схема профиля плотины представлена на рисунке 4.2.

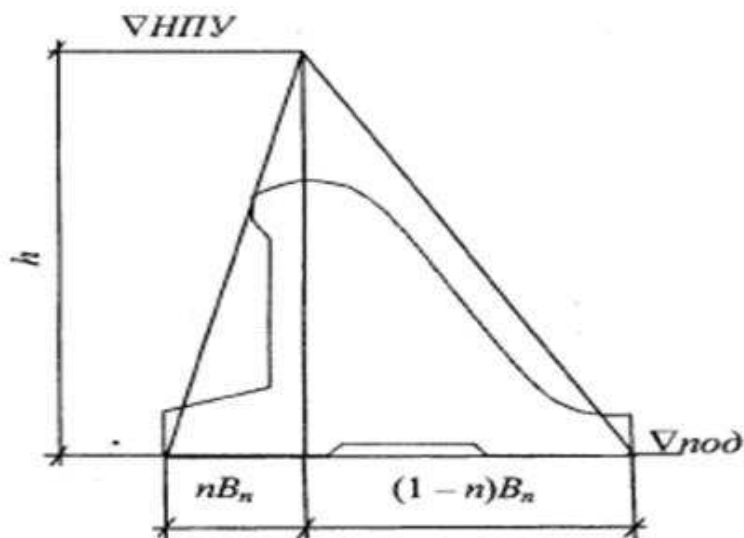


Рисунок 4.2 - Схема треугольного профиля плотины.

Наше сооружение по объему водохранилища относится к первому классу. Так как класс принимается наибольший, принимаем его. Коэффициент надежности для сооружений первого класса  $\gamma_H = 1,25$ .

Исходя из условия недопущения растягивающих напряжений на верховой грани, определяют ширину подошвы плотины  $B_n^I$ :

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_6}{\rho_w} \cdot (1-n) + n \cdot (2-n) - \alpha_1}}, \quad (4.40)$$



где  $\alpha_1$  – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных устройств, равный 0,5;

$\rho_b$  и  $\rho_w$  – плотность бетона и воды соответственно;  $h$  определяется как:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 66 \text{ м.} \quad (4.41)$$

$$\nabla_{\text{ПОД}} = 311 - 2 = 309 \text{ м,}$$

2 м - толщина слоя грунта с низкой несущей способностью, удаляемого при подготовке основания.

Исходя из условия устойчивости плотины против сдвига по основанию, определяют ширину подошвы плотины  $B_n^{II}$ :

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n \cdot h}{f \cdot \left( \frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (4.42)$$

где  $f$  - коэффициент трения бетона по грунту в нашем случае:

$$f = 0,7.$$

Приравняв  $B_n^I$  и  $B_n^{II}$ , определяем  $n$ . В результате расчетов получили  $n=0,38$ ,  $B=52$ . (Рисунок 4.3)

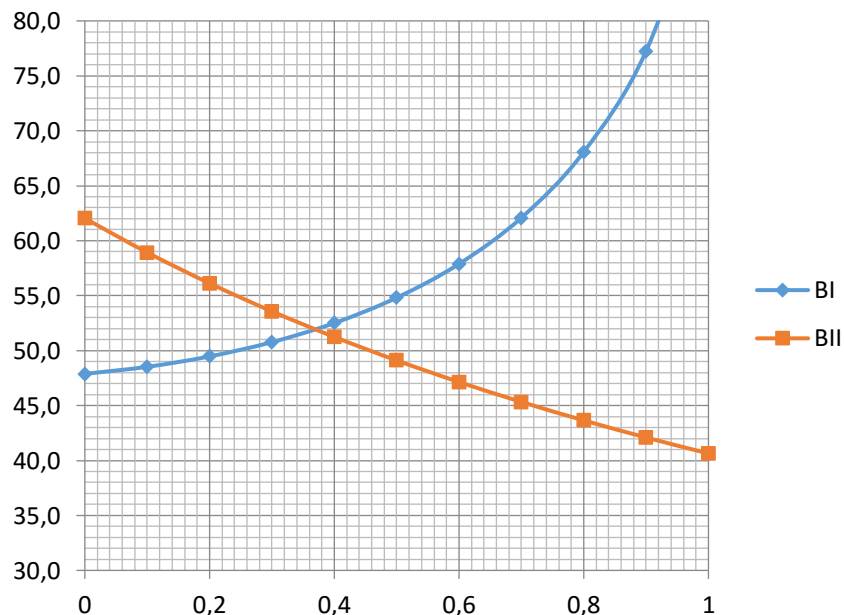


Рисунок 4.3 Определение ширины подошвы плотины

Для уточнения подставляем значение  $n$  в любую из формул, получим:

$$B_n = \frac{1,25 \cdot 66}{0,7 \cdot \left(\frac{2400}{1000} + 0,38 - 0,5\right)} = 51,69 \text{ м.}$$

Принимаем  $B = 52$  м.

### **4.3.2 Разрезка плотины швами**

Бетонная плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции. В плотинах скальных оснований устройство этих швов обеспечивает свободное развитие температурных и усадочных деформаций и поэтому они называются температурно-усадочными (в отличие от температурно-осадочных на нескальных основаниях). Эти швы располагают на равных расстояниях по длине плотины, зависящих от климатических условий и температурного режима плотины в период эксплуатации, принимаем 24 м. Расположение швов увязывается со строительными условиями и расположением отверстий в плотине (чтобы не перерезать отверстий), а также с разрезкой на блоки бетонирования.

Деформационные температурно-усадочные швы устраивают вертикальными шириной 5 мм в верхней части 1,5 мм в пределах фундаментной плиты.

### **4.3.3 Быки**

Быки выполняем разрезными. Ширина быков принята равной 3 м. Толщина пазов затворов 2 м, высота 8,8 м. Расстояние между пазами рабочего и ремонтного затворов принимается таким, чтобы была возможность осмотра. Поэтому примем равным его 1 метр.

Головная часть быка имеет обтекаемую форму в плане.

### **4.3.4 Устои**

Устраиваем отдельные устои, которые отделяют водослив от глухой бетонной плотины для и от здания ГЭС для разделения потоков.

### **4.3.5 Галереи в теле плотины**

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. Смотровые Галереи расположены через 15 м во высоте размером 3х3,25 м. Одна из продольных галерей спроектирована 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

проезд и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Поэтому устраиваем галерею цементационной завесы и дренажную галерею, их размеры из практических рекомендаций принимаем с учетом работающей техники 4х4 м.

#### 4.4 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

Структурная схема цементной завесы и дренажной скважины представлена на рисунке 4.4.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы назначают в пределах:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B_{\text{п}}, \quad (4.43)$$

где  $B_{\text{п}}$  - ширина подошвы плотины,

$$l_1 = 0,096 \cdot 52 = 5 \text{ м.}$$

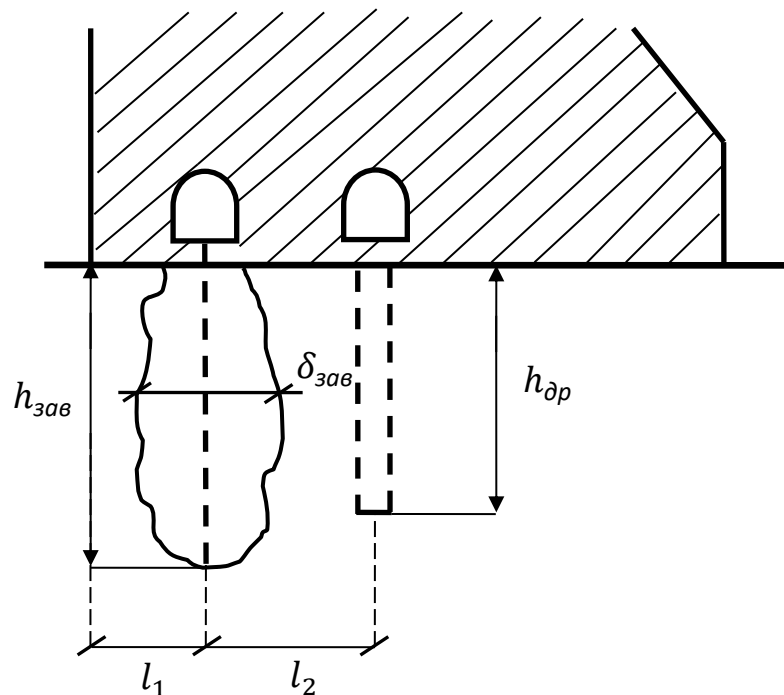


Рисунок 4.4 - Схема цементной завесы и вертикального дренажа

Расстояние  $l_2$  принимается конструктивно  $l_2 = 9 \text{ м.}$

Глубина цементной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{\text{max}} = 0,5 \cdot 63,2 = 31,6 \text{ м,} \quad (4.44)$$

где  $H_{\text{max}}$  — максимальный напор,

$$H_{\max} = \nabla_{\text{НПУ}} - h_{\text{НБ min}} = 375 - 311.8 = 63.2 \text{ м.} \quad (4.45)$$

Расстояние между рядами цементационных скважин, а также между скважинами в ряду принимается 2 м.

Толщина цементной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H}{J_{\text{кр}}} \cdot \gamma_h, \quad (4.46)$$

где  $\Delta H$  – напор, действующий на завесу;

$J_{\text{кр}} = 15$  – критический градиент для завесы в скальных грунтах;

$\gamma_h = 1,25$  – коэффициент надёжности.

$$\Delta H = H_d - H_{as} = 63,2 - 23,92 = 39.28 \text{ м} \quad (4.47)$$

где  $H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}}$ ,  $H_{as}$  - геометрический параметр эпюры фильтрации.

Таким образом:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{39.28}{15} \cdot 1,25 = 3.27 \text{ м.}$$

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 31.6 = 15.8 \text{ м.}$$

Диаметр дренажных скважин принимается 0,8 м, расстояние между ними 5 м.

## 4.5 Определение основных нагрузок на плотину

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.

### 4.5.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующей силы  $G_{\text{пл}}$  определяются в программе AutoCad.

$$S_{\text{пл}} = 1759,2 \text{ м}^2.$$

Вес 1 п.м. водосливной части плотины:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{1759,2 \cdot 20 \cdot 9,81 \cdot 2400}{20 + 3} = 36016,18 \text{ кН/м}, \quad (4.48)$$

где  $S_{\text{пл}}$  - площадь поперечного сечения плотины;

$b$  - ширина пролета;

$\delta_{\text{б}}$  - толщина быка;

$\rho_{\text{б}}$  - плотность бетона.

Вес быка и точка его приложения:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot \rho_{\text{б}} \cdot g}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{2013,35 \cdot 3 \cdot 2400 \cdot 9,81}{20 + 3} = 6182,91 \text{ кН/м}; \quad (4.49)$$

Вес плоского затвора определяется по формуле А.Р.Березинского:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (4.50)$$

где  $f$  - площадь затвора:

$$f = (\nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (375 - 369,5 + 0,5) \cdot 20 = 120 \text{ м}^2$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 120 \sqrt{120} \cdot 9,81 = 709,26 \text{ кН.}$$

Величина силы давления воды на затвор:

$$P_3 = \rho_w \cdot g (\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ГВ})^2 \cdot 0,5 \cdot b = 1000 \cdot 9,81 (375 - 369,5)^2 \cdot 0,5 \cdot 20 = 2967,52 \text{ кН.} \quad (4.51)$$

Вес затвора приводится к 1 п.м. длины секции:

$$q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b} = \frac{709,26}{20} = 35,46 \text{ кН/м.} \quad (4.52)$$

#### 4.5.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

- с верхнего бьефа:

$$T_{\text{в}} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 6,6^2}{2} = 21366,18 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (4.53)$$

где  $h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 375 - 309 = 66 \text{ м}$ ;

-с нижнего бьефа:

$$T_{\text{н}} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 2,8^2}{2} = 38,46 \text{ кН/м}, \quad (4.54)$$

где  $h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 311,8 - 309 = 2,8 \text{ м}$ .

### 4.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_{\text{в}} = 0,8 \cdot 52 \cdot 10 = 416 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (4.55)$$

где  $S_{\text{эп}}$  – площадь эпюры взвешивающего давления, которая при плоской подошве плотины представляет собой прямоугольник с высотой, равной давлению столба воды от уровня нижнего бьефа до отметки подошвы.

### 4.5.4 Сила фильтрационного давления

Фильтрация на скальном основании принимается по [6].

Геометрические параметры эпюры фильтрации:

$$H_t = \nabla h_{\text{НБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 311,8 - 309 = 2,8 \text{ м}; \quad (4.56)$$

$$H_{\text{ас}} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 63,2 = 25,28 \text{ м}; \quad (4.57)$$

$$H_u = H_d + H_t = 63,2 + 2,8 = 64 \text{ м}; \quad (4.58)$$

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - h_{\text{НБ}_{\text{min}}} = 63,2 \text{ м}; \quad (4.59)$$

$$H_{\text{др}} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 63,2 = 12,64 \text{ м}. \quad (4.60)$$

Фильтрационное давление:

$$W_{\text{ф}} = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_{\text{в}} = 708,16 \cdot 10 = 7081,6 \text{ кН/м}. \quad (4.61)$$

### 4.5.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot \tan^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right), \quad (4.62)$$

где  $\gamma_n$  - удельный вес наносов во взвешенном состоянии (11 кН/м<sup>3</sup>);

$h_n$  - толщина слоя наносов;

$\varphi_n = 20^\circ$  - угол внутреннего трения наносов.

$$p_n = 11 \cdot 3 \cdot \tan^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 12,91 \text{ кН/м}^2, \quad (4.63)$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п. м:

$$E_n = \frac{p_1 \cdot h_n}{2} = \frac{12,91 \cdot 3}{2} = 19,36 \text{ кН}. \quad (4.64)$$

Далее необходимо определить активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа.

$$p_{a1} = \gamma_n^{\text{взв}} \cdot h_n \cdot tg^2(45 - \varphi_{гр}/2) - 2 \cdot c_{гр} \cdot tg(45 - \varphi_{гр}/2), \quad (4.65)$$

Удельный вес взвешенного грунта:

$$\gamma_{гр}^{\text{взв}} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \cdot \gamma_v, \quad (4.66)$$

где  $\gamma_{гр}$  - удельный вес сухого грунта (для песчаника (24-28) кН/м<sup>3</sup>);

$n_0$  - пористость сухого грунта (для песчаника 1,6-10 % );

$\gamma_v$  - удельный вес воды.

$$\gamma_{гр}^{\text{взв}} = 24 - (1 - 0,1) \cdot 10 = 15 \text{ кН/м}^3$$

$$p_{a1} = 11 \cdot 3 \cdot tg^2(45 - 35/2) - 2 \cdot 80 \cdot tg(45 - 35/2) = -74,31 \text{ кН/м}^2,$$

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной  $h_{гр}$ , где действуют и вес наносов, и вес грунта, давление равняется:

$$p_{a2} = (h_n \cdot \gamma_n + h_{гр} \cdot \gamma_{гр}) \cdot tg^2(45 - \varphi_{гр}/2) - 2 \cdot c \cdot tg(45 - \varphi_{гр}/2) \quad (4.67)$$

$$p_{a2} = (11 \cdot 3 + 15 \cdot 2) \cdot tg^2(45 - 35/2) - 2 \cdot 80 \cdot tg(45 - 35/2) = -66,19 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (4.68)$$

Следовательно:

$$E_{гр} = \frac{P_{a1} + P_{a2}}{2} \cdot h_{гр} = \frac{-74,31 - 66,19}{2} \cdot 2 = -140,5 \text{ кН}. \quad (4.69)$$

Вследствие большого сцепления активное давление грунта на плотину отсутствует. В дальнейшем расчете  $E_{гр}$  не учитываем.

Далее определяем пассивное давление грунта основания со стороны нижнего бьефа.

$$p_{п} = h_{гр} \cdot \gamma_{гр} \cdot tg^2(45 + \varphi_{гр}/2) + 2 \cdot c \cdot tg(45 + \varphi_{гр}/2) \quad (4.70)$$

$$p_{п} = 2 \cdot 15 \cdot tg^2(45 + 35/2) + 2 \cdot c \cdot tg(45 + 35/2) = 417,35 \text{ кН/м}^2$$

$$E_{п} = \frac{p_{п}}{2} \cdot h_{гр} = \frac{417,35}{2} \cdot 2 = 417,35 \text{ кН} \quad (4.71)$$

#### 4.5.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления может быть определена упрощенно по формуле А.Л.Можевитинова:

$$W_{волн} = \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot g \cdot h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (4.72)$$

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,99^2}{22,46} = 0,55 \text{ м}; \quad (4.73)$$

$$W_{волн} = \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,99 \left( \frac{22,46}{3,14} + \frac{0,55}{2} \right) = 72,54 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

Плечо силы  $W_{волн}$  относительно уровня покоя ВБ:

$$\gamma_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{22,46}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 1,99 = 2,83 \text{ м}. \quad (4.74)$$

Плечо силы относительно оси вращения моментов:

$$\gamma_{волн} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ПОД} - \gamma_c = 375 - 309 - 2,83 = 63,17 \text{ м} \quad (4.75)$$

## 4.6 Расчёт прочности плотины

### 4.6.1 Определение напряжений

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчёт плотины проводится 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 принимаются сжимающие напряжения со знаком «-», растягивающие – со знаком «+»

Для удобства расчёта составляется таблица 4.2, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке [8].

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

Эпюры рассчитанных нагрузок представлены в приложении А.

Таблица 4.2 - Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	$\gamma_f$	Напр.силы	Сила, кН	Сила· $\gamma_f$	Плечо, м	Момент, кНм
$T_B$	1,0	→	21366,18	21366,18	22,01	470269,62
$T_H$	1,0	←	38,46	36,46	0,95	-34,46
$G_B$	0,95	↓	6182,91	5873,76	10,57	-57887,13
$G_{пл}$	0,95	↓	36016,78	34215,94	8,7	-265857,86
$W_{взв}$	1,0	↑	416	416	0	0
$W_\phi$	1,0	↑	7081,6	7081,6	13,04	92344,06
$E_H$	1,2	→	19,36	23,23	3	69,69
$W_{волн}$	1,0	→	72,54	72,54	61,11	4432,91
$q_3$	0,9	↓	35,46	31,91	21,44	-684,24
$E_n$	0,8	←	494,08	395,27	0,67	-263,51
$\Sigma M$	206369,53					

Расчёт краевых напряжений в горизонтальном сечении плотины (при расчете на 1 погонный метр длины):

1) Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{п}} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_{п}^2}, \quad (4.76)$$

где  $N$  – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

$M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

$B$  – ширина подошвы плотины.

$$N = 5873,76 + 34215,94 - 416 - 7081,6 + 31,91 = 32624,02 \text{ кН.}$$

$$\sigma_y^u = -\frac{32624,02}{52} + \frac{6 \cdot 206369,53}{52^2} = -169,46 \text{ кН/м}^2 \quad (4.77)$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (4.78)$$

где  $H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 375 - 309 = 66 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$$m_u = \text{tg } \alpha_1, \quad (4.79)$$

где  $\alpha_1$  – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то  $\text{tg } \alpha_1 = 0$ .

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -207,89 \cdot 0 - 10 \cdot 66 \cdot (1 - 0) = -660 \text{ кН/м}^2 \quad (4.80)$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_B \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0; \quad (4.81)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_B \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -169,46 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 66 \cdot 0 = -169,46 \text{ кН/м}^2; \quad (4.82)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_B \cdot H_d^u = -10 \cdot 66 = -660 \text{ кН/м}^2. \quad (4.83)$$

2) Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_{\text{п}}} - \frac{6 \cdot \sum M}{B_{\text{п}}^2} = -\frac{32624,02}{52} - \frac{6 \cdot 206369,53}{52^2} = -1085,31 \text{ кН/м}^2, \quad (4.84)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -1085,31 \cdot 0,75 - 10 \cdot 2,8 \cdot (1 - 0,75^2) = -622,73 \text{ кН/м}^2, \quad (4.85)$$

где  $m_t = \text{tg } \alpha_2$ , где  $\alpha_2$  – угол между низовой гранью и вертикалью,  $\text{tg } 37 = 0,75$ .

$H_d^t = \nabla \text{УНБ}(Q_{\text{ГЭС}}) - \nabla \text{ПОД} = 311,8 - 309 = 2,8 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t \quad (4.86)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 2,8 - 1085,31) \cdot 0,75 = 792,98 \text{ кН/м}^2; \quad (4.87)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_B \cdot 2,8 = -10 \cdot 2,8 = -28 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2 \quad (4.88)$$

$$\sigma_3^t = -1085,31 \cdot (1 + 0,75^2) + 10 \cdot 2,8 \cdot 0,75^2 = -1680,04 \text{ кН/м}^2;$$

Расчёт краевых напряжений сведены в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 - Краевые напряжения действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y$ , кН/м <sup>2</sup>	-169,46	-1085,31
$\sigma_x$ , кН/м <sup>2</sup>	-660	-622,73
$\tau_{xy}$ , кН/м <sup>2</sup>	0	792,98
$\sigma_1$ , кН/м <sup>2</sup>	-169,46	-28
$\sigma_3$ , кН/м <sup>2</sup>	-660	-1680,04

#### 4.6.2 Критерии прочности плотины

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

- 1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot \sigma_3 \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (4.89)$$

где  $\gamma_n = 1,25$  – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

$\gamma_{lc}$  – коэффициент сочетания нагрузок  $\gamma_{lc} = 1$ ;

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условий работы  $\gamma_{cd} = 1$ ;

$$R_b \geq \frac{1,25 \cdot 1 \cdot 1680,04}{1}.$$

Таким образом, принимается бетон класса В5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b = 2800$ кН/м<sup>2</sup>,

$$2800 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 2100 \text{ кН/м}^2.$$

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

$$\begin{aligned} \sigma'_y &< 0, \\ -169,46 \text{ кН/м}^2 &< 0. \end{aligned}$$

- 3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_B \cdot H_d^u, \quad (4.90)$$

$$169,46 \text{ кН/м}^2 \geq 165 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

#### 4.7 Расчёт устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n \quad (4.91)$$

$$\begin{aligned} R &= (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_{ф} + Q_3 + E_{п}) \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega = \\ &= (34215,94 + 5873,76 - 416 - 7081,6 + 31,91 + 395,27) \cdot 0,7 + 100 \cdot 52 = \\ &28313,5 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (4.92)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi = 0,7$  – внутреннее трение для грунта основания (песчаник);

$c = 100 \text{ кН/м}^2$  – сцепление для скалы;

$\omega = B_{п} \cdot 1 = 52 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$\begin{aligned} F &= T_B - T_H + W_{волн} + E_H = 21366,18 - 36,46 + 72,54 + 23,23 = \\ &21425,49 \text{ кН/м}. \end{aligned} \quad (4.93)$$

Таким образом условие на сдвиг:

$$\frac{28313,5 \cdot 0,95}{21425,49 \cdot 1} \geq 1,25,$$

$$1,26 \geq 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости против сдвига по основанию.

## 5 Электрическая часть

### 5.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

Главная электрическая схема Могочинской ГЭС должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечать требованиям необходимой надежности, маневренности, удобства 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.

На рисунке 5.1 представлены виды блоков.

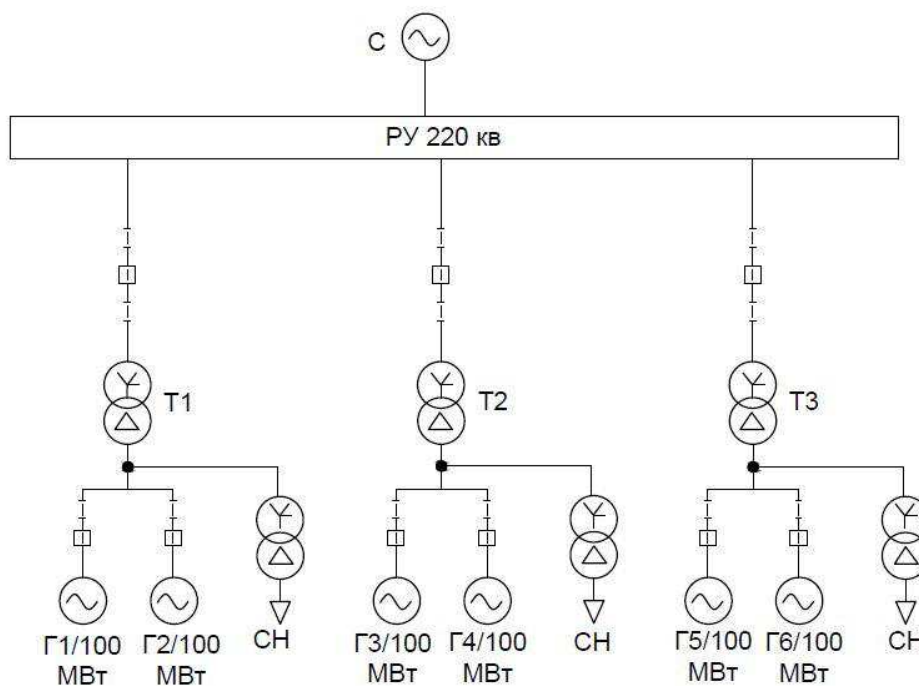


Рисунок 5.1 – Структурная схема Могочинской ГЭС

### 5.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

#### 5.2.1 Выбор повышающих трансформаторов

##### 5.2.1.1 Схема с простыми блоками

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:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\text{Г}}}, \quad (5.1)$$

$$S_{\text{расч}} = \frac{100 - 5,8}{0,9} = 104,7 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

где  $S_{\text{с.н.}}$  – полная нагрузка собственных нужд, МВт.

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ 125000/220. Каталожные данные приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Каталожные данные трансформатора ТДЦ 125000/220

$S_{\text{ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
125	242	13,8	11	380	90	0,55

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4200}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2592 \text{ ч/год} \quad (5.2)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}, \quad (5.3)$$

где  $\mu = 0,75$  – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

$T_{\text{пл}} = 28$  – время плановых простоев блока в течение года, ч;

$\omega = 0,035$  – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

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

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 0,75 \cdot 28 - 0,035 \cdot 60 = 8737 \text{ ч}.$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,09 \cdot 8737 = 786,33 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (5.4)$$

где  $n_T$  – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{расч}}{S_{T\text{ ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,380}{1} \cdot \left( \frac{104,7}{125} \right)^2 \cdot 2592 = 690,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (5.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{\text{пот.СН1}} = \beta_1 \cdot \Delta W_{xx} + \beta_2 \cdot \Delta W_H, \quad (5.6)$$

$$I_{\text{пот.СН1}} = 0,0345 \cdot 786,33 + 0,0345 \cdot 690,6 = 50,95 \text{ тыс. руб/год}$$

где  $\beta_1, \beta_2$  – стоимость одного кВт · ч электроэнергии.

Для 6-х блоков:

$$I_{\text{пот1}} = 6 \cdot 50,95 = 305,7 \text{ тыс.} \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

### 5.2.1.2 Схема с объединенными блоками с трансформатором на каждый блок

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

$$S_{расч} = S_{T\text{ ном}} - S_{с.н.} = (111 - 5,8)/0,9 = 104,67 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (5.7)$$

где  $S_{с.н.}$  – полная нагрузка собственных нужд, МВт.

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ 250000/220-У1. Каталожные данные приведены в таблице 5.2

Таблица 5.2 - Каталожные данные трансформатора ТДЦ 250000/220

$S_{\text{ном}}, \text{ МВ} \cdot \text{А}$	$U_H, \text{ кВ}$		$U_K, \%$	$\Delta P_K, \text{ кВт}$	$\Delta P_{xx}, \text{ кВт}$	$I_x, \%$
	$U_{BH}$	$U_{HH}$				
250	242	13,8	11	600	207	0,55

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4200}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2592 \text{ ч/год}, \quad (5.8)$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 2 \cdot 0,207 \cdot 8737 = 1808,5 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (5.9)$$

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

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{H}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{T}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{T ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,600}{1} \cdot \left(\frac{104,7}{250}\right)^2 \cdot 3633 = 272,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (5.10)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного объединенного блока:

$$I_{\text{пот.СН1}} = 0,0345 \cdot 1808,5 + 0,0345 \cdot 272,6 = 71,8 \text{ тыс. руб/год}$$

Для 2-х блоков:

$$I_{\text{пот1}} = 2 \cdot 119,16 = 215,4 \text{ тыс.} \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

### 5.2.2 Выбор трансформаторов собственных нужд

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

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot S_{\text{T ном}} = 0,01 \cdot 580/0,85 = 7,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (5.11)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

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

Выбирается трансформатор ТМН-6300/35. Каталожные данные приведены в таблице 5.3 .

Таблица 5.3 - Каталожные данные трансформатора ТМН-6300/35

$S_{\text{ном}}, \text{ МВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{H}}, \text{ кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{ кВт}$	$\Delta P_{\text{xx}}, \text{ кВт}$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$			
2,5	13,8	10	7,5	23	3,7



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

Рассматриваемые схемы различаются количеством ячеек распределительного устройства высшего напряжения. Поэтому капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K = t \cdot K_{ОРУ} + n \cdot K_T + m \cdot K_{Т.с.н.}, \quad (5.12)$$

где  $K_T$  – стоимость силового трансформаторов;

$K_{Т.с.н.}$  – стоимость трансформатора собственных нужд;

$K_{ОРУ}$  – стоимость ячейки ОРУ;

$n$  – число силовых трансформаторов;

$m$  – число трансформатора собственных нужд;

$t$  – число ячеек ОРУ

Капиталовложения для схемы с одиночным блоком:

$$K_1 = 11 \cdot 20 \cdot 3 + 6 \cdot 85 + 3 \cdot 1,645 = 1174,9 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с объединенным блоком:

$$K_2 = 8 \cdot 20 \cdot 3 + 3 \cdot 161 + 3 \cdot 1,645 = 1009,9 \text{ млн. руб.}$$

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

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (5.13)$$

где  $E_n$  – коэффициент сравнительной эффективности, представляющий собой отношение снижения себестоимости к вызвавшим их капиталовложениям. Принимается равным процентной ставке за хранение средств в банке  $\alpha$  (приказ Минстроя №209 от 14.09.92); в настоящее время.  $E_n = \alpha = 15\% = 0,15$ .

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле (5.13):

$$Z_1 = 0,15 \cdot 1174,9 + 93,99 = 270,24 \text{ млн. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с объединенным блоком по формуле (5.13):

$$Z_2 = 0,15 \cdot 1009,9 + 91,83 = 232,28 \text{ млн. руб.}$$

Из сравнения технико-экономических показателей рассмотренных вариантов видно, что разница между ними составляет 16,3%, следовательно,

необходимо выбирать более экономичный вариант. Выбрана схема с укрупненными блоками.

#### 5.4 Выбор количества отходящих воздушных линий РУВН и марки проводов

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{\Gamma} \cdot (S_{\Gamma} - S_{\text{сн}}); \quad (5.14)$$

$$S_{\Sigma} = 6 \cdot (111 - 2,5) = 651 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 135 \text{ МВт}; \quad K = 1,2; \quad \cos\varphi_{\text{с}} = 0,85;$$

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{(K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos\varphi_{\text{с}})} = \frac{651}{(1,2 \cdot 135 / 0,85)} = 2,86 \text{ шт} \quad (5.15)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным  $n_{\text{л}} = 3 + 1 = 4$  шт.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{651}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 242} = 0,388 \text{ кА}. \quad (5.16)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{T}} \cdot \alpha_{\text{i}} \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 388 = 407,4 \text{ А} \quad (5.17)$$

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 – 240/39, которому соответствует минимальный допустимый ток.

Допустимый продолжительный ток  $I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$ .

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{651}{(4 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 242} = 0,518 \text{ кА} \quad (5.18)$$

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

Параметры провода приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 - Параметры провода марки АС-240/39

Число проводов в фазе	$R_0$ Ом/км	$X_0$ Ом/км	$b_0$ См/км
1	0,118	0,435	$2,604 \cdot 10^{-6}$

### 5.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Главные электрические схемы электростанций проектируются исходя из следующих требований:

- ремонт выключателей 220 кВ и выше производится без отключения присоединений;
- воздушная линия отключается от РУ не более чем двумя выключателями;
- трансформаторы блоков отключаются от РУ не более чем 3 выключателями;
- автотрансформаторы (трансформаторы) связи двух РУ отключаются не более чем шестью выключателями обоих РУ и не более чем четырьмя – в одном из РУ;
- отказы выключателей РУ в нормальном и ремонтных режимах не должны приводить к одновременной потере двух транзитных параллельных линий, а также одновременному отключению нескольких линий, если при этом нарушается устойчивость параллельной работы ЭЭС;
- при отказах выключателей в нормальном режиме РУ не должно отключаться более одного блока, а в ремонтном режиме РУ – не более двух блоков, при этом не должно возникать перегрузки линий и нарушения устойчивости.

Согласно СТО ОАО ФСК ЕЭС [15] регламентирует схему распределительного устройства.

Условия выбора схемы РУ:

1. Напряжение передачи — 220кВ;
2. Число присоединений РУ-220кВ: 7 (4 ВЛЭП 220 кВ, 3 объединенных блока 2 генератора – трансформатор).

При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ, согласно [14] и при наличии потребителя первой категории, рекомендуется схема с двумя рабочими и обходной системой сборных шин. Выбранная схема в общем виде представлена на рисунке 5.2

Основные требования, предъявляемые к схемам РУ, заключаются в обеспечении качества функционирования ПС: надежности, экономичности, простоте, возможности безопасного обслуживания.

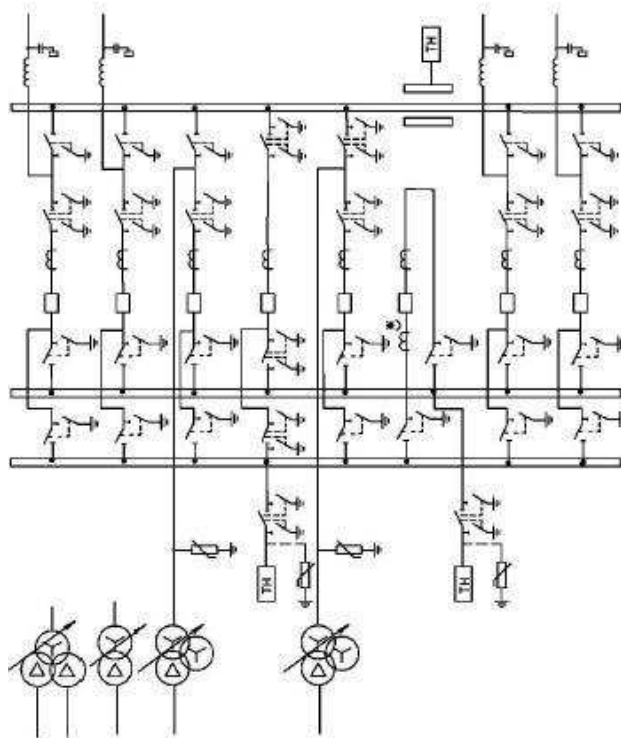


Рисунок 5.2 - Схема РУВН 220 кВ

## 5.6 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания у распределительного устройства высшего напряжения с применением программного комплекса RastrWin

### 5.6.1 Расчёт исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,35 \cdot \frac{13,8^2}{200} = 0,33 \text{ Ом.} \quad (5.19)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_*'' \cdot U_{\text{ВН}} = 1,1 \cdot 13,8 = 15,18 \text{ кВ.} \quad (5.20)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\Gamma} = \frac{U_{\text{К}}\% \cdot U_{\text{ВН}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 250} = 26 \text{ Ом} \quad (5.21)$$

Система:

$$x_C = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{220^2}{150} = 322,67 \text{ Ом.} \quad (5.22)$$

Линии связи с энергосистемой:

$$x_L = \frac{x_{0, \text{УД}} \cdot l}{n} = \frac{0,435 \cdot 99}{4} = 10,77 \text{ Ом.} \quad (5.23)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_C = E_{*C} \cdot U_{61} = 230 \text{ кВ.} \quad (5.24)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{13,8}{242} = 0,06. \quad (5.25)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_T = \frac{x_{*T}}{50} = 0,0066 \text{ Ом.} \quad (5.26)$$

$$r_C = \frac{x_C}{20} = 16,13 \text{ Ом.} \quad (5.27)$$

$$r_L = \frac{r_{0, \text{УД}} \cdot l}{n} = 2,92 \text{ Ом.} \quad (5.28)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_k}{2} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{660 \cdot 10^{-3}}{2} \cdot \frac{242}{250^2} = 0,0012 \text{ Ом.} \quad (5.29)$$

Схема замещения представлена на рисунке 5.3.

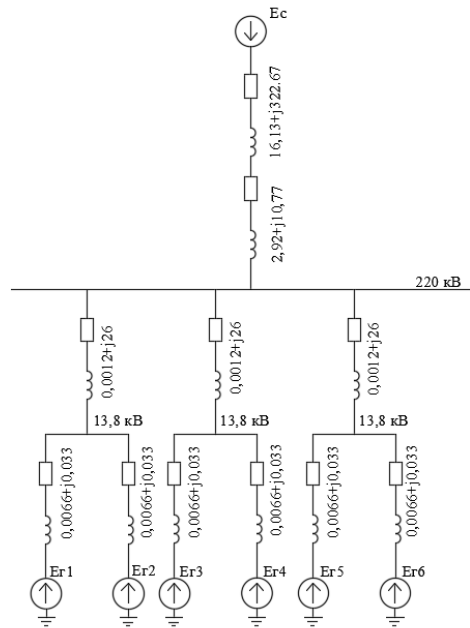


Рисунок 5.3 Схема замещения

### 5.6.2 Расчёт токов короткого замыкания

Вносим ранее рассчитанные параметры схемы замещения в программный комплекс RastrWin3. Полученные результаты расчета представлены в таблице 5.5.

На рисунках 5.4 – 5.6 представлены исходные данные из таблиц программы «RastrWin3», необходимые для расчета.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Система		230
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Шина 220 кВ		230
3	<input type="checkbox"/>			зак	3	Г1 и Г2		14
4	<input type="checkbox"/>			зак	4	Г3 и Г4		14
5	<input type="checkbox"/>			зак	5	Г5 и Г6		14

Рисунок 5.4 - Узлы

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	Кт/л	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	1	2		Система - Шина 220 кВ	19.05	333.44				
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	3		Шина 220 кВ - Г1 и Г2	0.00	26.00				0.060
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	4		Шина 220 кВ - Г3 и Г4	0.00	26.00				0.060
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	5		Шина 220 кВ - Г5 и Г6	0.00	26.00				0.060

Рисунок 5.5 - Ветви

	S	s0	N	▲	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1		Г1	3	0.007	0.033	0.007	0.03	0.007	0.03	15.180
2			2		Г2	3	0.007	0.033	0.007	0.03	0.007	0.03	15.180
3			3		Г3	4	0.007	0.033	0.007	0.03	0.007	0.03	15.180
4			4		Г4	4	0.007	0.033	0.007	0.03	0.007	0.03	15.180
5			5		С	1	16.130	322.670	16.130	322.67	116.130	322.67	230.000
6			6		Г5	5	0.007	0.033	0.007	0.03	0.007	0.03	15.180
7			7		Г6	5	0.007	0.033	0.007	0.03	0.007	0.03	15.180

Рисунок 5.6 - Данные по генераторам

Таблица 5.5 - Результаты расчета токов КЗ для характерных точек схемы

№	Тип	$I_{п.0}$	$i_y$
К2	3ф	82,57	153,37
К1	3ф	6,37	12,13
К1	1ф	8,46	16,56

### 5.7 Выбор и проверка коммутационных аппаратов РУ ВН

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.

### 5.7.1 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов

Значения рабочих токов присоединений необходимы для выбора аппаратов и проводников по рабочему режиму. Рабочий режим делится на нормальный и утяжелённый.

Под нормальным режимом установки понимают режим, предусмотренный планом эксплуатации. В нормальном режиме функционируют все элементы данной электроустановки без вынужденных отключений и без перезагрузок.

Утяжелённым режимом называется режим при вынужденном отключении части присоединений вследствие их повреждения или в связи с профилактическим ремонтом. При этом рабочие токи других присоединений могут заметно увеличиться и значительно превышать рабочие токи нормального рабочего режима.

Расчётный ток присоединения трансформаторов Т1-Т6:

$$I_{T \text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{T \text{ ном}} \cdot K_T} = \frac{1,05 \cdot 250}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 17,5} = 0,039 \text{ кА}, \quad (5.30)$$

где  $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение трансформатора из выражения;

$S_{\text{ном}}$  – полная номинальная мощность трансформатора из выражения.

Ток рабочий максимальный в цепи генератора Г1-Г6:

$$I_{G \text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{G \text{ ном}}} = \frac{1,05 \cdot 250}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 10,98 \text{ кА}, \quad (5.31)$$

Рабочий ток в линиях связи с системой 220 кВ:

$$I_{L1-L4, \text{ раб.мах}} = \frac{1,05 S_{\text{раб.мах}}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{S_{G1-G6} - S_{TCH}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,05 \cdot 658,8}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 220} = 454 \text{ А}; \quad (5.32)$$

$$I_{L1-L4, \text{ раб.утж}} = \frac{S_{G1-G6} - S_{TCH}}{\sqrt{3} \cdot (n_W - 1) \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{658,8}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 220} = 576,3 \text{ А} \quad (5.33)$$

### 5.7.2 Выбор выключателей и разъединителей

В качестве коммутационного аппарата распределительного устройства примем элегазовый баковый выключатель ВЭБ-220УХЛ1 фирмы «Электромаш» (Екатеринбург). Каталожные данные приведены в таблице 5.6.

Выключатели предназначены для эксплуатации на открытом воздухе с умеренным климатом категории размещения 1ГОСТ 15150-69. Верхнее рабочее значение температуры окружающего воздуха +40°C, нижнее -60°C.



Таблица 5.6 - Каталожные данные выключателя ВЭБ-220УХЛ1

U <sub>ном</sub> , кВ	U <sub>раб</sub> наиб, кВ	I <sub>ном</sub> , А	I <sub>откл.ном.</sub> , кА
220	242	2000	40

Выполним проверку по току термической стойкости:

$$V_{к,норм} = I_T^2 \cdot t_T, \quad (5.34)$$

$$V_{к,норм} = 40^2 \cdot 4 = 6400 \text{ кА} \cdot \text{с},$$

где  $t_T=4$  с;

$I_T=40$  кА – ток термической стойкости.

$$V_{к,расч} = I_{п.о}^2 \cdot (t_B + t_{рз}), \quad (5.35)$$

$$V_{к,расч} = 8,5^2 \cdot (3 + 0,01) = 217,5 \text{ кА} \cdot \text{с}.$$

$$V_{к,норм} > V_{к,расч}$$

Следовательно, выключатель проходит проверку на термическую стойкость.

Выключатель комплектуется встроенными трансформаторами тока типа ТВГ-220. Устанавливаем 4 комплекта. Каталожные данные ТВГ-220 представлены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 - Каталожные данные трансформатора тока ТВГ-220

U <sub>ном</sub> , кВ	I <sub>первич</sub> , А	I <sub>вторич</sub> , А	t <sub>протек</sub> I <sub>терм.ст.</sub> , с	I <sub>терм.ст.</sub> , кА
220	2000	5	3	50

Выбран: Разъединитель РГ- 220 УХЛ1. Каталожные данные представлены в таблице 5.8.

Разъединитель типа РГ -220/1000 УХЛ1, производства «ЗЭТО». Разъединители наружной установки горизонтально-поворотного типа РГ- 220 предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрических цепей переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 220, с созданием видимого разрыва, а также заземления отключенных участков при помощи стационарных заземлителей как с одной стороны, так и с двух сторон.

Серия разъединителей РГ- 220 на номинальное напряжение 220 кВ сертифицирована для российского рынка. Разъединители соответствуют российским стандартам, ГОСТ Р 52726-2007, а также полностью адаптированы к российским условиям.

Разъединители применяются для отключения токов холостого хода трансформаторов, зарядных токов воздушных и кабельных линий.

Таблица 5.8 - Каталожные данные разъединитель РГ-220/1000 УХЛ1

Расчетные данные	Каталожные данные
	Разъединитель РГ- 220
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{по}} = 8,46 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_y = 12,13 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.ст.}} = 31,5 \text{ кА}$ $I_{\text{дин.ст.}} = 80 \text{ кА}$

### 5.7.3 Выбор трансформаторов напряжения

Выбран: трансформатор напряжения ЗНОГ-220У1.

Трансформатор напряжения ЗНОГ-220У1, предназначен для применения в электрических цепях измерения, устройств защиты, управления и автоматики в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц класса напряжения 220 кВ, климатическое исполнение «У».

Основные данные:

- Класс точности обмотки для учета: 0,2;
- Класс точности обмотки для защиты: 3Р;
- Номинальное напряжение вторичной обмотки В: 100;
- Номинальная мощность В· А: 1200.

### 5.7.4 Выбор ограничителя перенапряжения (ОПН)

Ограничители перенапряжений нелинейные серии ОПН-РК предназначены для защиты от коммутационных и грозовых перенапряжений электрооборудования электрических сетей переменного тока промышленной частоты 50 Гц на напряжение 220 кВ. Производитель «ТавридаЭлектрик».

В данном проекте ОПН были выбраны упрощенно, только по параметру напряжения. ОПН-РК-220 УХЛ1.

## 5.8 Выбор и проверка коммутационных аппаратов на генераторном напряжении

### 5.8.1 Выбор выключателей и разъединителей

В качестве коммутационного аппарата на генераторном напряжении примем элегазовый выключатель ВГГ-20 фирмы «Электроаппарат». Каталожные данные представлены в таблице 5.9.

Элегазовые высоковольтные выключатели серии ВГГ, предназначены для эксплуатации в электроустановках номинальным напряжением до 20 кВ.

Выключатели предназначены для эксплуатации в закрытых помещениях с умеренным климатом при высоте установки над уровнем моря до 1000 м.

Таблица 5.9 - Каталожные данные ВГГ-15

Параметры	Расчётные данные	ВГГ-20
Номинальное напряжение, кВ	13,8	20
Ток максимальный рабочий, кА	4,6	6,3
Ток КЗ, кА	82,57	90

Выполним проверку по току термической стойкости:

$$V_{к,норм} = I_T^2 \cdot t_T, \quad (5.37)$$

$$V_{к,норм} = 90^2 \cdot 4 = 32400 \text{ кА} \cdot \text{с},$$

где  $t_T=4$  с;

$I_T = 90$  кА – ток термической стойкости.

$$V_{к,расч} = I_{п.о}^2 \cdot (t_B + t_{рз}), \quad (5.38)$$

$$V_{к,расч} = 82,57^2 \cdot (3 + 0,01) = 20521 \text{ кА} \cdot \text{с}.$$

$$V_{к,норм} > V_{к,расч}$$

Следовательно, выключатель проходит проверку на термическую стойкость.

Выбран: Разъединитель РВР 20/8000 У1.

Каталожные данные разъединителя типа РВР 20/8000 У1, производства «ЗЭТО» представлены в таблице 5.10.

Таблица 5.10 - Каталожные данные разъединитель РВР 20/8000 У1

Расчетные данные	Каталожные данные
	Разъединитель РВР 20
$U_{сети\ ном} = 13,8$ кВ	$U_{ном} = 20$ кВ
$I_{раб\ max} = 4644$ А	$I_{ном} = 8000$ А
Расчетные данные	Каталожные данные
$I_{по} = 82,57$ кА	$I_{терм.ст.} = 100$ кА $I_{дин.ст.} = 250$ кА
$i_y = 153,36$ кА	

### 5.8.2 Выбор трансформаторов напряжения

Выбран: трансформатор напряжения НОЛ-10.

Трансформатор напряжения НОЛ-10, производства, «ТКЭнерго», предназначен для применения в электрических цепях измерения, устройств защиты, управления и автоматики в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц класса напряжения 10 кВ.

Основные данные:

- Класс точности обмотки для учета: 0,2;
- Класс точности обмотки для защиты: 3P;
- Номинальное напряжение вторичной обмотки В: 100;
- Номинальная мощность В·А: 630.

### **5.8.3 Выбор трансформаторов тока**

Выбран: трансформатор тока ТОЛ10 .

Трансформатор тока ТОЛ10 (ООО «Свердловский завод трансформаторов тока») предназначен для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам, устройствам защиты и управления в установках переменного тока. Трансформатор ТОЛ10 рассчитан для эксплуатации в районах с умеренным климатом (климатическое исполнение «У»), по ГОСТ 15150.

Основные данные:

- Класс точности обмотки для учета: 0,2;
- Класс точности обмотки для защиты: 5P;
- Номинальный ток вторичной обмотки В: 5;

### **5.8.4 Выбор ограничителя перенапряжения (ОПН)**

Ограничители перенапряжений нелинейные серии ОПН-П-10 предназначены для защиты от коммутационных и грозовых перенапряжений электрооборудования электрических сетей переменного тока промышленной частоты 50 Гц на напряжение 13,8 кВ. Производитель «Завод энергозащитных устройств».

В данном проекте ОПН были выбраны упрощенно, только по параметру напряжения.

### **5.9 Выбор генераторного синхронизатора и сетевого анализатора**

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-МЗ.

Микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-МЗ предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации. АС-МЗ может быть использован также для включения линии электропередачи, связывающей несинхронные части энергосистемы.

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).

Выбран отечественный анализатор, производимый фирмой ООО «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.

## **6 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 и ЛЭП.

### **6.1 Перечень защит основного оборудования**

В соответствии с ПУЭ согласно мощности генератора принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

На главном генераторе СВ-915/165-40У4:

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
  - Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
  - Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
  - Защита от повышения напряжения;
  - Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
  - Защита от симметричных перегрузок статора;
  - Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
  - Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
  - Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
  - Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
  - Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;

На силовом трансформаторе блока ТДЦ 250000/220-УХЛ1:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
  - Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
  - Резервная максимальная токовая защита;

- Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформатора блока;
  - Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
  - Реле тока охлаждения трансформатора блока;
  - Защита от потерь охлаждения;
  - Защита от перегрева трансформатора;
- На трансформаторе СН ГЭС ТСЗУ-2500/10:
- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий
  - Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению
  - Защита от перегрузки
  - Реле тока охлаждения
- На линиях электропередачи 220 кВ:
- Основные защиты:
  - дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.
  - Резервные защиты:
  - 3-х ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
  - токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
  - 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
  - для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ предусматривается УРОВ 220 кВ.

## 6.2 Описание защит и расчет их уставок

### 6.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора

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:  $I_{НОМ} = 4644$  А.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:  $\eta_{ТТ} = 5000/5$  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:

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_N = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_N, \quad (6.1)$$

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

$f_i = 0,1$  - относительная погрешность трансформаторов тока.  
Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{ср.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{Н}} = 0,1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (6.2)$$

где  $K_{\text{Н}} = 2$  - коэффициент надежности.

Принимаем уставку:  $I_{\text{ср.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}}$ .

2) Коэффициент торможения  $K_{\text{T}}$  определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина  $K_{\text{T}}$  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:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}}, \quad (6.3)$$

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

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

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

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

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_{\text{Г}}''}{x_{\text{д}}''} \cdot I_{\text{Н}}. \quad (6.4)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (6.3):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,21} \cdot 4644 = 2498,9 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}}, \quad (6.5)$$

$$K_{\text{T}} > \frac{2498,9 \cdot 2}{24989},$$

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

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



$I_T$  - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора ( $I_T = I_{\text{МАКС}}$ ).

Принимаем уставку  $K_T = 0,3$ .

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (6.6)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (6.7)$$

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

На рисунке 6.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

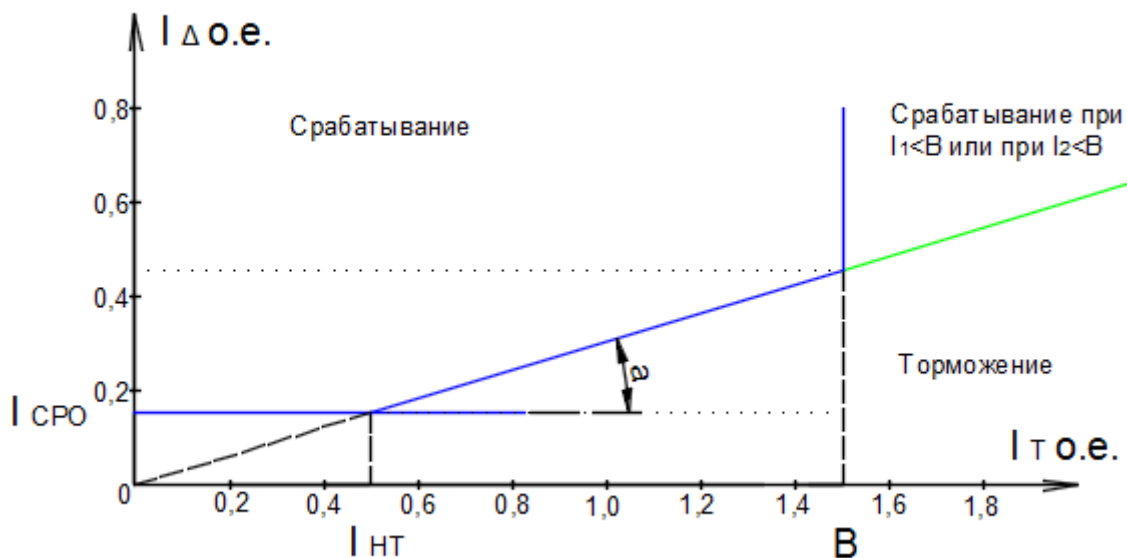


Рисунок 6.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

## 6.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

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 85-95% 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.

Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора представлена на рисунке 6.2.

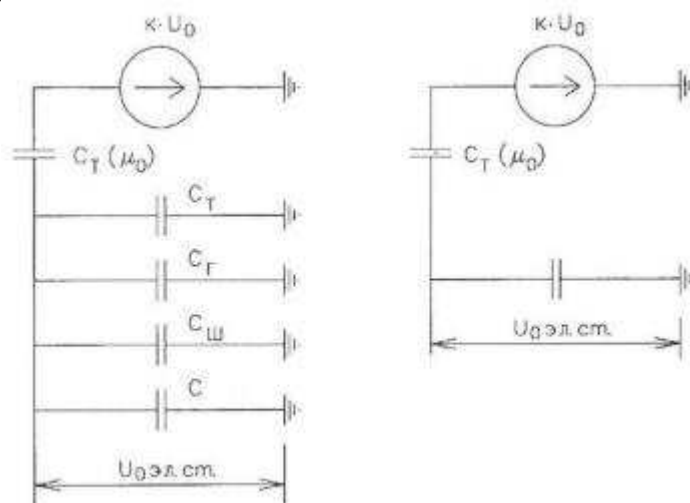


Рисунок 6.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

- $C_{Г}$  – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;
- $C_{Т}$  – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
- $C_{Ш}$  – емкость шинпровода по отношению к земле;
- $C_{ВТ}$  – емкость генераторного выключателя со стороны трансформатора;
- $C_{ВГ}$  – емкость генераторного выключателя со стороны генератора.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}} + C_{\text{ВТ}} = \\ = 0,0073 + 0,72 + 0,008 + 0,022 + 0,26 = 1,02 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (6.8)$$

$$U_{0 \text{ Эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (6.9)$$

где  $K$  – коэффициент, учитывающий распределение напряжения  $U_0$  по обмотке ВН трансформатора. В соответствии с Руководящими Указаниями для трансформаторов, работающих с глухозаземленной нейтралью,  $K = 0,5$ ;

$C_T(\mu_0)$  – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора,  $C_T(\mu_0) = 0,009 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$ ;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ}, \quad (6.10)$$

Суммарный емкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 8,39 \text{ А}. \quad (6.11)$$

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

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 0,5 \cdot 46570 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 1,02} = 185,6 \text{ В}. \quad (6.12)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}}, \quad (6.13)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 185,6}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}},$$

$$U_{\text{СР}} \geq 3,7,$$

где  $K_{\text{Н}} = 1,5$  – коэффициент надежности;

$n_{\text{ТН}}$  – коэффициент трансформации ТН;

$K_{\text{В}} = 0,95$  – коэффициент возврата.

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

Принимаем следующие уставки:  $U_{01G}$  с уставкой 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал;  $U_{02G}$  с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5с действует на разгрузку агрегата;  $U_{0G}$  с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ и останов турбины со сбросом 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  $K_T$ :

$$X = \frac{1}{K_T + 2}. \quad (6.14)$$

При  $K_T = 1,1$  орган  $U_{03}$  работает селективно и защищает 32,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

### 6.2.3 Защита от повышения напряжения

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

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В}. \quad (6.15)$$

2) В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган  $U_{1>}$  с уставкой  $1,2 \cdot U_H$ , 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:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В}. \quad (6.16)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 220 кВ принимается минимальной и равной  $0,09 \cdot I_H$ .

Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей. 6.2.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2)

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  $I_{*2}$ :

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (6.17)$$

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

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (6.18)$$

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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:  $I_{*2\text{СИГН}} = 0,07$ ;  $I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_H$ .

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.

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (6.19)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (6.20)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H. \quad (6.21)$$

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:

$$t_{\text{CP}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (6.22)$$

$$A_{\text{ИО}} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{CP}}. \quad (6.23)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - 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 6.3.

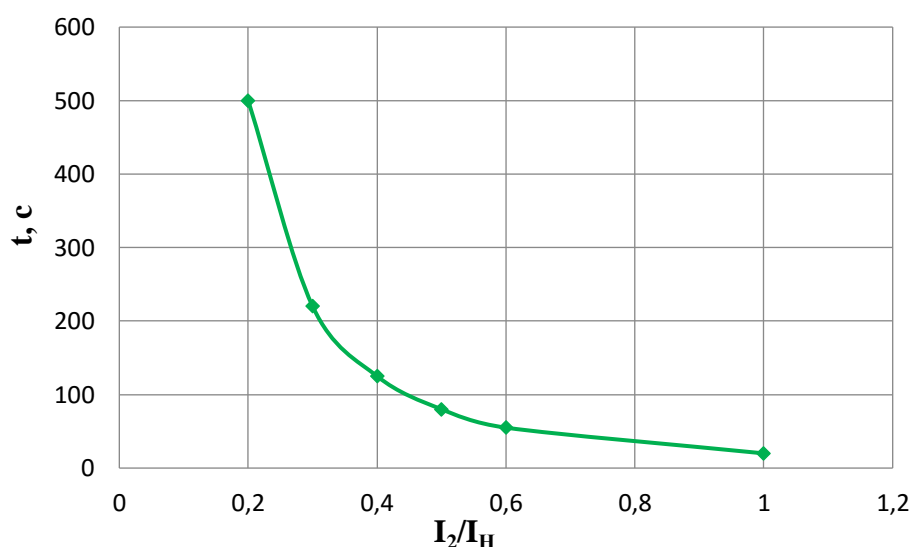


Рисунок 6.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

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

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» ( $t_{\text{охл}}$ ) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ( $t_{\text{охл}} = 100 \text{ с}$ ).

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:

$$I_{2\text{с.з.}} \leq \frac{I_2^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_d'' + x_{\Gamma} + x_{\text{T}})} = \frac{1}{1,3 \cdot (0,35 + 0,28 + 0,07)} = 1,09 \text{ о. е.}, \quad (6.24)$$

где  $x_d''$  - сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;

$x_{\Gamma}$  - сопротивление обратной последовательности генератора;

$x_{\text{T}}$  - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

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

$$I_{2\text{с.з.}} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{I_{\text{МИН}}^2}{K_{\text{ч}} \cdot \sqrt{3}}, \quad (6.25)$$

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{\text{МИН}} = I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{E_{\Sigma\Gamma}}{2(x_{\text{л}} + x_{\Sigma\Gamma})} + \frac{E_{\text{С}}}{(x_{\text{с}} + \frac{x_{\text{л}}}{n-1})^2} \quad (6.26)$$

$$I_{*}^{\text{МИН}} = \frac{1,1}{2(0,12+0,009)} + \frac{0,956}{\left(1+\frac{0,4}{4-1}\right)^2} = 4,26 + 0,42 = 4,68$$

$$I_{\text{Г}} = \frac{S_{\text{Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Г}}} = \frac{150}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,38 \quad (6.27)$$

$$I_{\text{МИН.Г}} = I_{*}^{\text{МИН}} / (N_{\text{ген}} + N_{\text{л}}) = 11,69 / 10 = 1,169 \quad (6.28)$$

$$I_{\text{МИН}} = I_{*}^{\text{МИН}} \cdot I_{\text{Г}} = 1,169 \cdot 0,38 = 0,444 \text{ кА}$$

$$I_{2\text{с.з.}} \leq \frac{2 \cdot I_{\text{КЗ}}^{(2)} \cdot K_{\text{T}}}{\frac{\sqrt{3}}{K_{\text{Ч}}}} = \frac{2 \cdot 0,444 \cdot 17,5}{\frac{\sqrt{3}}{1,2}} = 10,76 \text{ кА} \quad (6.29)$$

По третьему условию: 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.

#### 6.2.4 Защита от симметричных перегрузок

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:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (6.30)$$

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:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (6.31)$$



3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени. Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 6.2:

Таблица 6.2 - Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки $I/I_H$	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 6.4.

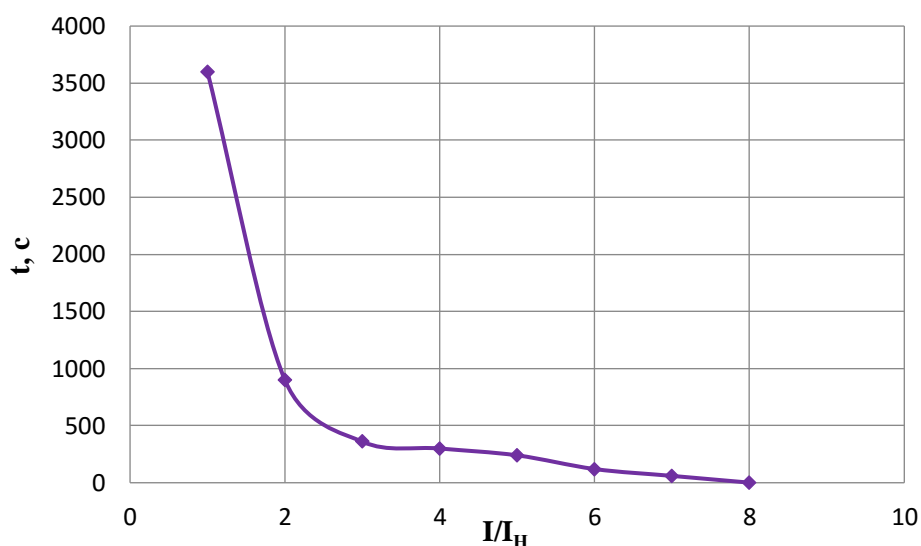


Рисунок 6.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

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:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (6.32)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному. Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 138} = 66 \text{ В.} \quad (6.33)$$

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.

### 6.2.5 Дистанционная защита генератора

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 Могочинской ГЭС:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 23,26 + \frac{0,8}{4} \cdot 11,16 = 20,8 \text{ Ом}, \quad (6.34)$$

$$Z'_{1Л} = \sqrt{x_{Л}^2 + r_{Л}^2} = \sqrt{10,77^2 + 2,92^2} = 11,16 \text{ Ом}$$

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

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

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 230^2}{250} = 23,26 \text{ Ом.}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,248 \cdot \frac{111}{250} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{111}{230^2} \cdot 10,94 = 0,09,$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,09 \cdot 1,72 = 0,15 \text{ Ом}, \quad (6.35)$$

где  $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{13,8^2}{111} = 1,72$ .

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,15 \frac{\frac{5000}{13,8}}{0,1} = 1,09 \text{ Ом.} \quad (6.36)$$

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

3) 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,  $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$ .

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4644} = 1,72 \text{ Ом,} \quad (6.37)$$

где  $I_{\text{НАГР}}$  – 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):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.Х.Х}}}}{x_d} = \frac{2 \cdot 2 - 0,95}{0,96} = 3,18, \quad (6.38)$$

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:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,29 \text{ о. е.,} \quad (6.39)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,9}{0,95 \cdot 3,18} = 0,298, \quad (6.40)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 72,6^\circ$ .

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_H} = \frac{0,29}{1,1} = 0,26 \text{ о. е.}, \quad (6.41)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,26 \cdot \frac{13,8^2}{111} = 0,45 \text{ Ом}. \quad (6.42)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,45 \cdot 5000 / 5}{13800 / 100} = 3,26 \text{ Ом}, \quad (6.43)$$

Принимаем уставку  $Z_{II} = 3,26 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{CM1} = 0,132 \text{ Ом}$ ,  $Z_{CM2} = 0,39 \text{ Ом}$ .

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 ГГ и ВГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 6.5.

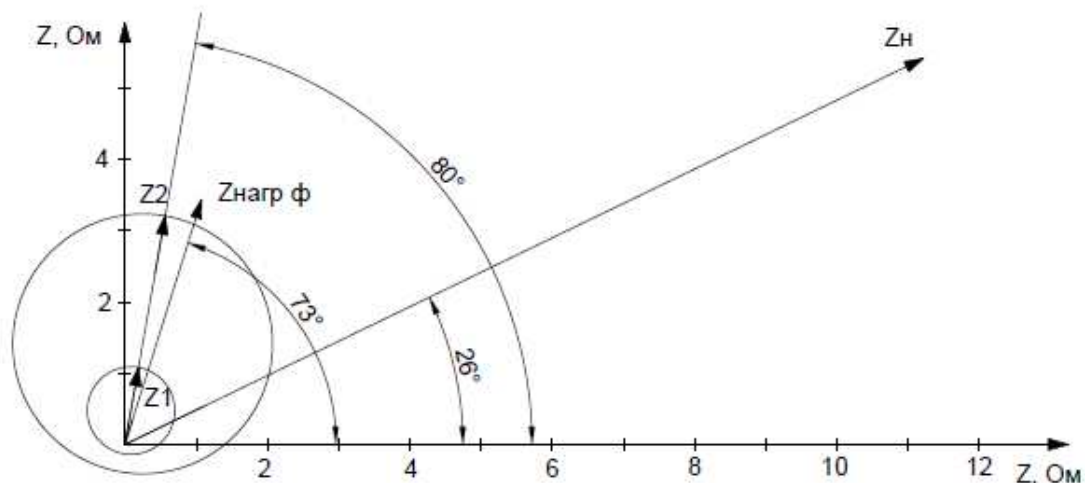


Рисунок 6.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### 6.2.6 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:

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р} \quad (6.44)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,2 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,2 \cdot I_{НОМ.Р} \quad (6.45)$$

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

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 6.6.

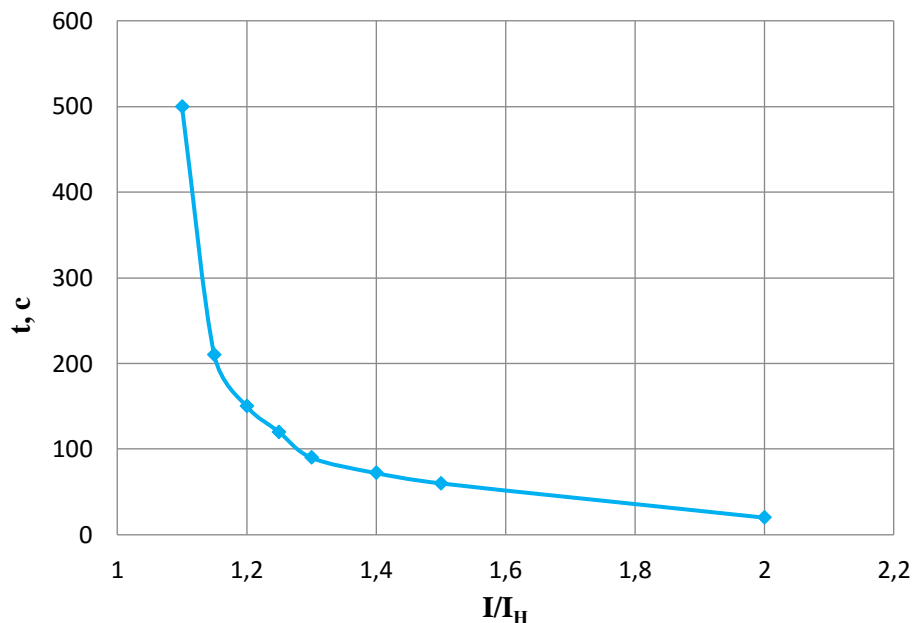


Рисунок 6.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,15 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (6.46)$$

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

### **6.3 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 REG630 производства АВВ.

REG630 имеет широкий спектр функциональных возможностей для защиты синхронных генераторов от повреждений в зоне действия защиты, а также для защиты от аварийных условий во внешних системах.

## 7 Техничко-экономические показатели

### 7.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Электроэнергия — физический термин, широко распространённый в технике и в быту для определения количества электрической энергии, выдаваемой генератором в электрическую сеть или получаемой из сети потребителем. Основной единицей измерения выработки и потребления электрической энергии служит киловатт-час.

Электрическая энергия является также товаром, который приобретают участники оптового рынка у генерирующих компаний, а участники розничного рынка у энергосбытовых компаний. Цена на электрическую энергию выражается в рублях и копейках за потребленный киловатт-час (коп/кВт·ч, руб/кВт·ч). Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

Особенности электроэнергии:

- Электроэнергию нельзя «складировать».
- Электроэнергия это продукт, поставляемый многими производителями в общие электрические сети.
- Электроэнергия это товар первой необходимости.

Таблица 7.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2020	2021	2022	2023	2024
Установленная мощность	МВт	600	600	600	600	600
Число часов использования установленной мощности	Часы	4200	4200	4200	4200	4200
Выработка электроэнергии	МВт*ч	2435832	2435832	2435832	2435832	2435832
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	2	2	2	2	2
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	4059,7	4059,7	4059,7	4059,7	4059,7
Объём реализации электроэнергии	МВт*ч	2431772	2431772	2431772	2431772	2431772
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	1007	1042	1077	1110	1143
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	204,1	211,2	218,3	224,9	231,6
НДС к выручке	млн.руб	31,1	32,2	33,3	34,3	35,3

С ростом тарифа на электроэнергию растёт выручка от реализации электроэнергии

#### 7.1.1 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 ДЗООАО «РусГидро».

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 и 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	148,0
Прочие	274	159,0
Итого по ГЭС		307

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Проценты	
	Величина	
2017-2021	0,04	
2022-2032	0,06	
2033-2049	0,08	
2050-2075	0,1	



Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии 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»	135,38 тыс.руб/Мвт	78,52
НП АТС (администратор торговой системы)	0.001097 тыс.руб/Мвт·ч	4,17
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318 тыс.руб/Мвт·ч	1,21
Итого		83,9

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

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации  
Миллионы рублей.

Наименование	Год реализации проекта				
	2020	2021	2022	2023	2024
Амортизационные отчисления	201,6	242,7	251,2	251,2	251,2
Расходы на страхование	42,7	50,4	49,3	46,9	44,5
Эксплуатационные затраты	307,0	307,0	307,0	307,0	307,0
Расходы на ремонт производственных фондов	1,8	2,1	3,1	2,9	2,7
Расходы на услуги регулирующих компаний	83,9	85,6	85,6	85,6	85,6
Налог на воду	16,3	24,1	24,1	24,1	24,1
Итого	653,3	711,9	720,4	717,8	715,2

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 7.1).

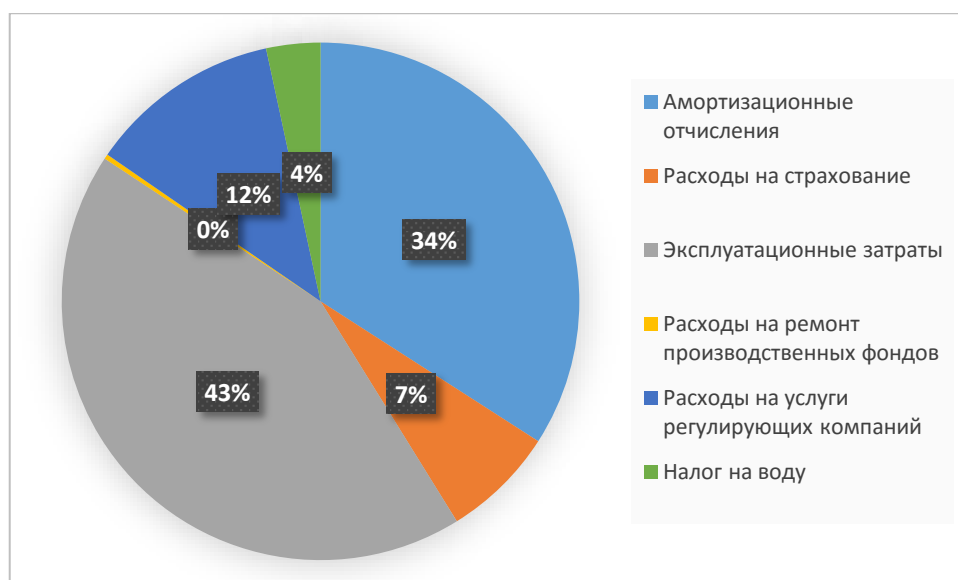


Рисунок 7.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Наибольшими оказались эксплуатационные затраты (43%).

### 7.1.2 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства Могочинской ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 18%;
- 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 за период 2021-2025 годы приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Налог на прибыль, млн.руб.	818,6	847,2	877,4	909,0	937,2
НДС, млн.руб.	803,8	846,8	872,8	900,2	925,5
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0
Налог на имущество, млн.руб.	116,0	116,0	109,2	103,6	98,1
Итого, млн.руб.	1757,4	1828,9	1878,3	1931,9	1980,7

## 7.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 7.7. График изменений чистой прибыли с течением времени показан на рисунке 7.2.

Таблица 7.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2020	2021	2022	2023	2024
Выручка (нетто), млн.руб.	669,82	1569,4	1768,6	1824,3	1895,0
Текущие расходы, млн.руб.	262,3	336,2	343,0	338,2	333,5
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	407,6	1233,2	1425,6	1486,1	1561,5
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	407,6	1233,2	1425,6	1486,1	1561,5
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	81,5	246,6	285,1	297,2	312,3
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	326,1	986,6	1140,5	1188,9	1249,2
Ставка налога на прибыль,%	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

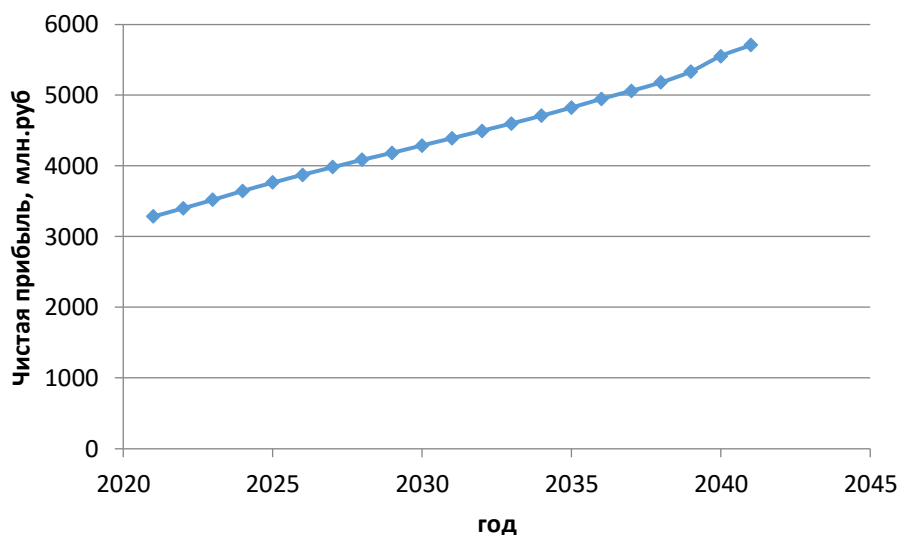


Рисунок 7.2 – Чистая прибыль, млн. руб.

С течением времени выручка растет, а текущие расходы примерно одинаковы, следовательно растет чистая прибыль.

### 7.3 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.)

#### 7.3.1 Методология, исходные данные

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

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.)

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

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1) Период прогнозирования для Могочинской ГЭС составляет 20 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2017 года.

3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

### 7.3.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 7.8.

Таблица 7.8 - Показатели эффективности реализации проекта «Могочинская ГЭС на реке Шилка»

Показатели эффективности	Величина
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPВ, мес	62
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	20143,9
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,39
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0.14
Удельные капиталовложения, руб/Квт	118981,2

### 7.3.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024
В федеральный бюджет, млн.Рублей	991,16	1665,49	1736,98	1793,18	1852,27
В региональный бюджет, млн.Рублей	87,60	116,00	115,98	109,17	103,64
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	1062,49	1757,44	1828,91	1878,29	1931,85

## 7.3 Анализ чувствительности

Типы риска инвестиционного проекта:

- 1) рыночные - неопределенность объемов реализации электроэнергии;
- 2) капитальные - возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменения затрат в строительство;
- 3) операционные - неопределенность хода проекта в его продуктивный период;
- 4) правовые (политический, юридический, суверенный) возможность изменения правовой среды, в которой осуществляется бизнес;
- 5) финансовые (процентный, валютный) - неопределенность обменных и процентных ставок на финансовых рынках.

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски. Соответствующие основные параметры финансовой модели перечисленным рискам приведены в таблице 7.10.

Таблица 7.10 - Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметры финансовой модели
Рыночный	Объем продаж
Капитальный	Капитальные затраты
Операционный	Операционные расходы

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

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

- а) Ставки налогов (рисунок 7.3);
- б) Объема инвестиций (рисунок 7.4);
- в) Цена сбыта (рисунок 7.5);

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно. На рисунке 7.6 представлен график зависимости суммы PI от изменения ставки дисконтирования.

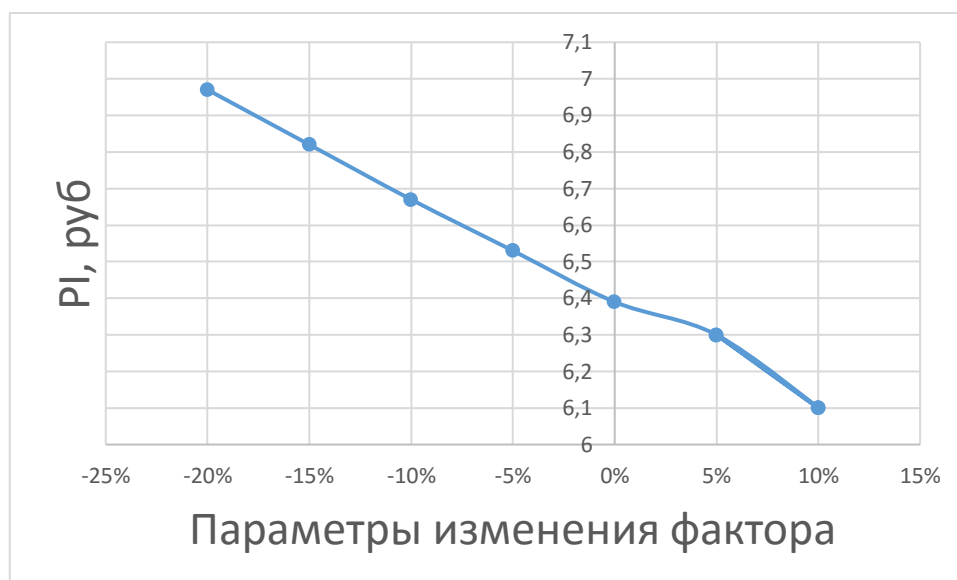


Рисунок 7.3 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Вывод: Увеличение ставки налогов – уменьшение величины PI.

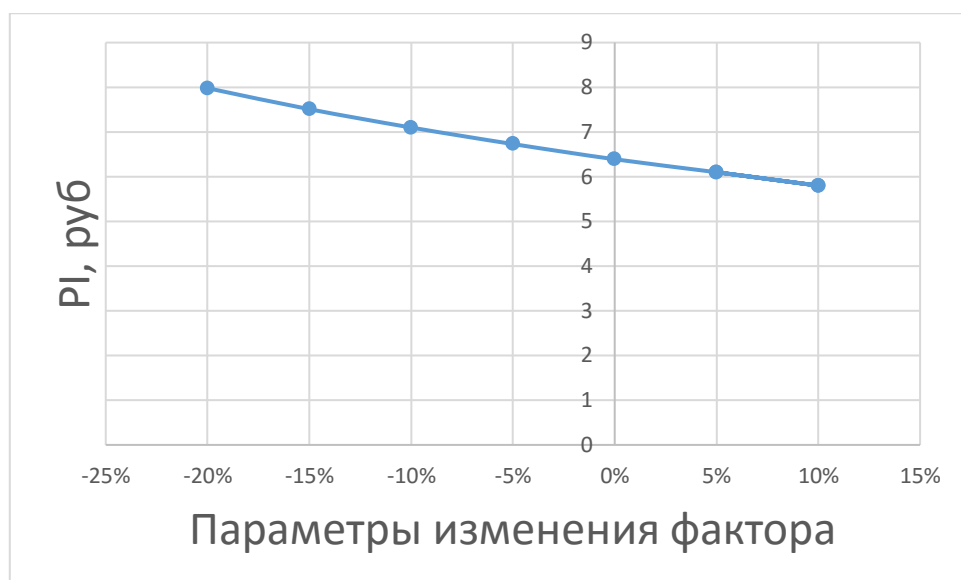


Рисунок 7.4-Сумма PI в зависимости от изменения объёма инвестиций

Вывод: Увеличение объёма инвестиций - уменьшение величины PI.

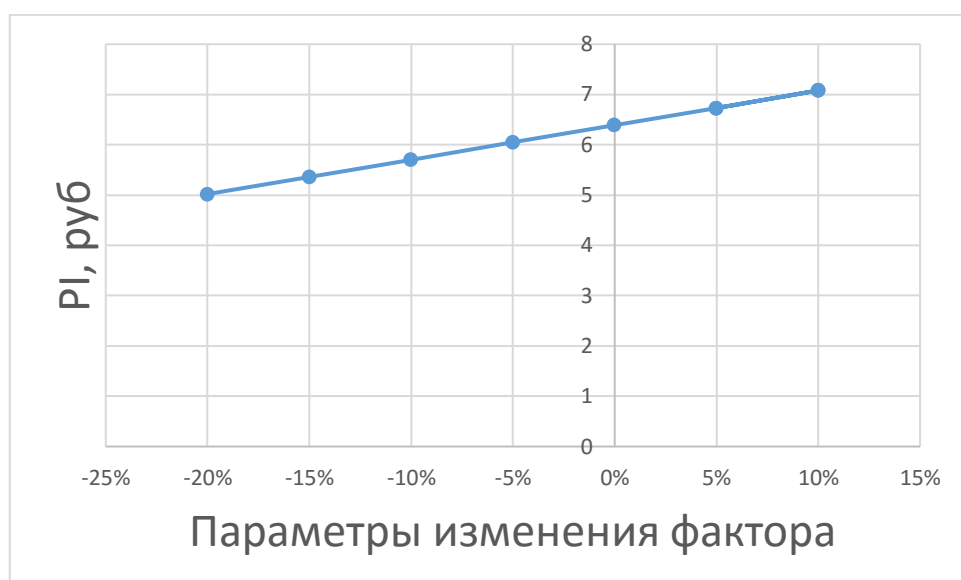


Рисунок 7.5 - Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта

Вывод: Увеличений цены сбыта – увеличение величины PI.

Таблица 7.11 - Сумма PI от изменения ставки дисконтирования

Изменение ставки дисконтирования	0%	5%	10%	15%	20%	25%
PI, руб	7,96	4,97	3,32	2,35	1,74	1,34

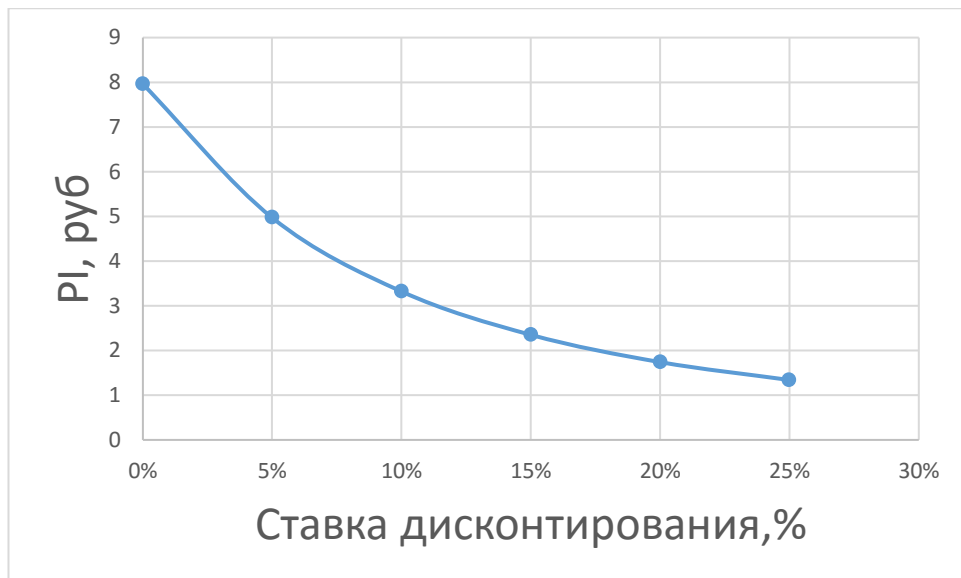


Рисунок 7.6 - Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: Увеличение ставки дисконтирования—уменьшение величины PI.



## **8 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды**

### **8.1 Требования по охране труда и техники безопасности**

Одной из основных задач по обеспечению безопасных условий труда на Могочинской ГЭС является создание структурного подразделения по охране труда.

Служба по охране труда и производственного контроля выполняет следующие задачи:

- организует работы по охране труда;
- осуществляет технический и технологический надзор за эксплуатацией оборудования, зданий и сооружений;
- осуществляет производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах;
- осуществляет контроль за организацией противопожарного режима и соблюдением требований пожарной безопасности;
- организует и координирует природоохранную деятельность.

Для всех работников станции разрабатываются должностные инструкции и инструкции по охране труда.

Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей руководствоваться должностными инструкциями. Должностная инструкция – это организационно-правовой документ, в котором определяются основные функции, обязанности, права и ответственность сотрудника организации при осуществлении им деятельности в определенной должности.

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов по охране труда, таких как:

- ГОСТ 12.0.230-2007 Межгосударственный стандарт «Система стандартов безопасности труда. Системы управления охраной труда. Общие требования» Приказ Ростехрегулирования от 10.07.2007 N 169-ст (ред. от 31.10.2013);
- «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» приказ министерства труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 №328н (изм. на 19.02.2016 г);
- РД 153-34.0-03.301-00. - «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий»;
- другие нормативные документы в сфере охраны труда.

Руководители и работники предприятия несут в соответствии с Законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести или привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу.

На Могочинской ГЭС должен быть организован кабинет по охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

Основная цель улучшения условий труда - обеспечение безопасности труда, сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве.

Улучшение условий труда будет давать и экономические результаты: рост прибыли; сокращение затрат, связанных с компенсациями: за работу с вредными и тяжелыми условиями труда, с травматизмом, профессиональной заболеваемостью. Основным документом в нормативно-технической документации является нормативный акт «Система стандартов безопасности труда» (изм. 27.04.2017).

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, а также по электро-, пожаро-, взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройти проверку знаний, работнику, прошедшему проверку знаний по охране труда, выдается удостоверение о проверке знаний.

Электроустановки Могочинской ГЭС должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Все металлические части электроустановок и электрооборудования, на которых может возникнуть напряжение вследствие нарушения изоляции, должны быть занулены в соответствии с требованиями РД 153-34-03.205-2001 «Правила безопасности при обслуживании гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций».

При расположении электроустановок с большим током замыкания на землю необходимо выполнять следующие мероприятия:

1) все прилегающие здания должны быть включены в общий контур заземления;

2) должны приниматься меры к выравниванию потенциалов внутри производственных помещений;

3) вокруг зданий на расстоянии 1 м от стен на глубине 1 м должен быть проложен проводник, соединенный с заземляющими проводниками внутри здания, а у входов и въездов в здания должно быть выполнено выравнивание потенциалов путем прокладки дополнительных полос с постепенным заглублением;

4) вокруг зданий следует устраивать асфальтированные отмостки шириной 1-1,5 м.

Так как токи короткого замыкания на землю в рассматриваемых установках имеют большие значения, должна быть обеспечена термическая стойкость заземляющих проводников. Сечения заземляющих проводников должны быть выбраны такими, чтобы при протекании по ним расчетных токов однофазных замыканий на землю температура их за время, до срабатывания основной защиты не превысила допустимой (400° С).

На Могочинской ГЭС будут разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

Рабочие инструкции по охране труда должны быть разработаны для всех подразделений.

## **8.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства**

При строительстве Могочинского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
2. Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
3. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Шилка в нижнем бьефе Могочинского гидроузла;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключаящие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

### **8.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища**

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.
2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

- На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

- Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

- Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

- Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

- Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

- Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1 Организационные

1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;

1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;

- 1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
- 1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля
- 2 Санитарно – технические
  - 2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
  - 2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;
  - 2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
  - 2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
  - 2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
  - 2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ
  - 2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных , дренажных и природных поверхностных вод;
  - 2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
  - 2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
  - 2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах , имеющих твердое покрытие .

#### 8.4 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

- 8.4.1 Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме  
Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т} \quad (8.1)$$

$N$ - объем бетонных работ, м<sup>3</sup> (622774 м<sup>3</sup>)  
 $q$ - удельный норматив образования, % ( $q = 1,8\%$ )  
 $\rho$ - плотность бетона, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,5 \text{ т/м}^3$ )

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{875000 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 39375 \text{ т} \quad (8.2)$$

8.4.2 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 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, m \quad (8.3)$$

$N$ - количество арматуры, т (70 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>)

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{70 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 1,4 \text{ т} \quad (8.4)$$

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.

## **8.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации**

В период эксплуатации Могочинского 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.

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 Шилка от сбросов Могочинской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения города Могоча, в пределах промплощадок объектов Могочинской 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;

## **8.6 Пожарная безопасность**

Комплекс мероприятий по предотвращению пожара, ограничению его распространения и средства пожаротушения на гидроэнергетических объектах предусматривается в соответствии с Федеральным законом о "Пожарной безопасности", государственными и ведомственными нормативными документами. Охрана труда и техника безопасности на предприятии, в том числе, подразумевает обучение пожарной безопасности для персонала и руководителей.

Так как территория будущего гидроузла находится в малонаселенной зоне, предусматривается устройство пожарной части в непосредственной близости от станции, обслуживающую как гидроузел, так и близлежащие населенные пункты.

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

Контроль за противопожарным состоянием объекта осуществляется с помощью датчиков пожаротушения, которыми оснащаются объекты.

На генераторах ГЭС в качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей гидроагрегата размещают дренчерные кольцевые трубопроводы. Включение систем пожаротушения – автоматическое, с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора.

Тушение трансформаторов осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. По периметру трансформатора монтируются на безопасном расстоянии кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители. Предусмотрены специально установленные емкости, куда будет сливаться водно-масляная смесь,



образующаяся во время тушения пожара. В этом маслосборнике предусматривается устройство для разделения воды и масла. Вместимость маслосборника принимается эквивалентной объему масла в силовых трансформаторах ТДЦ-80000/220.

Разработаем установку пожаротушения для шести трансформаторов ТДЦ-250000/220, расположенных у здания ГЭС, с площадью защищаемой поверхности  $F_з = 180 \text{ м}^2$ .

Согласно ПУЭ, трансформаторы напряжением 110 кВ и выше мощностью 63 МВ·А и более, устанавливаемые в камерах подстанций и у зданий ГЭС оснащаются автоматическими установками пожаротушения.

АУВП трансформатора включает установку водяного пожаротушения (УВП) и систему ее автоматического управления (САУ)

УВП трансформаторов состоит из водопитателя, системы трубопроводов с отдельными секциями. Каждая секция УВП состоит из подводящего трубопровода, запорно-пускового устройства (ЗПУ) и сухо-трубной системы, состоящей из питательного трубопровода и сети распределительных трубопроводов с дренчерными оросителями.

Согласно РД 34.15.109 –91 «Рекомендации по проектированию автоматических установок водяного пожаротушения масляных силовых трансформаторов», для защиты трансформаторов распыленной водой следует применять дренчерные оросители типа ОПДР-15 с площадью орошения  $F_о = 12 \text{ м}^2$ . Расположение оросителей должно обеспечивать орошение распыленной водой защищаемой поверхности с интенсивностью не менее  $0,2 \text{ л/с} \times \text{м}^2$ .

Минимальное количество оросителей определим по формуле:

$$n = F_з \cdot 0,2 / Q = 180 \cdot 0,2 / 4 = 9 \text{ шт}, \quad (8.5)$$

где  $n$  - необходимое для тушения пожара количество оросителей [шт];

$F_з = 180 \text{ м}^2$  - защищаемая оросителями площадь поверхности;

$0,2$  - нормативная интенсивность орошения [ $\text{л/с} \times \text{м}^2$ ];

$Q$  - расход воды, подаваемый через ороситель, принимаем  $4 \text{ л/с}$ .

Необходимое количество оросителей определим по формуле:

$$n = F_з / F_о = 180 / 12 = 15 \text{ шт}. \quad (8.6)$$

Суммарный расход на два оросителя:

$$\sum Q = 15 \cdot 4 = 60 \text{ л/с} = 216 \text{ м}^3/\text{ч} = 0,06 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Расчетное время пожаротушения одного трансформатора согласно РД 34.49.104 составляет  $t = 10$  мин. Запас воды должен обеспечивать бесперебойную работу АУВП в течение  $30 \text{ минут} = 1800 \text{ с}$ .

Следовательно, общий запас воды:

$$W = 0,06 \cdot 1800 = 108 \text{ м}^3.$$

Согласно РД 34.49.104: емкость водонапорного бака должна приниматься не менее  $3 \text{ м}^3$ . В данном расчете условие выполняется.

## **9 Собственные нужды ГЭС, особенности схем исполнения, требования к надежности электроснабжения ответственных потребителей технологических систем ГЭС**

Технологический цикл производства электроэнергии на современных электростанциях полностью механизирован. Имеются многочисленные механизмы собственных нужд как основного энергетического оборудования, так и вспомогательных цехов станций.

На гидроэлектростанциях электрическая энергия расходуется на управление гидро- и электротехническим оборудованием, охлаждение генераторов и трансформаторов, обогрев гидротехнического оборудования в зимнее время, вентиляцию, освещение.

Электроприемники СН ГЭС подразделяются на категории по допустимым перерывам питания [31]:

– Первая категория – перерыв электроснабжения потребителей допускается на время автоматического восстановления питания. Электроприемники первой категории в нормальном режиме обеспечиваются электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания.

Из состава электроприемников первой категории выделяется особая группа ответственности электроприемников (по требованиям безопасности), для электроснабжения которой должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого резервирующего (аварийного) источника питания.

– Вторая категория – перерыв электроснабжения допускается на время включения дежурным персоналом резервного источника питания. Электроприемники второй категории в нормальном режиме обеспечиваются электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания.

– Третья категория – перерыв электроснабжения допускается на время ремонта или замены поврежденного оборудования, но не более 1 суток. Электроприемники третьей категории могут получать питание от одного источника.

К электроприемникам СН ГЭС первой категории относятся:

- насосы маслонапорных установок регулирования гидротурбин;
- насосы и вентиляторы системы охлаждения трансформаторов;
- аварийная вентиляция;
- зарядные устройства аккумуляторных батарей;
- оборудование связи, телемеханики и АСУТП;
- оборудование автоматического пожаротушения и системы безопасности;
- охранное освещение периметра.

К электроприемникам СН ГЭС особой группы относятся:

- механизмы управления основными и аварийными затворами водоприемника и водосброса;
- механизмы управления затворами со стороны нижнего бьефа;
- эвакуационное освещение.

К электроприемникам СН ГЭС второй категории относятся:

- дренажные насосы;
- лекажные насосы;
- насосы откачки проточной части турбины;
- компрессорное хозяйство, в т.ч. для отжатия воды из камеры рабочего колеса (для перевода в режим СК);
- обогрев силовых шкафов, шкафов управления, приводов, ячеек КРУ наружной установки, воздухооборников;
- устройства РПН;
- рабочее освещение и аварийное освещение безопасности для продолжения работы

К электроприемникам СН ГЭС третьей категории относятся:

- оборудование санитарно-технических систем (отопление и вентиляция помещений), в т.ч. приточно-вытяжная вентиляция помещений аккумуляторных батарей;
- приводы разъединителей и РПН;
- обогрев электродвигательных приводов разъединителей и РПН;
- грузоподъемные устройства;
- маслохимическая и другие лаборатории;
- оборудование для ремонтных работ.
- компрессорное хозяйство, в т.ч. для отжатия воды из камеры рабочего колеса (для перевода в режим СК);
- обогрев силовых шкафов, шкафов управления, приводов, ячеек КРУ наружной установки, воздухооборников;
- устройства РПН;
- рабочее освещение и аварийное освещение безопасности для продолжения работы

К электроприемникам СН ГЭС третьей категории относятся:

- оборудование санитарно-технических систем (отопление и вентиляция помещений), в т.ч. приточно-вытяжная вентиляция помещений аккумуляторных батарей;
- привода разъединителей и РПН;
- обогрев электродвигательных приводов разъединителей и РПН;
- грузоподъемные устройства;
- маслохимическая и другие лаборатории;
- оборудование для ремонтных работ.

## 9.1 Основные сведения и особенности собственных нужд Могочинской ГЭС

Комплекс оборудования, входящего в системы питания собственных нужд гидроэлектростанций:

- трансформаторы собственных нужд (рабочие и резервные), подключаемые обмоткой высшего напряжения к источникам питания
- распределительные устройства собственных нужд переменного напряжения с вводами питания;
- силовые кабели линий питания собственных нужд;
- система распределения оперативного постоянного тока;
- вторичные системы, обеспечивающие функционирование и защитные функции перечисленного основного оборудования:
  - устройства управления коммутационными аппаратами;
  - устройства релейной защиты;
  - устройства измерения, контроля, информации и сигнализации;
  - автоматика ввода резервного питания;
  - устройства управления переключением ответвлений обмоток трансформаторов РПН под нагрузкой и регулирования напряжения.

Для электроснабжения электроприемников собственных нужд Могочинской ГЭС необходимо предусматривать не менее двух независимых источников питания при любом режиме работы станции, в том числе при отключении одного из независимых источников питания.[32]

В качестве независимых источников питания принимаются:

- а) обмотка низшего напряжения повышающего (блочного) трансформатора
- б) подстанция местного района, имеющая связь с энергосистемой на ГЭС принимается в качестве резервного источника;
- в) дизель-генераторная станция (ДЭС).

Дизель-генераторы (ДЭС) предусматриваются для электроприемников СН особой группы ответственности и электроприемников систем жизнеобеспечения станции, работа которых позволяет осуществлять безопасную эксплуатацию гидротехнических сооружений и обеспечивать сохранность дорогостоящего оборудования в условиях потери основных источников электроснабжения систем СН. [33]

К электроприемникам особой группы ответственности относятся:

- механизмы управления затворов водосбросов и аварийно-ремонтных затворов водоприемника;
- механизмы управления предтурбинных аварийных (аварийно-ремонтных) затворов;
- механизмы управления затворами со стороны нижнего бьефа;
- шкафы управления оперативным током (ШУОТ) с подзарядными агрегатами для питания цепей управления механизмов основных и аварийных затворов водоприемников и водосбросов. ШУОТ должны устанавливаться в

незатапливаемых. В аварийных условиях потери основных источников электроснабжения систем СН шкафы ШУОТ автоматически переключаются на питание от ДЭС;

- эвакуационное освещение;
- зарядные устройства аккумуляторных батарей;
- агрегаты бесперебойного питания систем оборудования связи, телемеханики, АСУ ТП, видеонаблюдения и др. систем безопасности;
- пожарные насосы и оборудование системы автоматического пожаротушения (пожарные задвижки, огнезащитные клапаны) и пожарной сигнализации;
- вентсистемы дымоподавления;

К электроприемникам систем жизнеобеспечения станции относятся:

- аварийное освещение безопасности для продолжения работы;
- насосы системы осушения проточной части агрегатов, которые могут использоваться для откачки затопленных помещений;
- дренажные насосы, если их останов на расчетное время перерыва питания СН приводит к подтоплению сооружений и дорогостоящего оборудования;
- механизмы маневрирования ремонтными затворами отсасывающих труб;
- отопление и вентиляция помещений серверных АСУТП;
- насосы аварийной откачки из затопленных помещений.

## **9.2 Схема исполнения собственных нужд**

Схема собственных нужд переменного тока ГЭС была выбрана с учетом обеспечения их надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах.

Электрическая схема собственных нужд выполнена с двумя напряжениями - 0,4 и 10 кВ. Наличие напряжения 10 кВ было определено общей величиной и единичной мощностью потребителей, наличием электроприемников на напряжение 10 кВ, удаленностью потребителей и их структурой. Так же использование одного напряжения 0,4 кВ допустимо только для ГЭС небольшой мощности.

Распределительное устройство СН 10 кВ выполнено с двумя системами сборных шин, 0,4 кВ – с одной. Сборные шины распределительных устройств СН всех напряжений выполняются двухсекционными. Каждая из секций присоединена к отдельному источнику питания, которые, таким образом, являются взаиморезервирующими.

Распределение электроэнергии от источников питания на напряжении 6 кВ производится с помощью комплектного распределительного устройства - КРУ 10 кВ, располагаемого в незатапливаемой части ГЭС.

Распределение электроэнергии на напряжение 0,4 кВ организовано с помощью комплектных трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ (КТП СН),

Понижающие трансформаторы КТП подключены к различным секциям КРУ 10 кВ.

Для потребителей, не допускающих даже кратковременного перерыва питания (потребители АСУ ТП, связи и др.) применены агрегаты бесперебойного питания (АБП), резервное питание которых осуществляется от сети СН ГЭС постоянного тока (аккумуляторной батареи).

### 9.3 Система оперативного постоянного тока

Система оперативного постоянного тока (СОПТ) предназначена для питания устройств управления, автоматики, сигнализации и релейной защиты элементов главной электрической схемы электростанции и распределительных устройств 10 кВ и 0,4 кВ, а также приводов постоянного тока, преобразовательных агрегатов бесперебойного питания (АБП), средств диспетчерского управления и связи, начального возбуждения генераторов, пожарной сигнализации и аварийного освещения.

Основным источником СОПТ является аккумуляторная батарея напряжением 220 В. Каждая батарея подключается к своей секции постоянного тока (ЩПТ). [33]

ЩПТ состоит из двух секций шин для отдельного питания микропроцессорных устройств (МП) защит и приводов выключателей.

### 9.4 Расчёт токов однофазного короткого замыкания на шинах КРУ и КТП с применением программного комплекса RastrWin

В рамках спецвопроса проведем расчеты токов короткого замыкания для выбора оборудования КРУ 10 кВ и КТП.

Для расчета выбираем мощность трансформатора КТП. Исходя из того, что мощность трансформатора для каждой секции составляет 3-5% мощности станции, принимаем мощность трансформатора 1000 кВА.

Вносим параметры схемы замещения в программный комплекс RastrWin3. Полученные результаты расчета представлены в таблице 9.1.

На рисунках 9.1-9.3 представлены исходные данные из таблиц программы «RastrWin3», необходимые для расчета.

Тип	Номер	Название	U_ном
у	1	РУ	220
у	2	Т1	14
у	3	Т1	14
у	4	Т1	14
у	5	КРУ	6
у	6	КТП	0

Рисунок 9.1 - Узлы

Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_г	Название	R	X	G	B	Кт/л	Кт/г
Тр-р		Тр-р 1	2			РУ - Т1	0	26				17.5
Тр-р		Тр-р 1	3			РУ - Т1	0	26				17.5
Тр-р		Тр-р 1	4			РУ - Т1	0	26				17.5
Тр-р		Тр-р 2	5			Т1 - КРУ	0.02	4.57				0.43
Тр-р		Тр-р 3	5			Т1 - КРУ	0.02	4.57				0.43
Тр-р		Тр-р 4	5			Т1 - КРУ	0.02	4.57				0.43
Тр-р		Тр-р 5	6			КРУ - КТП	0.01	1.7				0.067

Рисунок 9.2 - Ветви

N_групп	Название	N_узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1	C	1	16.13	322.67	16.13	322.67	16.13	322.67	230
2	Г1	2	0.33	0.007	0.33	0.01	0.33	0.01	15.18
3	Г2	2	0.33	0.007	0.33	0.01	0.33	0.01	15.18
4	Г3	3	0.33	0.007	0.33	0.01	0.33	0.01	15.18
5	Г4	3	0.33	0.007	0.33	0.01	0.33	0.01	15.18
6	Г5	4	0.33	0.007	0.33	0.01	0.33	0.01	15.18
7	Г6	4	0.33	0.007	0.33	0.01	0.33	0.01	15.18

Рисунок 9.3 - Данные по генераторам

Таблица 9.1 - Результаты расчетов

Тип КЗ	$I_{п.0}$	$i_y$
3ф на шинах КРУ 10 кВ	13,36	25,52
1ф на шинах КТП	42,54	82,74
3ф на шинах КТП	28,34	60,32

## 9.5 Выбор оборудования КРУ 10 кВ и КТП

Исходя из расчета токов КЗ выбираем комплектное распределительное устройство и трансформаторную подстанцию фирмы «Электронмаш». Каталожные данные КРУ 10 кВ и КТП представлены в таблицах 9.2 и 9.3 соответственно.

Таблица 9.2 - Каталожные данные КРУ «ЭЛТИМА» 10 кВ

Наименование	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток главных цепей, А	1600
Номинальный ток отключения встроенного силового выключателя, кА	20
Ток термической стойкости, кА:	16
Ток электродинамической стойкости (амплитуда), кА:	64



Таблица 9.3 - Каталожные данные КТП-ELM -10/0,4

Наименование параметра / Значение	На стороне ВН	На стороне НН
Номинальное напряжение, кВ:	10	0,4
Наибольшее рабочее напряжение, кВ:	12	0,44
Ток электродинамической стойкости (амплитуда), кА:	100	20
Ток термической стойкости, кА:	40	100
Номинальная мощность силового трансформатора, кВА	1000	

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Могочинской ГЭС высотой 67,3 м на реке Шилка, являющимся сооружением I класса.

В ходе водно-энергетических расчетов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии была выбрана установленная мощность Могочинской ГЭС, а также определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. Установленная мощность составила 600 МВт. Определен уровень мертвого объема, отметка которого равна 356,74 м. Полезный объем при данных отметках НПУ 256 м и УМО составляет 4,31 км<sup>3</sup>. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 3,57 млрд.кВт·ч.

На следующем 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 – 64 м;
- расчетный – 46 м;
- минимальный – 37 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет 1464 м<sup>3</sup>/с.

По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с 6 гидроагрегатами, с диаметром рабочих колес 5,3 м. (ПЛД70-В60°).

По справочным данным для выбранной поворотно-лопастной турбины с синхронной частотой вращения 150 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-915/165-40У4 с номинальной активной мощностью 100 МВт.

После выбора основного и вспомогательного оборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Строительные расходы пропускаются через гребенку и донные отверстия. Напорный фронт создает грунтовая плотина, бетонная водосливная плотина, здание ГЭС.

- В состав сооружений входят:
- водосбросная бетонная плотина;
  - глухая бетонная плотина
  - здание ГЭС.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 52 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 309,0 м;
- отметка порога водослива – 369,50 м;
- число водосливных отверстий – 8;

- ширина водосливных отверстий в свету – 20 м;
- отметка гребня – 378,30 м;
- ширина гребня – 22 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применён носок-трамплин.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,26 для основного и особого сочетаний нагрузок соответственно (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Могочинского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям предусмотренными СНиП.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с укрупненными блоками и принята схема распределительного устройства ОРУ-220кВ – «две рабочие системы шин и одна обходная». По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ – 250000/220, трансформаторы общестанционных собственных нужд ТСЗУ – 6300/35.

В качестве генераторного выключателя, принят элегазовый выключатель, ВГГ-10 фирмы «Электроаппарат», имеющий большой ресурс и надежность.

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 – 69,01 млрд. руб.;
- удельная себестоимость производства электроэнергии – 0,14 руб./кВт·ч.

Таким образом, строительство Могочинского гидроузла с установленной мощностью 580 МВт в настоящее время является актуальным.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Использование водной энергии: Учебное пособие в задачах и упражнениях/Сост. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов; СШФ СФУ- Саяногорск, Черемушки, 2014. 18с.[1]
2. Выбор параметров ГЭС :учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/сост. А.Ю. Александровский , Е.Ю. Затеева, Б.И. Силаев.-Саяногорск :СШФ КГТУ, 2005.- 176 с.[2]
3. Александровский А.Ю., Силаев Б.И. Методические указания к курсовому проекту «Выбор параметров ГЭС».- М: Изд-во МЭИ, 1995.44с.
4. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для ВУЗов. 4-е изд., перераб. доп.- М.: Энергоатомиздат, 1989. 608 с.
5. Васильев Ю.С., Щавелев Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование: Справочное пособие: В 2 т.-Т1. Основное оборудование гидроэлектростанций.- М.: Энергоатомиздат, 1988.-400 с
6. СНиП 2\_06\_04\_82 Нагрузки и Воздействия на ГТСУДК 627.042.8(083.74) [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.znakcomplect.ru/dokumenty2/example/stroitelnye-normy-i-pravila-snip/snip-2-06-04-82-nagruzki-i-vozddejstviya-na-gidrotexnicheskie-sooruzheniya.html>
7. СНиП 33-01-2003 Основные положения ГТС УДК 626 (083.13) [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.estateline.ru/legislation/461/>
8. Справочник по гидравлике. Под редакцией д.т.н. профессора В.А. Большакова. Киев. «Вища школа» 1977.
9. СНиП 2.06.06-85. Плотины бетонные и железобетонные / Госстрой СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986. – 40 с.
10. Рассказов Л.Н. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1: Учебник для студентов вузов – М.: Стройиздат, 1996. – 440 с.
11. СНИП 33-01-2003 Гидротехнические сооружения. Основные положения. – М. : ФГУП ЦПП, 2004 [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200035247>
12. Правила устройства электроустановок «ПУЭ»; издание 6,7 от 2014г.
13. СТО 59012820-29.20.30.003-2009 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf>
14. СТО Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.twirpx.com/file/1331093/>
15. СТО 17330282.27.140.008-2008 «Системы питания собственных нужд ГЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и

требования» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://files.stroyinf.ru/Data1/57/57988/index.htm>

16. СТО 17330282.27.140.006-2008 «Гидрогенераторы. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования» [Электронный ресурс] – Режим доступа:

17. СТО РусГидро 02.02.060-2011 «Гидроэлектростанции. Технические и автоматизированные системы» [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://www.rushydro.ru/upload/iblock/b4d/STO-RusGidro-02.02.060-2011\\_Gidroelektrostantsii.-Tehnicheskie-i-avtomatizirovannii-sistemi.-Usloviya-postavki.-Normi-i-trebovaniya.pdf](http://www.rushydro.ru/upload/iblock/b4d/STO-RusGidro-02.02.060-2011_Gidroelektrostantsii.-Tehnicheskie-i-avtomatizirovannii-sistemi.-Usloviya-postavki.-Normi-i-trebovaniya.pdf)

18. ГОСТ Р 56303-2014. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/58530/>

19. Толстихина Л.В. Параметры электрооборудования и режимы электроэнергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий/ Л.В. Толстихина.-Саяногорск: Сибирский федеральный ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2010.-180 с.

20. Расчет токов короткого замыкания в программном комплексе RastrWin: Методические указания по эксплуатации программы для практических занятий, лабораторных работ, курсового и дипломного проектирования. – Саяногорск: СШФ СФУ, 2012

21. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117-ФЗ //Текст части второй Налогового кодекса опубликован в "Российской газете" от 10 августа 2000 г. N 153-154.

22. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

23. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии пред ТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г.

24. СТО 70238424 собственные нужды [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200093630>

25. СТО 17330282 27 140 020-2008 [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://sanpinnorma.ru/документы/СТО-РАО-ЕЭС/СТО-17330282-27-140-020-2008/>

26. Распоряжение №111 от 06-08-2012 нормы проектирования о введении в действие стандарта организации

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Сбор нагрузок, действующих на водосливную плотину

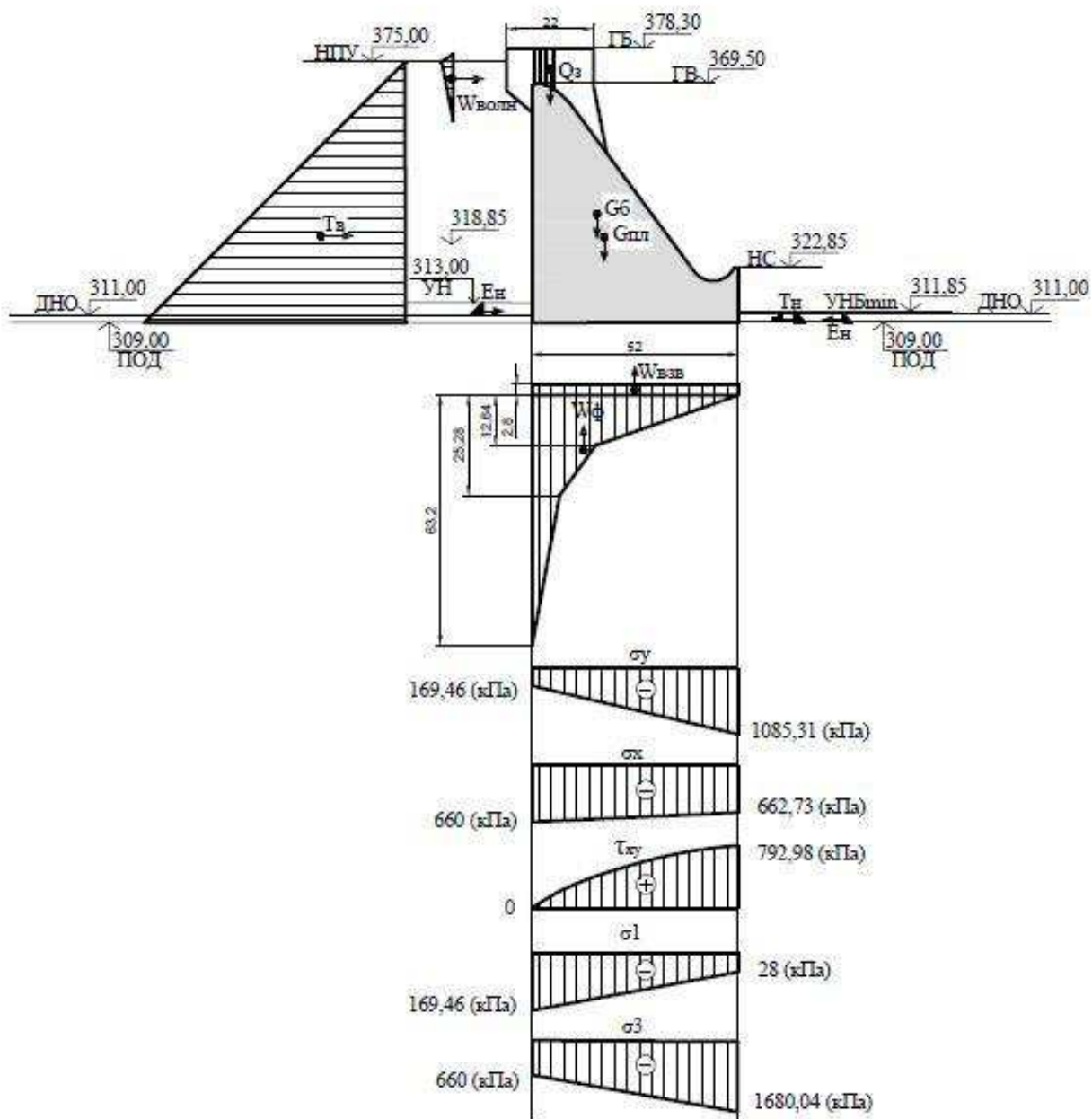
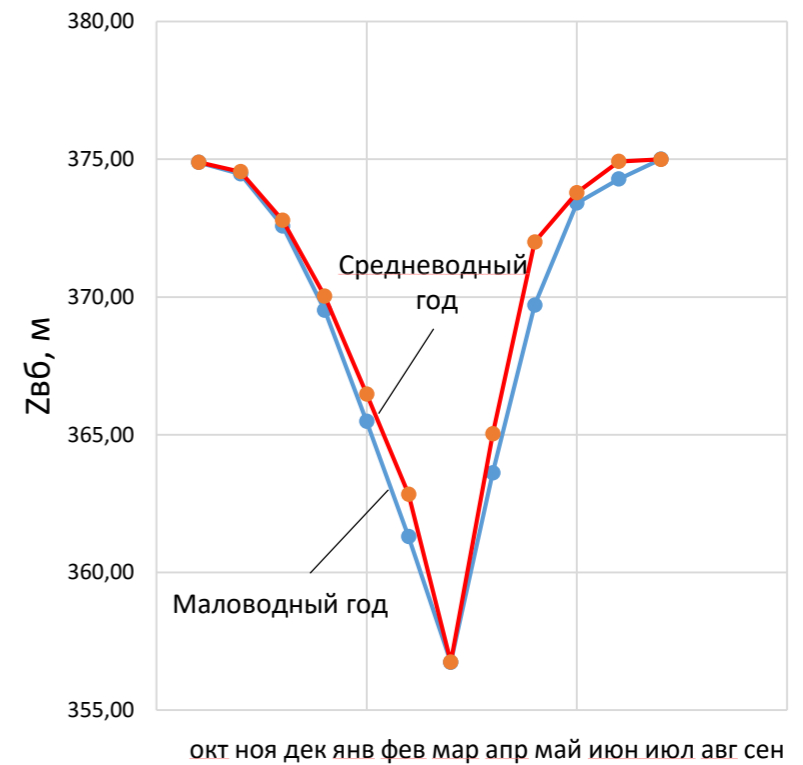
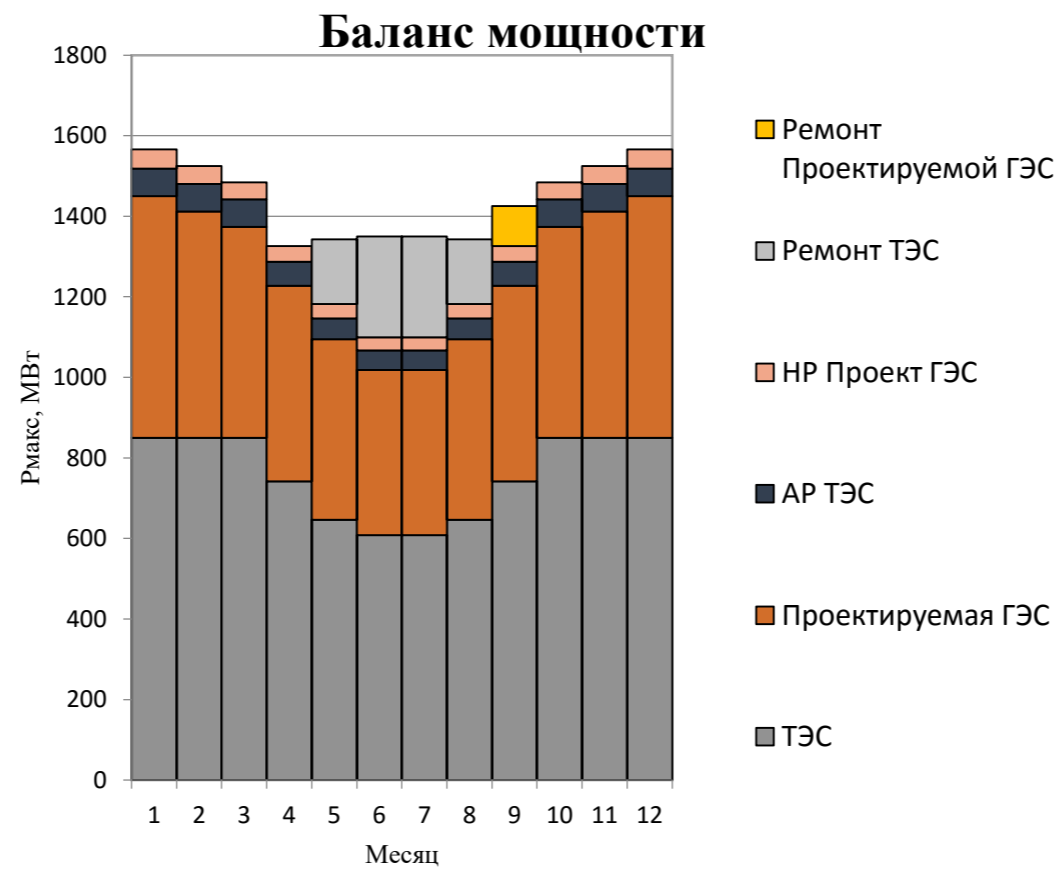
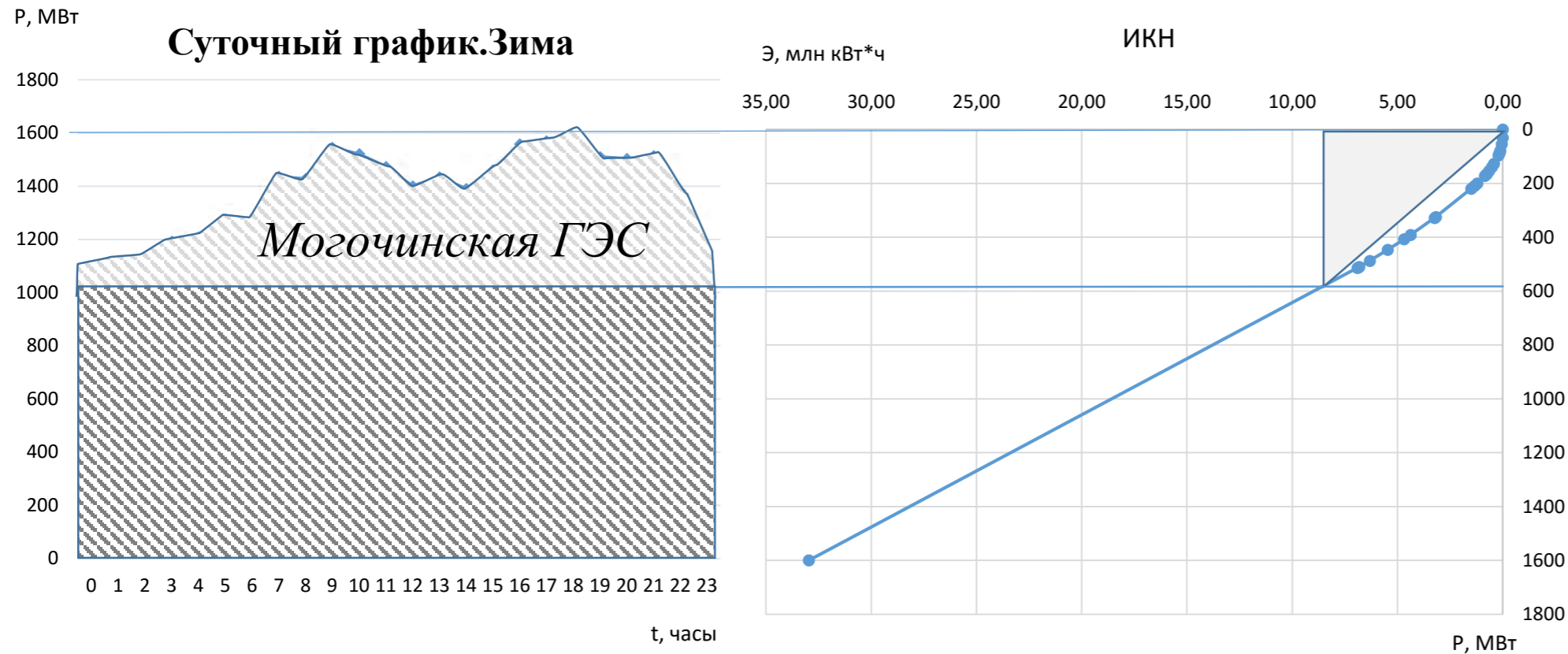
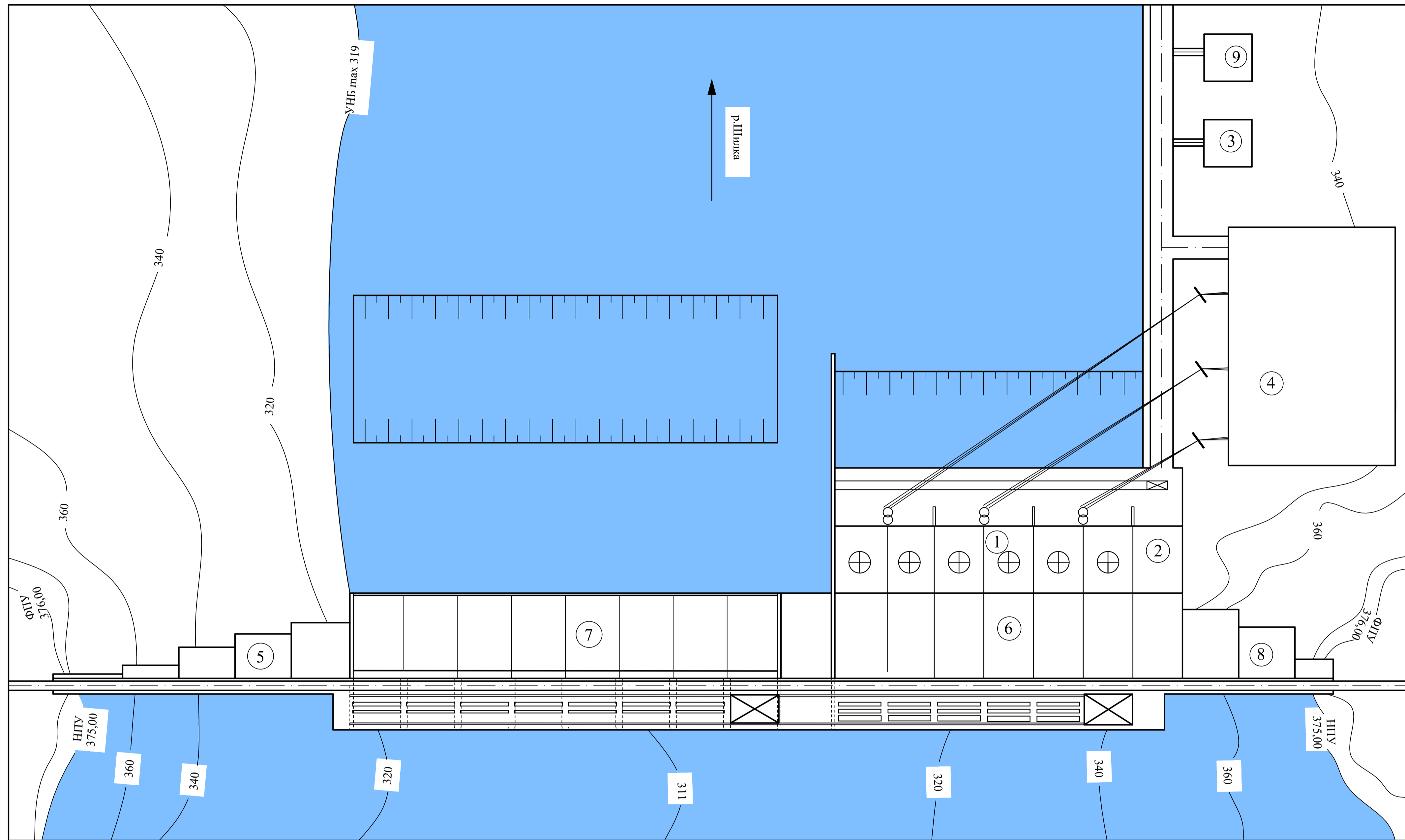


Рисунок А.1 - Сбор нагрузок

# Водно-энергетические показатели Могочинской ГЭС



Генеральный план  
1:1000



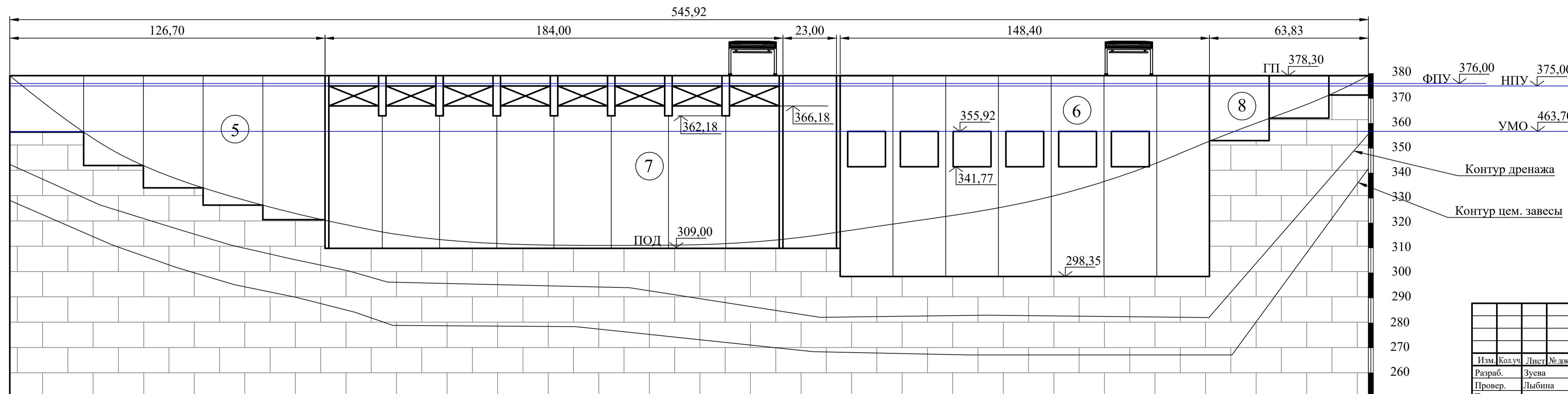
Экспликация сооружений

Позиция	Наименование
1	Здание ГЭС
2	Монтажная площадка
3	Здание административно - технического персонала
4	ОРУ 220 кВ
5	Левобережная глухая бетонная плотина
6	Станционная часть бетонной плотины
7	Бетонная водосливная плотина
8	Правобережная глухая бетонная плотина
9	Производственные помещения

Ведомость состава проекта

№	Обозначение	Наименование
1	ВКР - 13.03.02 - 541312613 - ГП	Генеральный план. Вид с верхнего бьефа. Ведомость состава проекта
2	ВКР - 13.03.02 - 541312613 - ГР1	Поперечный разрез станционной части и зданию ГЭС. Основные характеристики гидроагрегата
3	ВКР - 13.03.02 - 541312613 - ГР2	Поперечный разрез станционной части
4	ВКР - 13.03.02 - 541312613 - ГР3	Поперечный разрез по водосливной плотине
5	ВКР - 13.03.02 - 541312613 - ЭС	Главная электрическая схема
6	ВКР - 13.03.02 - 541312613 - ПЗ	Пояснительная записка

Вид с верхнего бьефа  
1:1000



ВКР - 13.03.02 - 541312613 - ГП					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Колуч.	Лист	№ дж.	Подпись	Дата
Разраб.	Зуева				
Провер.	Лыбина				
Т.контр.	Мальцев				
Н.контр.	Сувилова				
Утв.	Татарников				
Проектирование Могочинской ГЭС на р. Шилка				Стация	Лист
Генеральный план. Вид с Вб. Экспликация сооружений. Ведомость состава проекта				1	5
				ГЭС	

Согласовано

Изм. №, подл. Пошнее и дата. Взам. инв. №

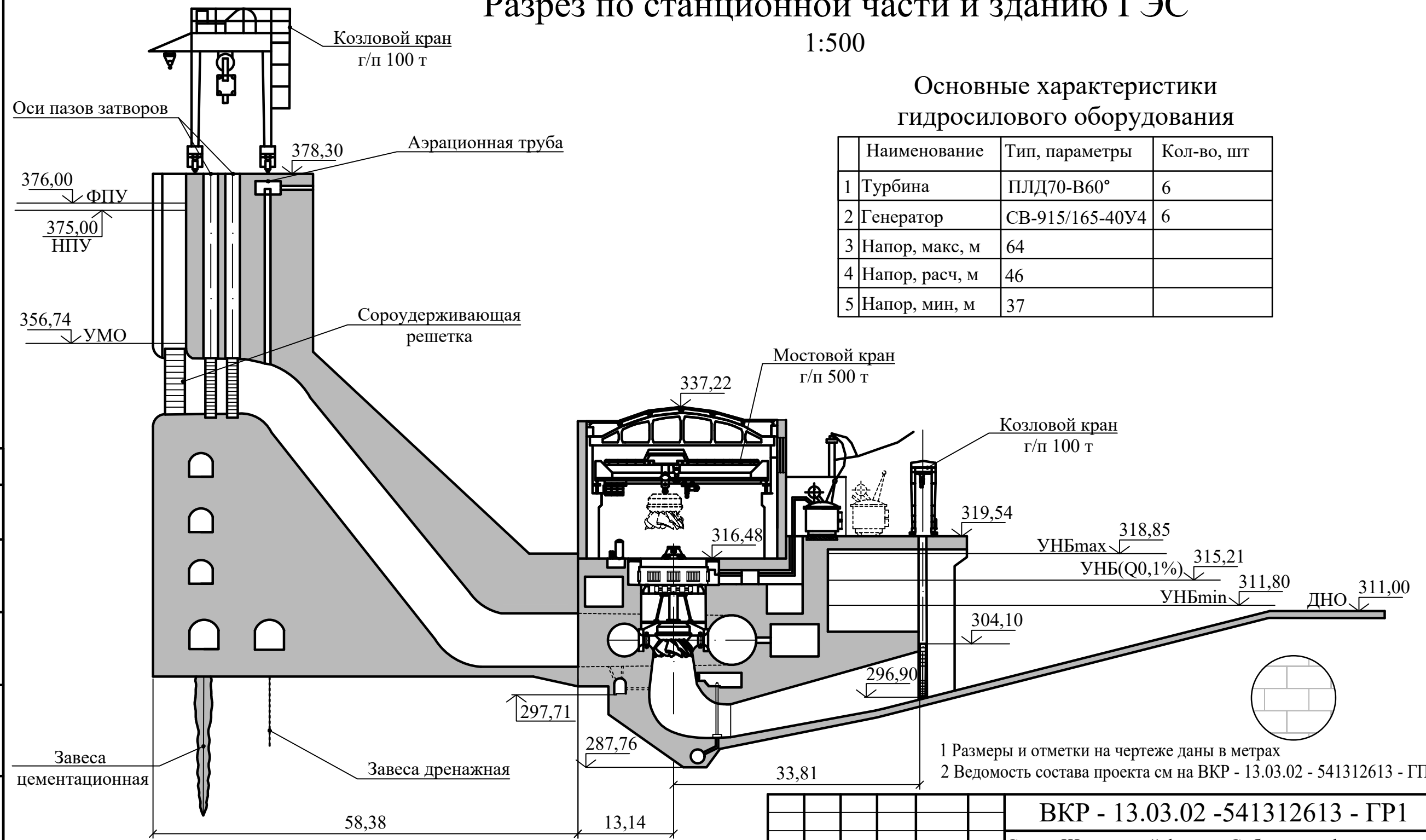


# Разрез по стационарной части и зданию ГЭС

1:500

## Основные характеристики гидросилового оборудования

№	Наименование	Тип, параметры	Кол-во, шт
1	Турбина	ПЛД70-В60°	6
2	Генератор	СВ-915/165-40У4	6
3	Напор, макс, м	64	
4	Напор, расч, м	46	
5	Напор, мин, м	37	



1 Размеры и отметки на чертеже даны в метрах  
2 Ведомость состава проекта см на ВКР - 13.03.02 - 541312613 - ГП

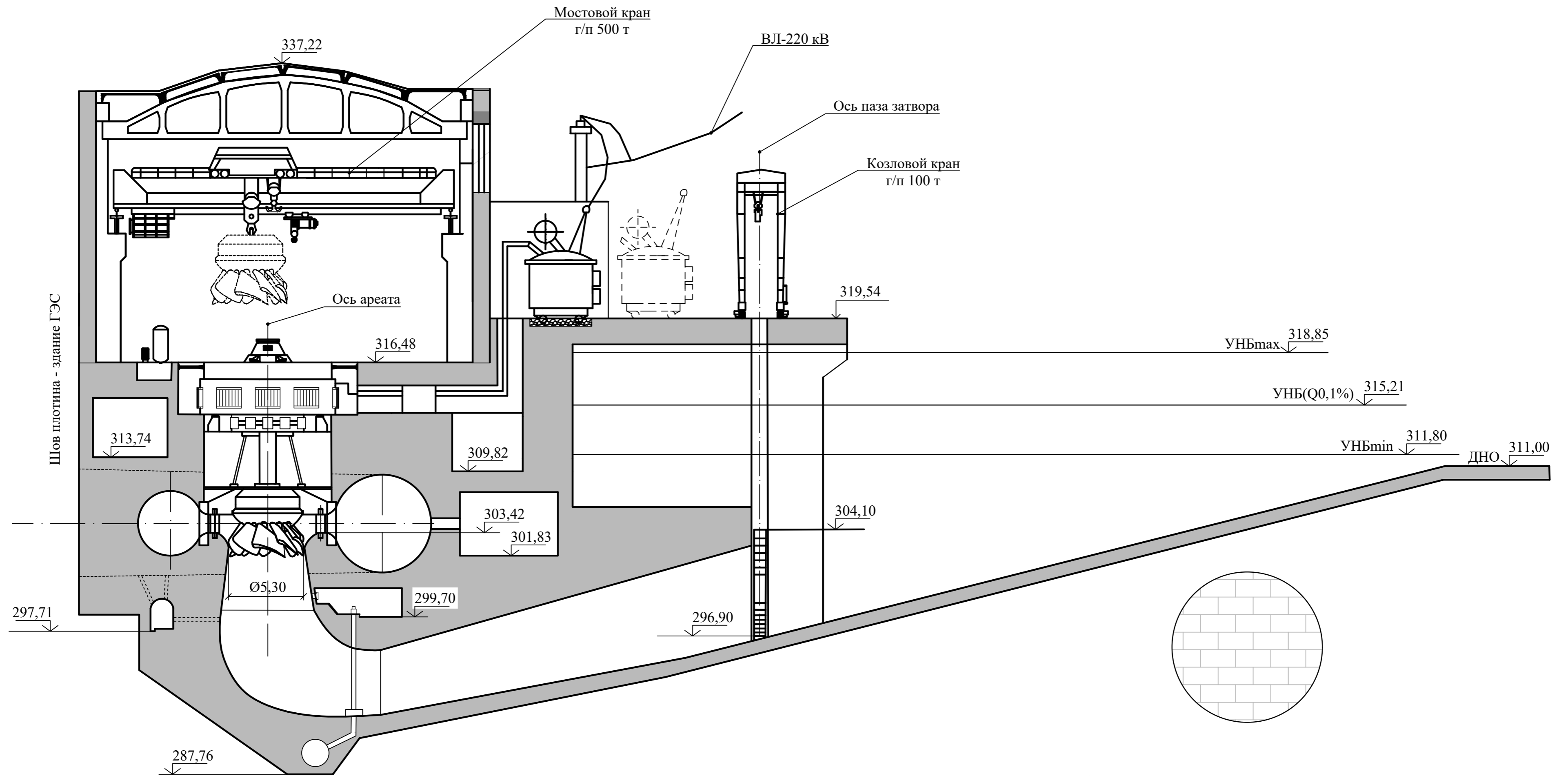
<b>ВКР - 13.03.02 -541312613 - ГР1</b>					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Зуева			
Провер.		Масленникова			
Т.контр.		Мальцев			
Н.контр.		Сувилова			
Утв.		Татарников			
Проектирование Могочинской ГЭС на р. Шилка				Стадия	Лист
Разрез по стационарной части и зданию ГЭС					2
				Листов	5
				ГГЭС	

Согласовано

Инд. № подл. Подпись и дата Взам. инв. №

# Разрез по станционной части

1:200



1 Размеры и отметки на чертеже даны в метрах  
2 Ведомость состава проекта см на ВКР - 13.03.02 - 541312613 - ГП

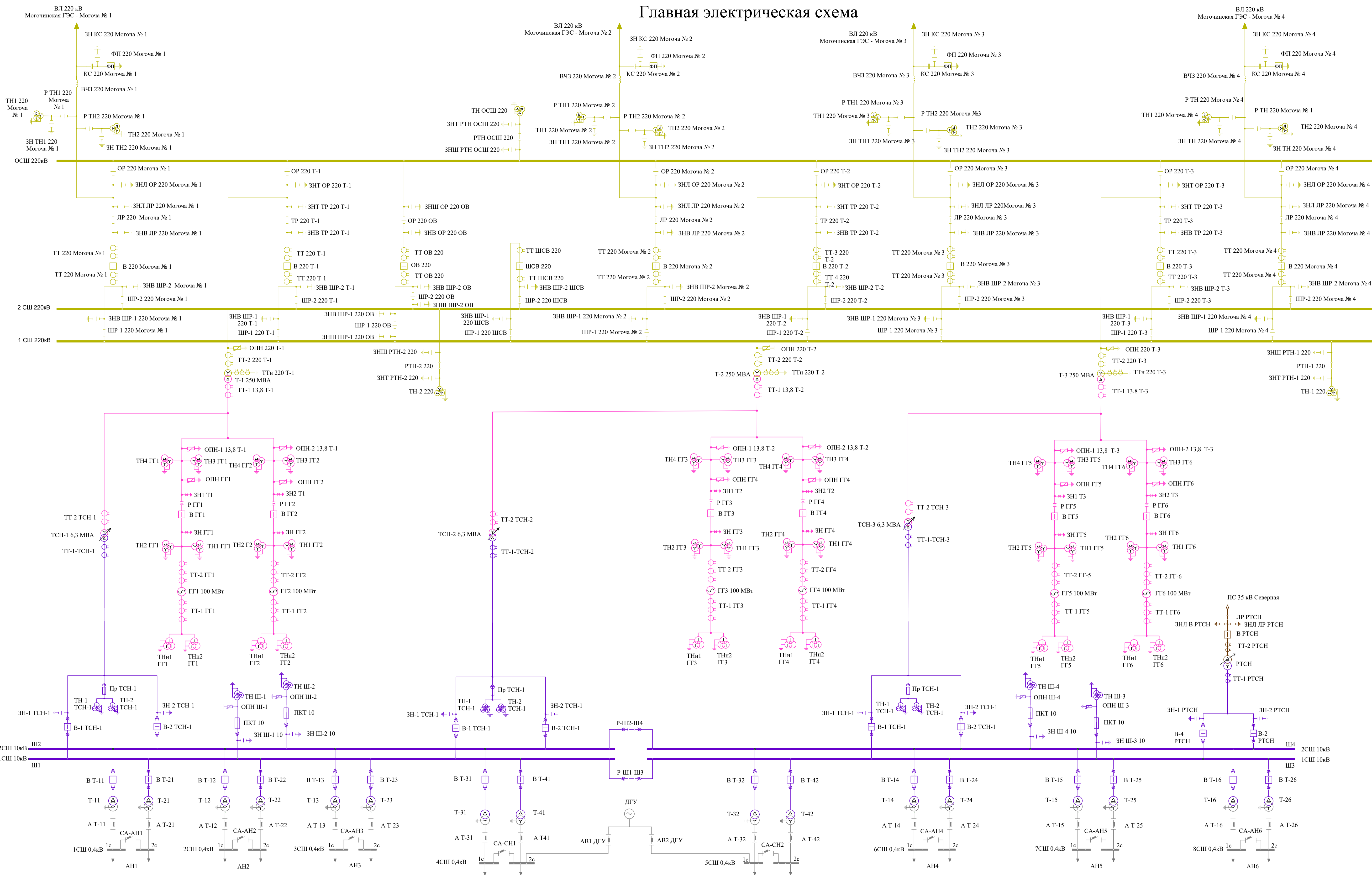
ВКР-13.03.02 - 541312613 - ГР2					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Зева				
Провер.	Масленникова				
Т.контр.	Мальцев				
Н.контр.	Сувилова				
Утв.	Татарников				
Проектирование Могочинской ГЭС на р. Шилка				Стадия	Лист
Разрез по зданию ГЭС					3
				Листов	5
				ГЭЭС	

Согласовано

Инд. № подл. Подпись и дата Взам. инв. №



# Главная электрическая схема



Ведомость состава проекта см на ВКР - 13.03.02 - 541312613 - ГП

ВКР - 13.03.02 - 541312613 -ЭС				
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета				
Изм.	Колуч.	Лист	№ вж.	Подпись
Разраб.	Зуева			
Провер.	Мальцев			
Т.контр.	Мальцев			
Н.контр.	Сувидова			
Утв.	Татарников			

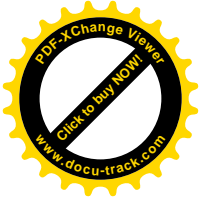
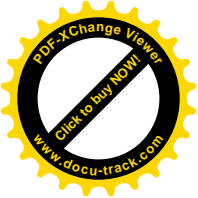
Проектирование Могочинской ГЭС на реке Шилка

Стадия	Лист	Листов
Проектирование Могочинской ГЭС на реке Шилка	5	5

Главная электрическая схема

ГЭС

Согласовано  
Имя, № подл. Подпись и дата. Взам. инв. №



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

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем и электрических сетей»


УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
В.И. Татарников  
подпись

« 19 » июня 2017 г.


**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ МОГОЧИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ШИЛКА.  
СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ГЭС, ОСОБЕННОСТИ СХЕМ  
ИСПОЛНЕНИЯ, ТРЕБОВАНИЯ К НАДЕЖНОСТИ  
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОТВЕТСТВЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ  
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СИСТЕМ ГЭС**

Руководитель  15.06.2017  
подпись, дата  
Инженер ОС  
Филиала ПАО «РусГидро»  
«Саяно-Шушенская ГЭС  
имени П.С. Непорожного»  
должность

Ю.А. Мальцев  
инициалы, фамилия

Выпускник  16.06.2017  
подпись, дата

Е.Д. Зуева  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2017