

Министерство науки и высшего образования РФ  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«**СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**»  
САЯНО–ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ подписью      \_\_\_\_\_ инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2022 г

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ МИРНОЙ ГЭС НА РЕКЕ ОНЕГА. СИСТЕМЫ СМАЗКИ И ОХЛАЖДЕНИЯ УЗЛОВ ГА, ОСНОВНЫЕ УЗЛЫ И КОНСТРУКТИВНЫЕ ИСПОЛНЕНИЯ**

Руководитель	_____	<u>Канд. техн. наук, доцент</u>	А.А. Ачитаев
	подпись, дата	<u>кафедры ГГЭЭС Саяно–</u>	
		<u>Шушенский филиал СФУ</u>	
		должность	
Выпускник	_____		В.А. Цибизов
	подпись, дата		

Саяногорск; Черёмушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Мирной ГЭС на реке Онега. Системы смазки и охлаждения узлов ГА, основные узлы и конструктивные исполнения»

Консультанты по разделам:

Водно–энергетические расчёты

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Электрическая часть

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружение гидроузла

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ МИРНОЙ ГЭС.....	8
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС .....	10
1.1 Природные условия .....	10
1.1.1 Климат.....	10
1.1.2 Гидрология.....	10
1.1.3 Геология .....	11
1.1.4 Сейсмология .....	12
1.1.5 Полезные ископаемые .....	12
1.2 Энергоэкономическая характеристика района .....	12
1.3 Аналог проектируемого гидроузла .....	13
2 Водно – энергетические расчеты.....	14
2.1 Определение класса ГЭС.....	14
2.2 Регулирование стока воды .....	14
2.2.1 Построение эмпирических кривых обеспеченности .....	14
2.2.2 Выбор расчетных маловодного и средневодного лет .....	15
2.2.3 Тип регулирования водохранилища.....	16
2.3 Определение установленной мощности станции .....	16
2.3.1 Баланс энергии .....	16
2.3.2 Сработка – наполнение в маловодном году .....	17
2.3.3 Выбор рабочих мощностей и построение интегральных кривых нагрузок.....	18
2.3.4 Расчет резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования .....	19
2.3.5 Баланс мощностей.....	21
2.4 Водно – энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году .....	22
3 Основное и вспомогательное оборудование .....	23
3.1 Выбор числа и типа гидроагрегатов .....	23
3.1.1 Режимное поле.....	23
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам.....	24
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины .....	28
3.3 Расчёт и построение плана бетонной спиральной камеры с плоским потолком и неполным углом охвата. ....	30
3.4 Выбор типа серийного генератора .....	33
3.5 Расчёт деталей и узлов гидротурбины.....	34
3.5.1 Расчёт вала на прочность .....	34
3.5.2 Расчёт турбинного подшипника .....	35
3.6 Выбор типа маслonaпорной установки .....	37
3.7 Выбор электрогидравлического регулятора .....	37
4 Электрическая часть .....	38

4.1	Исходные данные для проектирования электрической части .....	38
4.2	Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС.....	38
4.3	Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС .....	39
4.3.1	Выбор синхронных генераторов .....	39
4.3.2	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком.....	39
4.3.3	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком.....	41
4.3.4	Выбор трансформаторов собственных нужд .....	43
4.4	Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий.....	43
4.5	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико–экономического расчёта .....	45
4.6	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения .....	46
4.7	Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin. ....	47
4.8	Расчет токов короткого замыкания.....	49
4.9	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима	49
4.10	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ .....	50
4.11	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	55
4.12	Выбор электротехнического оборудования на ОРУ 220 кВ .....	58
4.13	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	62
5	Микропроцессорные электрические защиты гидрогенератора .....	64
5.1	Релейная защита и автоматика .....	64
5.2	Перечень защит блока .....	64
5.3	Расчёт номинальных токов .....	65
5.4	Выбор типа и параметров системы возбуждения и параметров выпрямительного трансформатора возбуждения. Расчёт защит и уставок	68
5.5	Расчёт защит выпрямительного трансформатора системы возбуждения.....	70
5.6	Описание защит и расчет их уставок.....	73
5.6.1	Продольная дифференциальная защита генератора $I\Delta G$ .....	73
5.6.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ( $U_N (U_0)$ ) .....	77
5.6.3	Защита от повышения напряжения ( $U1>$ ), ( $U2>$ ) .....	80
5.6.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I2$ ) .....	81
5.6.5	Защита от симметричных перегрузок ( $I1$ ).....	86
5.6.6	Дистанционная защита генератора $Z1 <$ , $Z2 <$ .....	90
5.6.7	Защита от перегрузки обмотки ротора .....	93
5.7	Выбор комплекса защит блока генератор–трансформатор.....	97

6	Компоновка и сооружения гидроузла.....	98
6.1	Определение отметки гребня бетонной плотины.....	98
6.2	Гидравлические расчеты .....	102
6.2.1	Определение ширины водосливного фронта .....	102
6.2.2	Определение отметки гребня водослива .....	106
6.2.3	Определение отметки ФПУ и верха быка .....	108
6.2.4	Определение отметки гребня сооружения .....	110
6.2.5	Расчёт сопряжения в нижнем бьефа .....	111
6.2.6	Расчёт водобойного колодца в первой итерации.....	113
6.2.7	Расчёт водобойного колодца в второй итерации.....	115
6.2.8	Расчёт водобоя.....	116
6.2.9	Расчет водобойной стенки .....	117
6.3	Конструирование плотины .....	119
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины .....	119
6.3.2	Разрезка бетонной водосливной плотины швами.....	121
6.3.3	Быки.....	121
6.3.4	Устои .....	121
6.3.5	Дренаж в теле бетонной плотины .....	122
6.3.6	Галереи в теле плотины .....	122
6.4	Основные элементы плотины.....	122
6.4.1	Понур.....	122
6.4.2	Дренажные устройства в основании .....	123
6.4.3	Рисберма и ковш .....	123
6.5	Фильтрационный расчёт методом удлинённой контурной линии.....	124
6.6	Обоснование надежности и безопасности плотины .....	126
6.6.1	Определение основных нагрузок на плотину .....	126
6.7	Оценка прочности плотины.....	131
6.8	Критерии прочности плотины и ее основания .....	132
6.9	Обоснование устойчивости плотины.....	133
7	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Мирного гидроузла.....	135
7.1	Общие сведения о районе строительства.....	135
7.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	135
7.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища .....	137
7.4	Основные мероприятия по охране .....	137
7.5	Отходы, образующиеся при строительстве .....	138
7.6	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	139
7.7	Мероприятия по охране атмосферного воздуха .....	140
7.8	Водоохранная зона.....	141
8	Пожарная безопасность. Охрана труда. Безопасность ГТС .....	142
8.1	Безопасность гидротехнических сооружений .....	142

8.2	Опасные производственные факторы, действующие на предприятии.....	143
8.3	Охрана труда Мирной ГЭС. Общие положения.....	143
8.4	Требования охраны и безопасности труда по оказанию первой помощи.....	146
8.5	Содержание территории.....	146
8.6	Противопожарная безопасность. Общие положения.....	147
8.6.1	Противопожарная безопасность. Общие положения.....	147
8.6.2	Объекты водяного пожаротушения.....	149
8.6.3	Подготовка рабочего персонала по пожарной безопасности.....	149
8.6.4	Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках.....	150
9	Технико – экономические показатели.....	152
9.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии.....	152
9.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	153
9.3	Налоговые расходы.....	155
9.4	Оценка прибыли.....	155
9.5	Анализ денежных потоков.....	156
9.6	Оценка инвестиционного проекта.....	157
9.6.1	Методология, исходные данные.....	157
9.7	Коммерческая эффективность.....	157
9.8	Бюджетная эффективность.....	158
9.9	Анализ чувствительности.....	158
10	Системы смазки и охлаждения узлов ГА, основные узлы и конструктивные исполнения.....	160
10.1	Назначение и краткая характеристика.....	160
10.1.1	Турбинный подшипник.....	160
10.1.2	Генераторный подшипник.....	162
10.1.3	Подпятник.....	165
10.1.4	Смазка маслоприёмника.....	167
10.1.5	Смазка опор лопаток направляющего аппарата и лопастей рабочего колеса.....	168
10.1.6	Система отбора паров масла.....	168
10.1.7	Защита генератора от паров масла уплотнениями.....	169
10.1.8	Система технического водоснабжения.....	169
10.1.9	Воздушная замкнутая система охлаждения гидрогенератора. Воздухоохладители генератора.....	170
10.1.10	Непосредственное жидкостное охлаждение гидрогенератора ...	171
10.2	Преимущества и недостатки.....	171
10.2.1	Сравнение турбинного подшипника на водяной и масляной смазке, преимущества и недостатки.....	171
10.2.2	Преимущества и недостатки систем ТВС.....	172
10.2.3	Сравнение косвенного и непосредственного охлаждения гидрогенератора, преимущества и недостатки.....	172
10.2.4	Преимущества использования системы отбора паров масла.....	173



## СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ МИРНОЙ ГЭС

1. **Наименование реки**.....Онега;
2. **Местонахождение ГЭС**..... Архангельская область;
3. **Тип проектируемой установки**.....ГЭС;
4. **Характерные расходы воды:**
  - a) среднемноголетний.....494 м<sup>3</sup>/с;
  - b) всех турбин.....686 м<sup>3</sup>/с;
  - c) максимальный с обеспеченностью: 1,0%.....2817 м<sup>3</sup>/с;  
0,1%.....3336 м<sup>3</sup>/с;
  - минимальный.....100 м<sup>3</sup>/с;
5. **Параметры водохранилища:**
  - a) Характер регулирования стока.....Годичный;
  - b) отметка: НПУ.....59,00 м;  
ФПУ.....60,00 м;  
УМО.....46,51 м;
  - c) объёмы: полный.....7,5 км<sup>3</sup>;  
полезный.....4,88 км<sup>3</sup>;
6. **Напоры ГЭС:**
  - a) максимальный.....42,80 м;
  - b) расчетный.....33,90 м;
  - c) минимальный.....27,00 м;
7. **Энергетические характеристики:**
  - a) мощность: установленная.....200 МВт;  
гарантированная.....155 МВт;
  - b) среднемноголетняя выработка энергии.....1,288 млрд. кВт · ч;
8. **Плотины:**
  - a) станционная бетонная плотина;
  - b) глухая левобережная плотина;
  - c) глухая правобережная плотина;
  - d) гравитационная бетонная водосбросная плотина;
  - e) глухая грунтовая правобережная плотина;
  - f) глухая грунтовая левобережная плотина;
9. **Водосбросные сооружения:**
  - a) тип.....водобойная стенка;
  - b) число и размер пролетов.....6x8 м;
  - c) общая длина.....63 м;
  - d) максимальная высота.....51,00 м;
10. **Здание ГЭС**
  - a) тип здания.....приплотинное;
  - b) число агрегатов.....4;
  - c) грунт в основании.....суглинок;
  - d) тип спиральной камеры.....бетонная трапецеидальная;
  - e) тип отсасывающей трубы.....изогнутая;



- f) расстояние между осями агрегатов.....7,1 м;
- 11. Основное оборудование**
- a) тип турбины.....ПЛ50–В–475;
- b) тип генератора.....СВ – 808/130–40У4;
- c) мощность генератора.....55000 кВт;
- d) частота вращения.....150,00 об/мин;
- e) тип трансформаторов.....ТДЦ 80000/220;
- 12. Техничко–экономические показатели:**
- a) себестоимость электроэнергии.....0,13 руб./кВт;
- b) удельные капиталовложения: руб./кВт.....77006,30;
- c) показатели эффективности: НПВ.....1771,83 млн. руб.;  
 ИП.....1,31;  
 Срок окупаемости.....84месяцев;

# 1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

Мирный гидроузел расположен в Архангельской области на реке Онега в 3 км выше по течению от населённого пункта Ярнема. Река Онега находится в Архангельской области, в северо-западной части России. Длина 416 км, площадь бассейна 56 900 км<sup>2</sup>. Река берёт начало из озера Лача и протекает по равнине, местами образуя широкие плёсы (до 450 м), местами сужаясь до 40 м (в узких местах наблюдаются пороги) [21].

## 1.1 Природные условия

### 1.1.1 Климат

В районе предполагаемого строительства ГЭС климат умеренно континентальный. Тайга с избыточным увлажнением.

Средняя температура января – 13°С, средняя температура июля + 16°С.

Летом максимальная температура воздуха может подняться выше + 22°С, а зимой опускаться ниже – 17 °С.

Устойчивые морозы начинаются около 10 декабря и заканчиваются в середине апреля. Замерзает река в декабре, вскрывается в конце мая.

Продолжительность периода с устойчивыми морозами составляет в среднем 140 дней.

Среднегодовое количество осадков составляет 600 мм.

### 1.1.2 Гидрология

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Онега в период 1914 – 1963 гг. приведен в приложении А, таблице А.1.

На рисунках 1.1 – 1.2 представлены кривые связи верхнего и нижнего бьефов, соответственно.

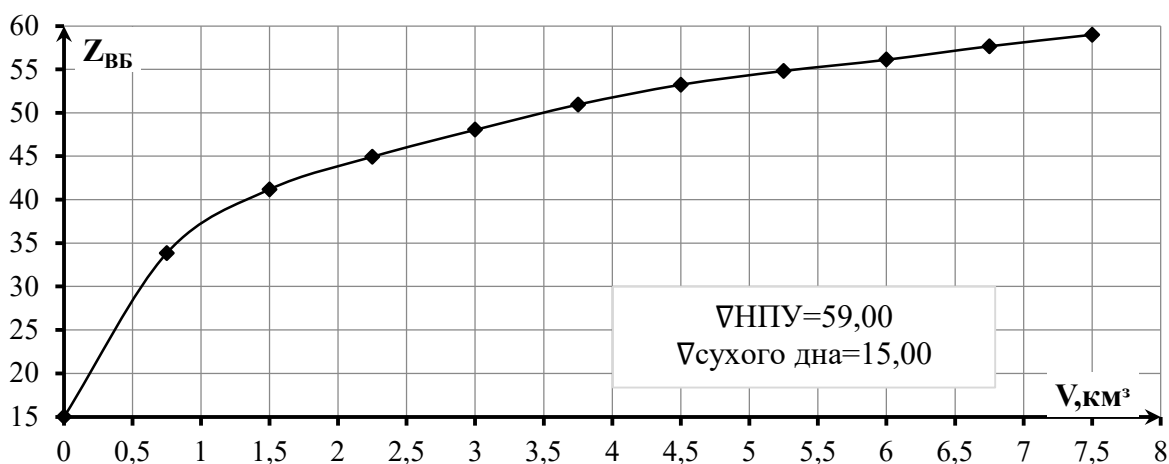


Рисунок 1.1 – Зависимость отметки ВБ от объёма

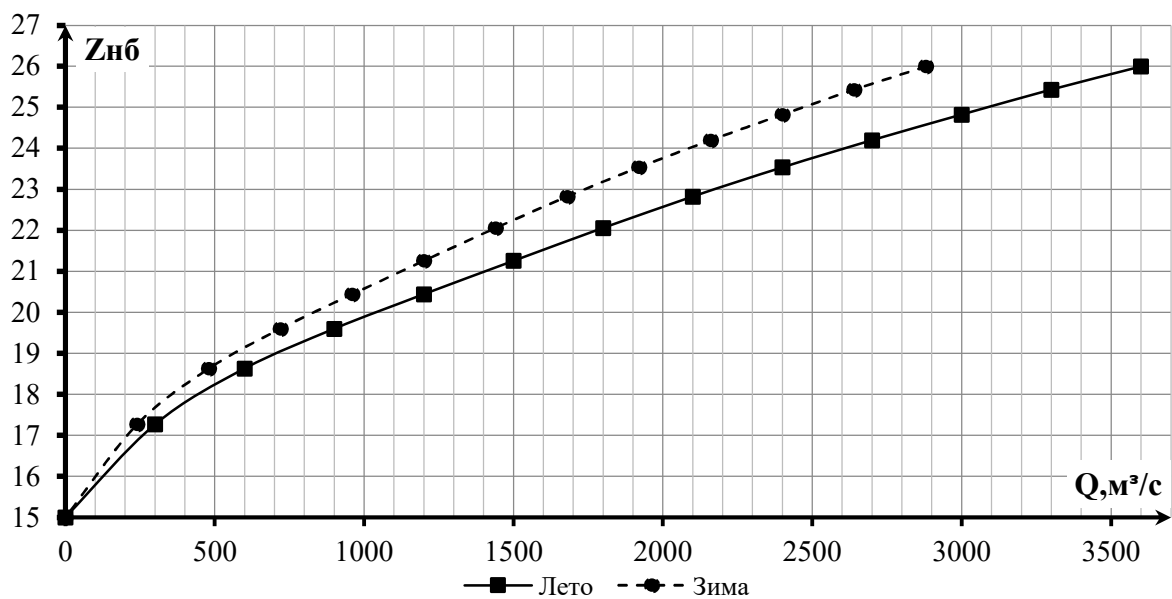


Рисунок 1.2 – Зависимость отметки НБ от расхода

### 1.1.3 Геология

Берега Онеги в районе расположения створа сложены из суглинки. Почвы преимущественно подзолистые.

Месторасположение створа проектируемого гидроузла представлено на рисунке 1.3.

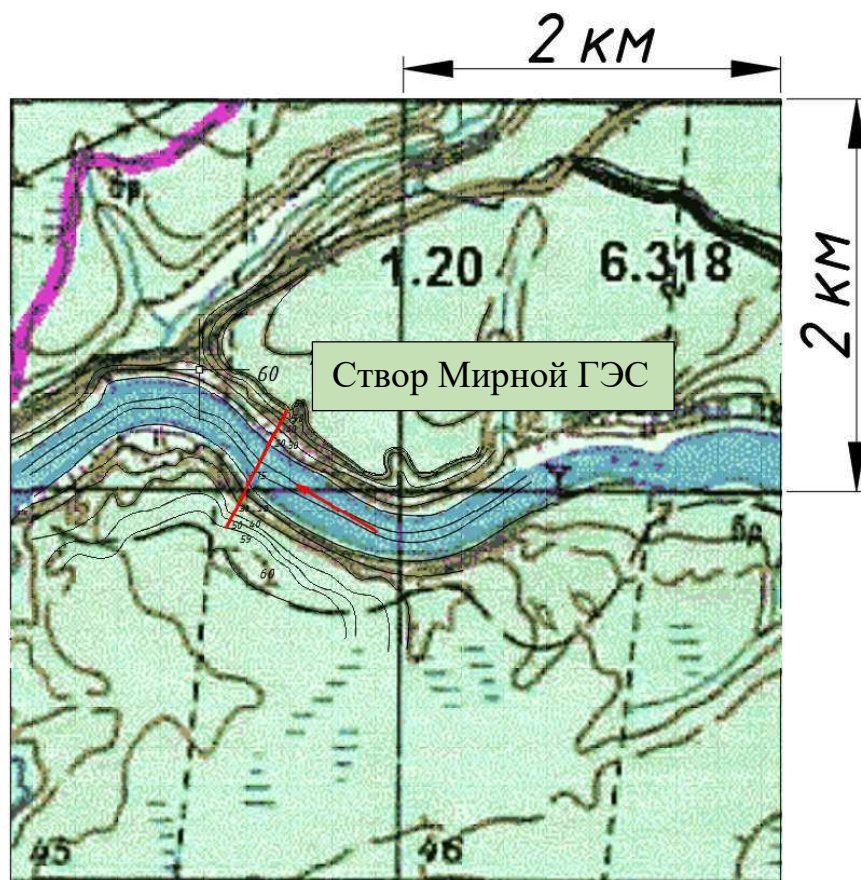


Рисунок 1.3 – Месторасположение створа проектируемого гидроузла

### 1.1.4 Сейсмология

Субъекты Российской Федерации, расположенных в сейсмоактивных районах и характеризующихся сейсмической интенсивностью 6 и более баллов макросейсмической шкалы MSK–64 для средних грунтовых условий и трех уровней сейсмической опасности – 10% (А), 5% (В) и 1% (С). В Архангельской области в районе населенного пункта п.Савенский сейсмическая активность составляет (С)–6.

### 1.1.5 Полезные ископаемые

Минерально–сырьевая база – одно из главных богатств Архангельской области. На территории Архангельской области из числа полезных ископаемых известны месторождения бокситов, полиметаллов, алмазов, известняков, глин, стекольных песков и ряда общераспространенных полезных ископаемых. Из них в настоящее время разрабатываются месторождения бокситов, карбонатных пород для цементной и целлюлозно–бумажной промышленности, глин для цементной промышленности и общераспространенных полезных ископаемых.

## 1.2 Энергоэкономическая характеристика района

В районе предполагаемого строительства Мирной ГЭС имеется множество потенциальных потребителей электроэнергии.

Неблагоприятные климатические условия региона обуславливают необходимость большую часть года работать по теплофикационному графику. Планируется участие в выработке электроэнергии для Архангельского РДУ.

Суточные и годовые графики данной энергосистемы представлены на рисунках 1.4 – 1.5 соответственно.

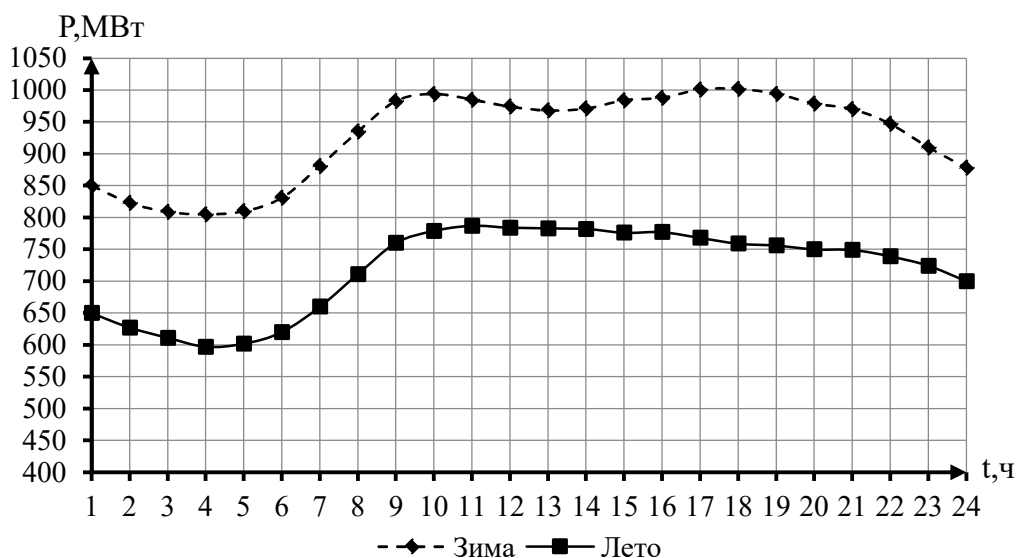


Рисунок 1.4 – Суточные графики нагрузки энергосистемы

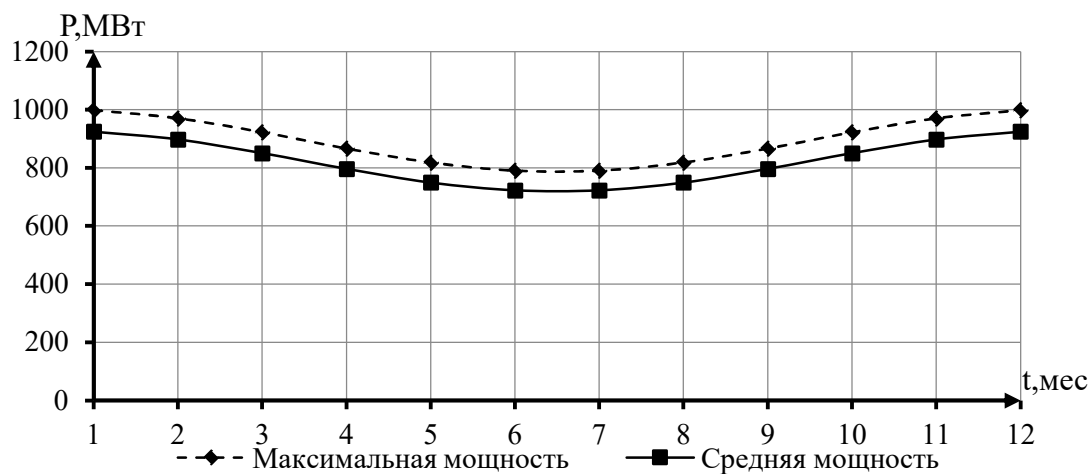


Рисунок 1.5 – Годовые графики нагрузки энергосистемы

### 1.3 Аналог проектируемого гидроузла

В качестве «ГЭС – аналога» для проектирования Мирной ГЭС были выбраны Мамаканская и Богучанская ГЭС по конструкции сооружения и гидротурбинного оборудования.

## 2 Водно – энергетические расчеты

### 2.1 Определение класса ГТС

Класс гидротехнического сооружения (ГТС) назначают в соответствии с [37].

Критерии выбора класса ГТС представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Критерии выбора класса ГТС

Критерии	Класс
Грунтовая плотина (на не скальном основании) Н = 44 м	II
Бетонная плотина (на не скальном основании) Н = 44 м	II
ГЭС мощностью от 10 до 300МВт; $N_{уст} = 200$ МВт	III
Число проживающих людей, которые могут пострадать от аварии (более 3000 чел.): 1500 чел.	II

Класс сооружения назначается по наиболее ответственному, следовательно, II класс ГТС.

Далее определяют обеспеченности основного и поверочного расходов по [28] и выполняют водно–энергетические расчеты.

### 2.2 Регулирование стока воды

#### 2.2.1 Построение эмпирических кривых обеспеченности

Для построения эмпирических кривых обеспеченности стока были вычислены среднегодовой  $Q_{ср.год}$ , среднемеженный  $Q_{ср.меженный}$  и среднеполоводный  $Q_{ср.половодный}$  расходы для каждого года из гидрологического ряда представлены в приложении А, таблице А.1.

Полученные расходы ранжируют и располагают по убыванию. Для каждого ряда данные рассчитывается обеспеченность по формуле 2.1.

$$P = m / (n + 1) \cdot 100\%, \quad (2.1)$$

где P – расчетная обеспеченность, %;

m – порядковый номер члена ряда;

n – число членов ряда.

Результаты расчета приведены в приложении А, таблице А.2. По данным таблицы построены эмпирические кривые обеспеченности, представленные на рисунке 2.1.

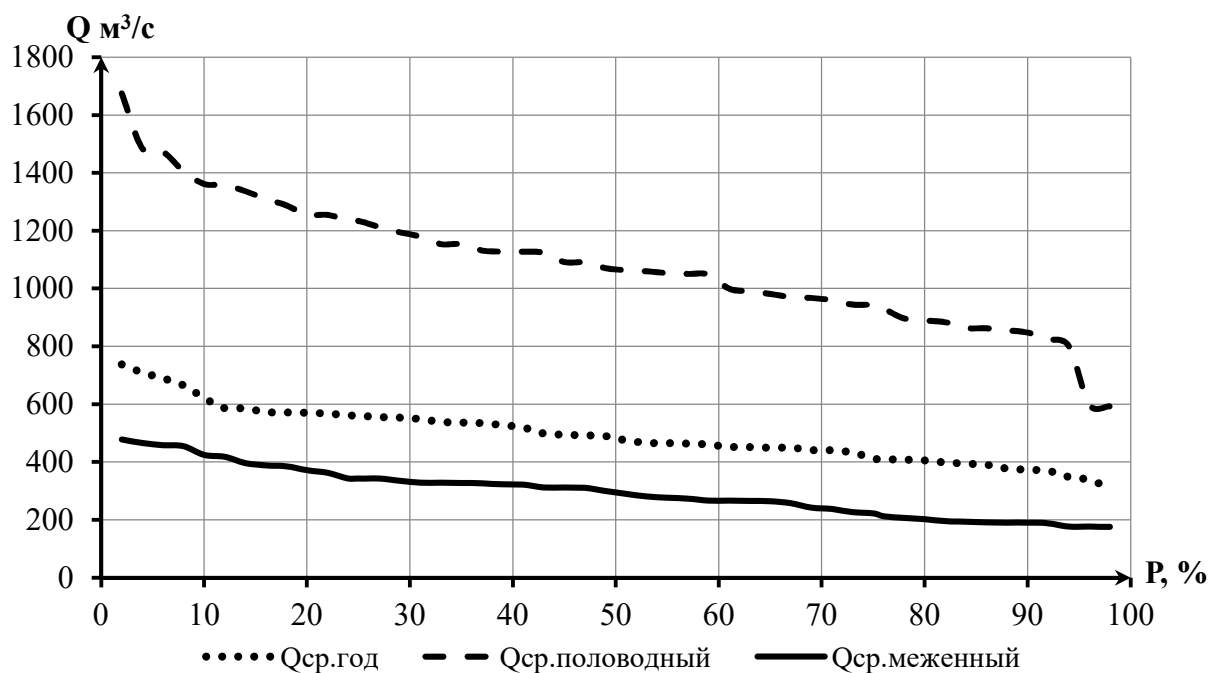


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности стока

### 2.2.2 Выбор расчетных маловодного и средневодного лет

В ходе анализа эмпирических кривых обеспеченности для среднегодовых расчетов, было установлено, что маловодный и средневодный годы – это 1953г. и 1944г. соответственно.

После определения маловодного и средневодного годов, построены их гидрографы, представленные на рисунке 2.2. Численные данные представлены в таблицах 2.2 и 2.3.

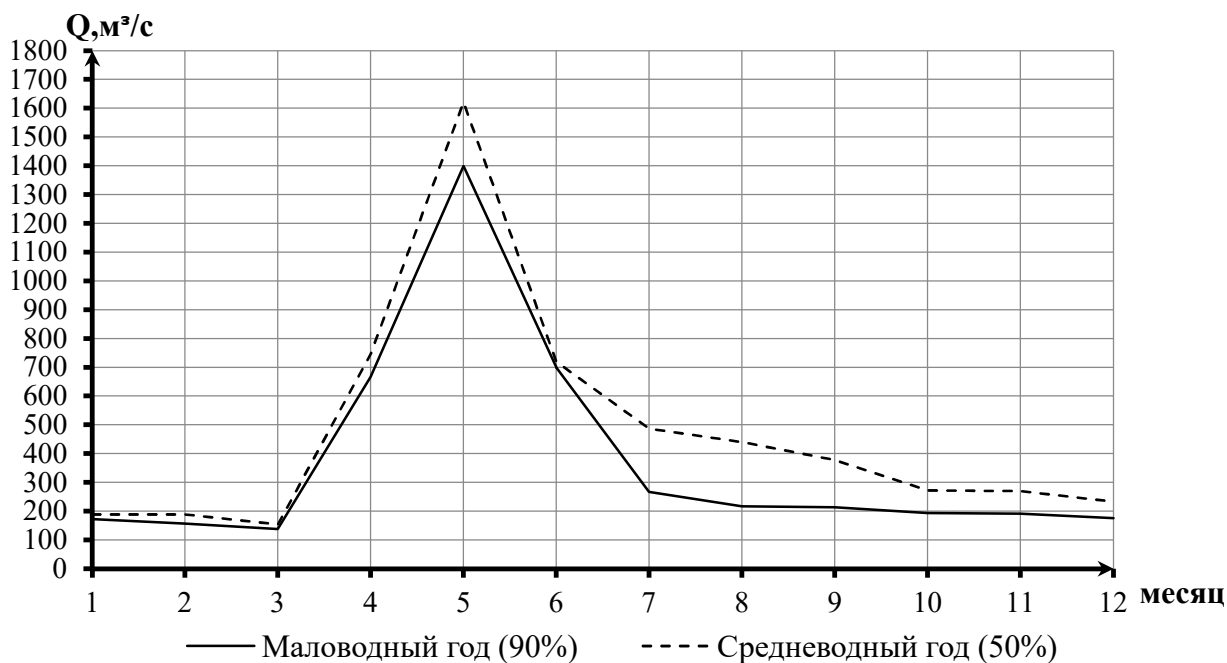


Рисунок 2.2 – Гидрографы маловодного и средневодного годов

Таблица 2.2 – Данные гидрографа маловодного года

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср.год</sub>
Q <sub>90%</sub>	172	157	138	666	1398	699	267	217	214	194	191	175	374

Таблица 2.3 – Данные гидрографа средневодного года

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср.год</sub>
Q <sub>50%</sub>	189	189	154	747	1621	720	487	440	378	273	270	233	475

### 2.2.3 Тип регулирования водохранилища

Для определения типа регулирования стока необходимо найти коэффициент зарегулированности стока:

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{W_{\text{многолетний}}} = \frac{4,880 \cdot 10^9}{494 \cdot 31536000} = 0,29, \quad (2.2)$$

где  $\beta$  – коэффициент зарегулированности стока, о.е;

$V_{\text{пол}}$  – полезный объем водохранилища;

$W_{\text{многолетний}}$  – среднемноголетний сток реки.

Исходя из проделанных расчётов можно сделать вывод, Мирная ГЭС имеет годовое регулирование стока.

## 2.3 Определение установленной мощности станции

### 2.3.1 Баланс энергии

Опираясь на расчет конкурирующих режимов, приведённых в приложении А, таблице А.3, необходимо вычислить избыточную мощность по формуле 2.3:

$$N_{\text{изб}} = \sum(N_{\text{быт}} - N_{\text{ВХК}}) = 468 \text{ МВт}. \quad (2.3)$$

Далее производят построение баланса энергий, на котором указывают линию гарантированной мощности.

Числовые данные баланса энергии представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Баланс энергии

Месяц	R <sub>ср</sub> , МВт	N <sub>суш</sub> , МВт	N <sub>быт</sub> , МВт	N <sub>ВХК</sub> , МВт	N <sub>гар</sub> , МВт
I	925	126	62	72	155
II	898	120	57	72	135
III	851	110	50	72	102
IV	797	99	228	107	



## Окончание таблицы 2.4

Месяц	$P_{ср}$ , МВт	$N_{сущ}$ , МВт	$N_{быт}$ , МВт	$N_{ВХК}$ , МВт	$N_{гар}$ , МВт
V	750	89	453	107	
VI	723	84	239	107	
VII	723	84	96	107	
VIII	750	89	78	107	
IX	797	99	77	107	
X	851	110	70	72	102
XI	898	120	69	72	135
XII	925	126	63	72	155

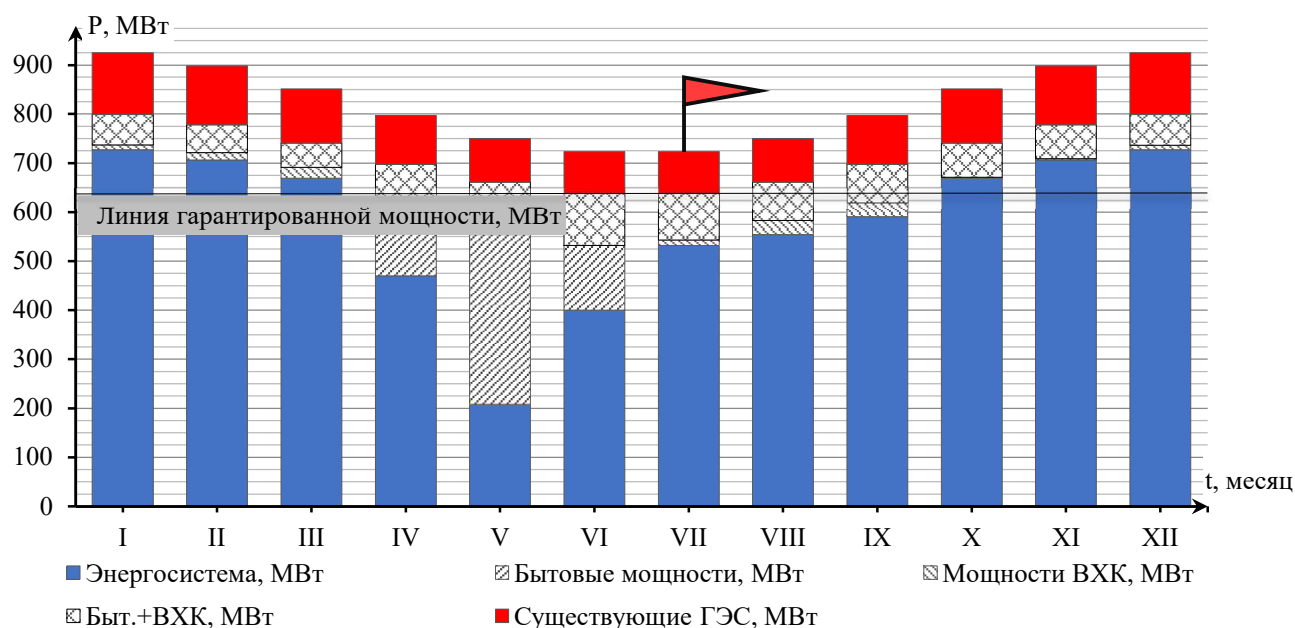


Рисунок 2.3 – Баланс энергии

После определения гарантированной мощности производят сработку – наполнение водохранилища в маловодном году.

### 2.3.2 Сработка – наполнение в маловодном году

Данный водно – энергетический расчет (ВЭР) производится по гарантированной мощности, найденной из баланса энергии.

Расчеты выполняют в несколько итераций, до достижения двух условий:

$$V_{нач} = V_{кон}, \quad (2.4)$$

где  $V_{нач}$  – объем водохранилища в месяц начала сработки;

$V_{кон}$  – объем водохранилища в месяц окончания наполнения.

$$Z_{начВБ} = Z_{конВБ}, \quad (2.5)$$

где  $Z_{\text{начВВ}}$  – отметка водохранилища в месяц начала сработки;  
 $Z_{\text{конВВ}}$  – отметка водохранилища в месяц окончания наполнения.

При первой итерации наблюдается нехватка водных ресурсов, опираясь на данные, приведённые в приложении А, таблице А.4. Следовательно, необходимо поднять линию гарантированной мощности. После поднятия линии гарантированной мощности на 16 МВт на балансе энергии получили равенство уровней воды в водохранилище в начальное и конечное значение расчетного периода. Результаты приведены в приложении А, таблице А.5.

Результаты расчетов ВЭР по условию маловодного года.

- гарантированная мощность января, декабря  $N_{\text{гар}}=155$  МВт;
- уровень мертвого объема – УМО=46,51 м;
- полезный объем  $V_{\text{полезный}}=4,880$  км<sup>3</sup>.

Исходя из данных, приведённых в приложении А, таблице А.5, можно сделать вывод, что гарантированные мощности имеют следующие значения:

$$N_{\text{гар}}^{\text{дек}} = N_{\text{гар}}^{\text{январь}} = 155 \text{ МВт}; \quad (2.6)$$

$$N_{\text{гар}}^{\text{ноя}} = N_{\text{гар}}^{\text{фев}} = 135 \text{ МВт}; \quad (2.7)$$

$$N_{\text{гар}}^{\text{окт}} = N_{\text{гар}}^{\text{март}} = 102 \text{ МВт}. \quad (2.8)$$

### 2.3.3 Выбор рабочих мощностей и построение интегральных кривых нагрузок

Для определения рабочих мощностей ГЭС необходимы все значения ИКН для года. Так же необходимы значения гарантированных мощностей. Рабочая мощность определяется путем вписывания проектируемой ГЭС и существующих ГЭС в суточный график нагрузки и определения зон работы.

Из интегральной кривой нагрузки определяют рабочие мощности ГЭС.

$$N_{\text{База}} = \frac{8,9 \cdot Q_{\text{сан.пуск.}} \cdot H}{1000}; \quad (2.9)$$

$$\mathcal{E}_{\text{База}} = \frac{N_{\text{База}} \cdot 24}{1000}; \quad (2.10)$$

$$\mathcal{E}_{\text{Пик}} = \mathcal{E}_{\text{Гар.}} - \mathcal{E}_{\text{База}}. \quad (2.11)$$

Для получения пиковой мощности на ИКН проводят линию  $\mathcal{E}_{\text{Пик}}$ , и определяют значение  $N_{\text{Пик}}$ .

ИКН для зимнего (январь) и летнего (июнь) периодов приведены в приложении А, рисунке А.1 и приложении А, рисунке А.2 соответственно.

### 2.3.4 Расчет резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования

Для построения баланса мощностей, из которого в дальнейшем выясняют установленную мощность станции, необходимо рассчитать значение нагрузочных, аварийных и ремонтных резервов. При построении баланса мощностей используется значение максимальных годовых мощностей.

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{раб.}^{ГЭС} + N_{рез.}^{ГЭС}. \quad (2.12)$$

В свою очередь резервная мощность состоит из аварийной, ремонтной и нагрузочной мощностей.

Произведен расчет мощностей для декабря (января).

Нагрузочный резерв для энергосистемы принимают как 3% от зимнего максимума нагрузки, а аварийный – 10%.

$$P_{нагр}^{ЭС} = P_{max}^{ЭС} \cdot 0,03; \quad (2.13)$$

$$P_{нагр}^{ЭС} = 999 \cdot 0,03 = 30 \text{ МВт};$$

$$P_{авар}^{ЭС} = P_{max}^{ЭС} \cdot 0,1; \quad (2.14)$$

$$P_{авар}^{ЭС} = 999 \cdot 0,1 = 100 \text{ МВт}.$$

Нагрузочный резерв распределяется между проектируемой и существующей ГЭС в соответствии с их мощностями. Таким образом, нагрузочный резерв для ГЭС будет равен:

$$P_{нагр}^{проект.ГЭС} = 6 \text{ МВт}; \quad (2.15)$$

$$P_{нагр}^{сущ.ГЭС} = 6 \text{ МВт}. \quad (2.16)$$

Следует помнить, что аварийный резерв располагается на ТЭС и при расчете установленной мощности проектируемой станции, он не учитывается.

Для определения величины ремонтного резерва, необходимо определить ремонтную площадь существующих ГЭС и ТЭС, а также проектируемой ГЭС, соответственно:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ месяц}; \quad (2.17)$$

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{160}{6} = 27 \text{ МВт} \frac{\text{мес.}}{\text{год}};$$

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ТЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ месяц}; \quad (2.18)$$

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ТЭС}} = \frac{645}{6} = 54 \text{ МВт} \frac{\text{мес.}}{\text{год}};$$

$$F_{\text{рем}}^{\text{проект.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ месяц}; \quad (2.19)$$

$$F_{\text{рем}}^{\text{проект.ГЭС}} = \frac{194}{6} = 32 \text{ МВт} \frac{\text{мес.}}{\text{год}}.$$

Ремонт ГЭС располагают после периода половодья, перед началом сработки. Ремонт ТЭС – в месяца провала нагрузки, в данном случае 6 и 7 месяц. После подсчета резервов переходим к построению баланса мощностей.

### 2.3.5 Баланс мощностей

Баланс мощностей, приведенный на рисунке 2.4, необходим для определения установленной мощности ГЭС. Его построение производится на годовом графике максимальных мощностей.

Данные для построения приведены в приложении А, таблице А.6.

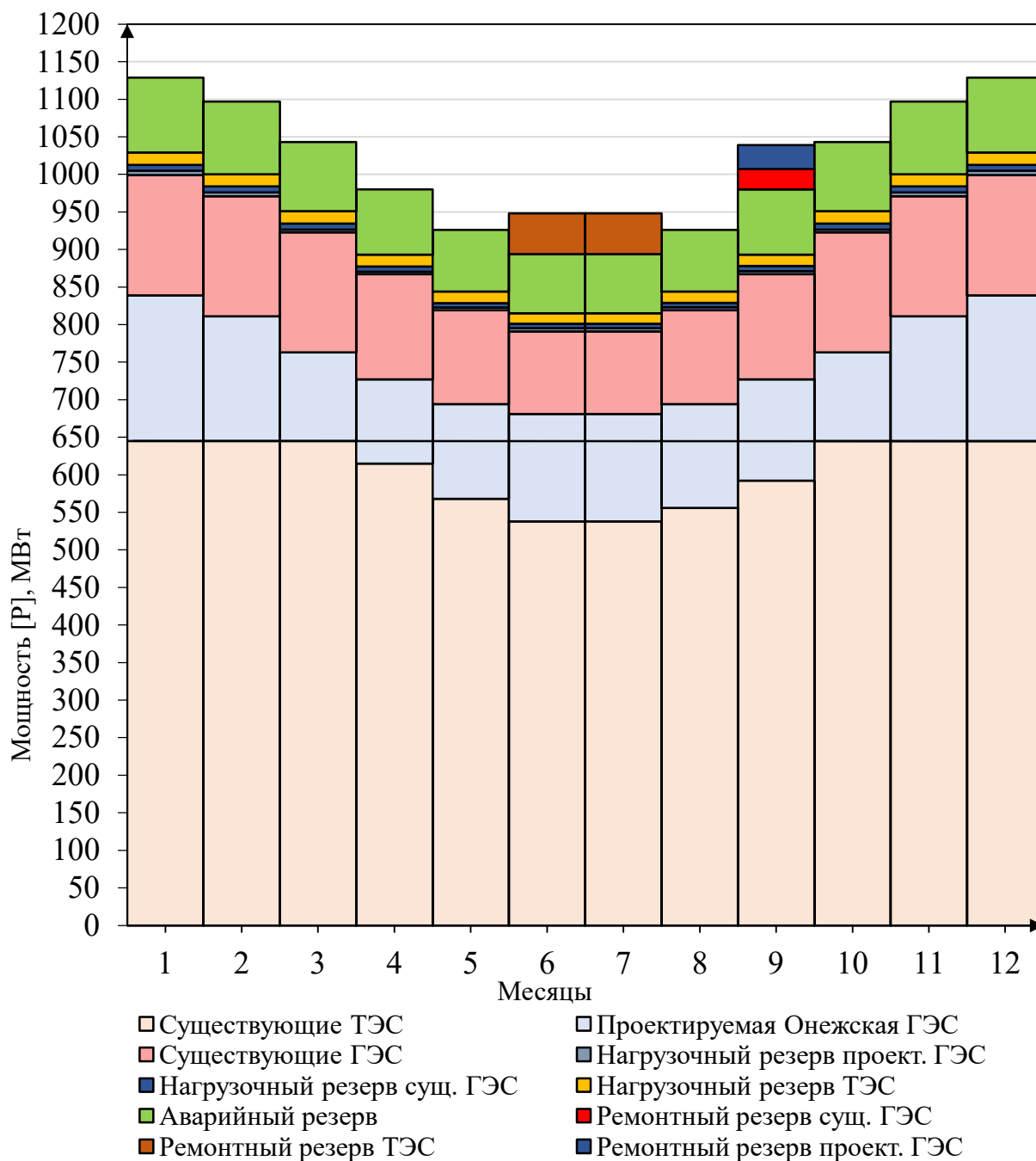


Рисунок 2.4 – Баланс мощностей

Для данного расчета установленная мощность равна:

$$N_{уст.}^{проект.ГЭС} = 200 \text{ МВт.}$$

## 2.4 Водно – энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году

Задача сработки–наполнения в средневодном году заключается в определении среднегодовой выработки. Расчет выполняется по отметкам в соответствии с приложением А, таблицей А.7.

График сработки – наполнения представлен на рисунке 2.5.

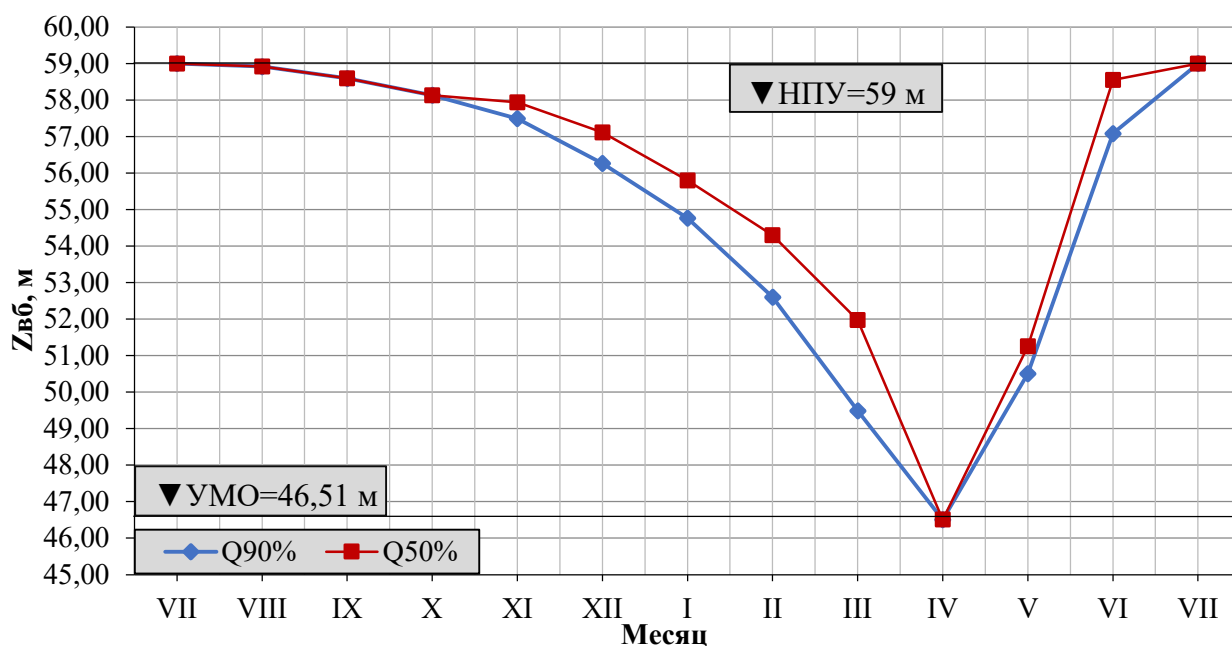


Рисунок 2.5 – График сработки и наполнения водохранилища при режиме работы по отметкам

Выработка средневодного года составила  $\Sigma \mathcal{E}_{\text{ср}}=1,29$  млрд кВт\*ч, что в сравнении с выработкой маловодного года  $\Sigma \mathcal{E}_{\text{мл}}=0,99$  млрд кВт\*ч превышает на 0,3 млрд кВт\*ч.

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Выбор числа и типа гидроагрегатов

##### 3.1.1 Режимное поле

Необходимо определить область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС, для этого строим режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов, представленное на рисунке 3.1. По данным, представленным в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля

Кривые связи нижнего бьефа для летних и зимних условий			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС		Линия ограничения по минимальному расходу	
Q <sub>нб</sub> , м <sup>3</sup> /с	Z <sub>нб</sub> , м	Z <sub>нб л</sub> , м	H <sub>нпу</sub> , м	H <sub>нумо</sub> , м	H <sub>р</sub> , м	H, м	Q, м <sup>3</sup> /с	H, м	Q, м <sup>3</sup> /с	H, м	Q, м <sup>3</sup> /с
0	15,00	15,00	43,70	31,20	38,38	41	567	33,9	686	42,8	100
50	15,59	15,48	43,22	30,62	37,79	40,5	574	33,5	682	25	100
100	16,10	15,90	42,80	30,10	37,28	40	581	33	677		
150	16,56	16,29	42,41	29,64	36,82	39,5	589	32,5	672		
200	16,97	16,65	42,05	29,23	36,41	39	596	32	666		
250	17,34	16,97	41,73	28,87	36,04	38,5	604	31,5	661		
300	17,67	17,27	41,43	28,54	35,71	38	612	31	656		
350	17,97	17,54	41,16	28,24	35,41	37,5	620	30,5	651		
400	18,24	17,79	40,91	27,97	35,14	37	629	30	645		
450	18,49	18,02	40,68	27,72	34,89	36,5	637	29,5	640		
500	18,72	18,24	40,46	27,48	34,66	36	646	29	634		
550	18,94	18,44	40,26	27,27	34,44	35,5	655	28,5	629		
600	19,14	18,63	40,07	27,06	34,24	35	664	28	623		
650	19,34	18,81	39,89	26,87	34,04	34,5	674	27,5	618		
700	19,53	18,98	39,72	26,68	33,85	33,9	686	26	601		

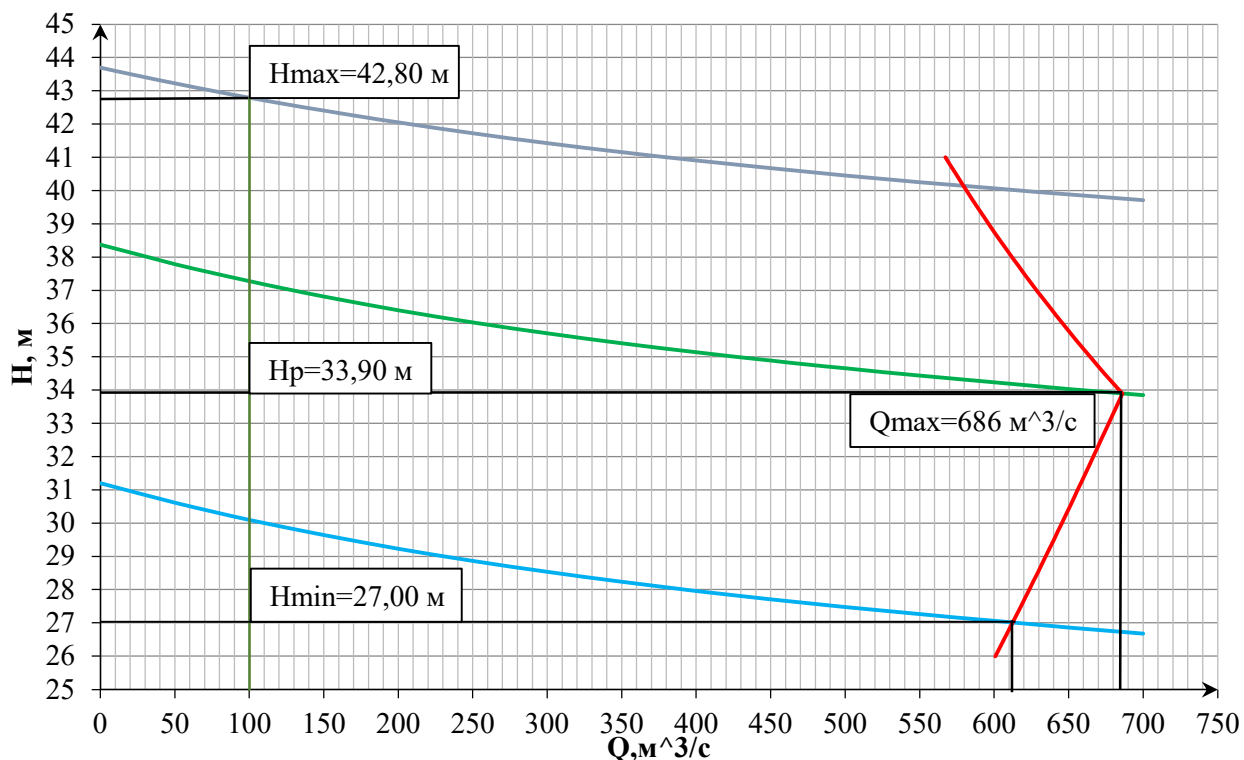


Рисунок 3.1 – Режимное поле

Из режимного поля определены следующие параметры:

- $H_{max} = 42,80$  м при минимальном расходе ГЭС  $Q_{min} = 100$  м<sup>3</sup>/с;
- $H_p = 33,90$  м при максимальном расходе ГЭС  $Q_{max} = 686$  м<sup>3</sup>/с;
- $H_{min} = 27,00$  м.

### 3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Выбор оборудования с использованием ГУХ состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, подобрать такие варианты диаметра рабочего колеса ( $D_1$ ) и синхронной частоты вращения ( $n_{синх}$ ), 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.

Таким образом был осуществлен подбор вариантов турбин основываясь на полученном из режимного поля диапазоне напоров. Модельные параметры подходящих гидротурбин представлены в таблице 3.2.



Таблица 3.2 – Характеристики модельных гидротурбин

Параметры	ПЛ50-В	РО45-В
$H_{пред}, \text{м}$	50	45
$H_{min}/H_{max}$	0,5	0,6
$n'_{1\text{опт}}, \text{об/м}$	116	82
$Q_{1\text{опт}}, \text{л/с}$	1000	1200
$\eta_{\text{м опт}}$	0,916	0,921
$Q'_{1\text{max}}, \text{л/с}$	1500	1430
$\sigma(Q'_{1\text{max}})$	0,6	0,23
$D_{1\text{м}}, \text{м}$	0,46	0,46
$H_{\text{мод}}, \text{м}$	12	4
$t_{\text{мод}}, \text{°C}$	21	8

Далее, задаваясь рядом стандартных значений диаметров  $D_1$ , приведённых в таблице 3.3, производят выбор номинального диаметра рабочего колеса.

Таблица 3.3 – Ряд стандартных значений диаметров рабочих колёс

Стандартные значения диаметров рабочих колёс $D_1$ , мм								
1000	1250	1400	1600	1800	1900	2000	2120	2240
2360	2500	2650	2800	3000	3150	3350	3550	3750
4000	4250	4500	4750	5000	5300	5600	6000	6300
6700	7100	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10600

Производились расчёты следующих параметров:

КПД натурной турбины:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_{\text{мод}}}} \right), \quad (3.1)$$

где  $\eta_M$  – КПД модельной турбины;

$\varepsilon$  – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям. Принимается для ПЛ:  $\varepsilon = 0,75$ ;

$D_{1\text{мод}}$  – диаметр модельной турбины;

$H_{\text{мод}}$  – напор модельной турбины;

$D_1$  – диаметр натурной турбины;

$H_p$  – расчётный напор натурной турбины;

$v_H$  – коэффициент кинематической вязкости воды натурной турбины. В данном случае принимают  $v_H = 1,5 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$ ;

$v_{\text{мод}}$  – коэффициент кинематической вязкости воды модельной турбины. Значение коэффициента выбираются по данным, представленным в таблице 3.4, с учетом температуры для модели ( $t_{\text{мод}}$ ).

Таблица 3.4 – Зависимость коэффициента кинематической вязкости воды от температуры

Параметры	Значения							
$t, \text{°C}$	0	5	10	15	20	25	30	35
$\nu \cdot 10^6, \text{м}^2/\text{с}$	1,79	1,51	1,30	1,14	1,01	0,90	0,81	0,74

Мощность агрегата в расчётной точке:

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

где  $Q'_{\text{Iр}}$  – приведенный расход в расчётной точке;

$\eta_T$  – КПД натурной турбины;

$\eta_G$  – КПД генератора. Принимают  $\eta_G = 0,97$ .

Количество агрегатов:

$$Z_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}}, \quad (3.3)$$

где  $N_{\text{уст}}$  – установленная мощность гидроузла в кВт;

$N_{\text{агр}}$  – мощность гидроагрегата в расчётной точке.

Необходимо округление числа агрегатов в большую сторону до целого числа ( $Z'_{\text{агр}}$ ), а также уточнение мощности гидроагрегата в расчётной точке ( $N'_{\text{агр}}$ ). С помощью формулы 3.4:

$$N'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{Z'_{\text{агр}}}. \quad (3.4)$$

Поправка КПД:

$$\Delta_1 = \frac{\eta_T}{\eta_M}, \quad (3.5)$$

где  $\eta_T$  – КПД натурной турбины;

$\eta_M$  – КПД модельной турбины.

Частота вращения турбины:

$$n' = \frac{n'_{\text{Iр}} \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.6)$$

где  $n'_{\text{Iр}}$  – приведенная частота вращения модельной гидротурбины расчётной точке;

$\Delta_1$  – поправка на КПД;

$H_p$  – расчётный напор натурной турбины;

$D_1$  – диаметр натурной турбины.

Частота вращения турбины округляется до стандартного ряда.

Приведенные частоты вращения:

$$n'_{1max} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_{\text{min}}}}; \quad (3.7)$$

$$n'_{1\text{расч}} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_{\text{расч}}}}; \quad (3.8)$$

$$n'_{1\text{mix}} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_{\text{max}}}}. \quad (3.9)$$

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N'_{\text{агр}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T}, \quad (3.10)$$

где  $N'_{\text{агр}}$  – уточненная мощность гидроагрегата;

$D_1$  – диаметр натурной турбины;

$H_p$  – расчётный напор натурной турбины;

$\eta_T$  – КПД генератора.

Произведение для построения линии ограничения по генератору:

$$Q'_{\text{та}} \cdot \eta_T = \frac{N'_{\text{агр}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\text{max}}^{1,5} \cdot \eta_T}, \quad (3.11)$$

где  $N'_{\text{агр}}$  – уточненная мощность гидроагрегата;

$D_1$  – диаметр натурной турбины;

$H_{\text{max}}$  – максимальный напор натурной турбины;

$\eta_T$  – КПД генератора.

Левая часть уравнений 3.10 и 3.11, определена подбором положения точек на линиях  $n'_{1\text{расч}}$  и  $n'_{1\text{min}}$  соответственно.

Подбор параметров производят до выполнения равенства между левой и правой частью уравнений.

Расчитанные по формулам 3.1–3.11 параметры для различных диаметров натуральных турбин ПЛЗ0а–В, ПЛЗ0б–В приведены в приложении Б, таблице Б.1.

### 3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы, находится по формуле 3.12:

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) + H_S, \quad (3.12)$$

где  $Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})$  – отметка уровня воды в НБ при расходе, соответствующем расчетному значению высоты отсасывания.

Расчетное значение высоты отсасывания  $H_S$  определено наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Анализ кавитационной характеристики показывает, что наиболее опасными с точки зрения кавитации, т.е. требующими наибольшего заглубления являются, как правило, три режима:

- Работа минимального числа агрегатов при максимальном напоре и номинальной мощности;
- Работа минимального числа при расчетном напоре и номинальной мощности;
- Работа минимального числа при минимальном напоре и соответствующей ему мощности ограничения.

Высота отсасывания:

$$H_S = 10,33 - \frac{Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})}{900} - \sigma H - \Delta H_S + \Delta Z_{\text{х.пл}}; \quad (3.13)$$

где  $\Delta H_S$  – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающее неточности определения  $\sigma$  при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас (1,5 м);

$\sigma$  – коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчётных точек;

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

$\Delta Z_{\text{х.пл}}$  – разность высот отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин. Для ПЛ турбин  $\Delta Z_{\text{х.пл}} = 0$ .

Расход в характерных точках, получают с помощью формулы подобия, подставляя соответствующий расход в расчетной точке:

$$Q = Q'_1 \cdot Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_1 \cdot H}, \quad (3.14)$$

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

$Z_a$  – количество гидроагрегатов. Принято  $Z_a = 1$ ;

$H$  – соответствующий напор.

По полиному кривой связи НБ получают отметки уровней нижнего бьефа.  $Z_{\text{НБ}} = f(Q)$ .

Все рассчитанные параметры приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Расчетные параметры для определения  $H_s$

Параметры	ПЛ50-В		PO45-В	
$D_1$ , м	4,75	5	4,75	5
$\eta_T$ , о.е	0,946	0,945	0,936	0,936
$N_{agr}$ , кВт	61,154	67,78	57,20	63,40
$Z'_{agr}$ , шт	3,27	2,95	3,50	3,15
$Z_{agr}$ , шт	4	3	4	4
$N'_{agr}$ , кВт	50,0	66,7	50,0	50,0
$\Delta_1$	1,064	1,080	1,069	1,070
$n'$ , об/мин	146,69	140,36	103,94	98,76
$n'_{синх}$ , об/мин	150	150	107,1	100
$n'_{Imin}$ , об/мин	105,6	110,3	75,2	73,9
$n'_{Iрасч}$ , об/мин	118,6	124,0	84,5	83,0
$n'_{Imax}$ , об/мин	132,9	138,9	94,7	93,0
$Q'_p \cdot \eta_T$	1,174	1,413	1,174	1,059
$Q'_{max} \cdot \eta_T$	0,827	0,996	0,827	0,747

Также рассчитаны отметки установки рабочих колес для каждой высоты отсасывания приведены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Отметки установки рабочего колеса, в зависимости от высоты отсасывания

Параметры	ПЛ50-В		PO45-В	
$D_1$	4,75	5,3	4,75	6,7
$\nabla Z_{PK}(H_{max})$	15,53	15,17	28,61	38,05
$\nabla Z_{PK}(H_p)$	11,42	9,46	28,13	37,57
$\nabla Z_{PK}(H_{min})$	13,84	12,31	29,16	38,39

Таким образом, после проведённого анализа выбранных диаметров рабочих колёс, определен наиболее оптимальный вариант – турбина ПЛ50-В-475.

ГЭС аналогов с количеством агрегатов равным 2-м и мощностью 1-го агрегата  $P_{ном}=100$  МВт нет, что автоматически делает нецелесообразно в дальнейшем рассматривать турбину ПЛ50-В-670. Меньшие отметки заглубления РК, в сравнении с другими вариантами ПЛ турбин. Так же преимуществами выбранной турбины ПЛ50-В-475 над другими РК является: оптимальная зона работы согласно ГУХ, возможность использовать существующий генератор.

ГУХ с рабочей зоной и проточная часть выбранной гидротурбины приведены в приложении Б, рисунке Б.1 и рисунке Б.2 соответственно.

### 3.3 Расчёт и построение плана бетонной спиральной камеры с плоским потолком и неполным углом охвата.

Целью гидромеханического расчёта спиральной камеры является определение размеров её радиальных сечений и формы спирали в плане. Форма сечения спиральной камеры – с плоским потолком и с углом  $\gamma = 15^\circ$ .

По чертежу проточной части модельной гидротурбины, приведённом в приложении Б, рисунке Б.2, были определены основные геометрические размеры гидротурбины:

Угол охвата спиральной камеры  $\varphi_{\text{сп}} = 225'$ .

Наружный радиус входного сечения:

$$r_{\text{вх}} = 1,739 \cdot 4,75 = 8,26 \text{ м};$$

В соответствии с приложением Б, рисунком Б.2, определены: диаметр расположения входных кромок статора:  $D_{\text{нар}} = D_a = 7,35 \text{ м}$ ; и выходных кромок  $D_{\text{вн}} = D_b = 6,425 \text{ м}$ .

Радиусы входных и выходных кромок:

$$r_a = \frac{D_a}{2}; \tag{3.15}$$

$$r_a = \frac{7,35}{2} = 3,675.$$

$$r_b = \frac{D_b}{2}; \tag{3.16}$$

$$r_b = \frac{6,425}{2} = 3,213.$$

Высота статора:

$$B_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1, \tag{3.17}$$

где  $b_0$  – высота направляющего аппарата;

$$b_0 = 0,35 \cdot D_1 = 0,35 \cdot 5,6 = 1,663 \text{ м};$$

$$B_{\text{ст}} = 1,663 + 0,0033 \cdot 4,75 = 1,68 \text{ м}.$$

Допустимая средняя скорость воды во входном сечении определена по кривой представленной на рисунке 3.2, и равна:  $v_{\text{вх}} = 4,8 \text{ м/с}$ .

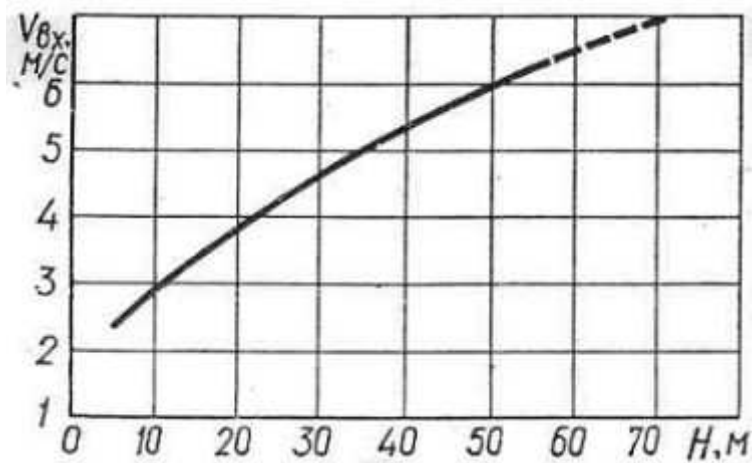


Рисунок 3.2 – Допустимые скорости во входном сечении для бетонных спиральных камер

Определение полного расхода через турбину при расчетных значения напора и мощности:

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_t}; \quad (3.18)$$

$$Q_0 = \frac{50000}{9,81 \cdot 33,9 \cdot 0,916} = 164 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360}; \quad (3.19)$$

$$Q_i = \frac{164 \cdot 225}{360} = 103 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Площадь входного поперечного сечения:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_i}{v_{\text{вх}}}; \quad (3.20)$$

$$F_{\text{вх}} = \frac{103}{4,8} = 21,4 \text{ м}^2.$$

Высота входного сечения определяется из квадратного уравнения:

$$F_{\text{вх}} = b_0(r_a - r_b) + (r_{\text{вх}} - r_a)b_{\text{вх}} - \frac{(b_{\text{вх}} - b_0)^2}{2} \cdot \tan 15^\circ, \quad (3.21)$$

где  $b_{\text{вх}1} = 4,788 \text{ м}$ ;  $b_{\text{вх}2} = 32,71$ .

Из 2-х корней подходящий  $b_{\text{вх}2} = 4,788$ .

$$a_{\text{ВХ}} = r_{\text{ВХ}} - r_a; \quad (3.22)$$

$$a_{\text{ВХ}} = 8,26 - 3,675 = 4,585 \text{ м.}$$

Дальнейший расчет спиральной камеры выполнен аналитическим методом.

$$a_i = r_i - r_a; \quad (3.23)$$

$$a_i = 8,26 - 3,675 = 4,585.$$

$$k_2 = (b_{\text{ВХ}} - B_{\text{СТ}})/a_{\text{ВХ}}; \quad (3.24)$$

$$k_2 = (5,51 - 2,12)/4,79 = 0,71.$$

$$m_i = k_2 \cdot a_i; \quad (3.25)$$

$$m_i = 0,68 \cdot 4,585 = 3,11.$$

$$b_i = m_i + b_o; \quad (3.26)$$

$$b_i = 3,11 + 1,66 = 4,77 \text{ м.}$$

Интеграл для любого сечения вычисляется по формуле (3.27):

$$J_i = b_o \cdot \ln \frac{r_a}{r_b} + b_i \ln \frac{r_i}{r_a} - r_k \cdot \text{ctg} \gamma \cdot \ln \frac{r_k}{r_a} + m_i; \quad (3.27)$$

$$J_i = 1,66 \cdot \ln \frac{3,675}{3,213} + 4,77 \ln \frac{8,26}{3,67} - 4,5 \cdot \text{ctg} 15^\circ \cdot \ln \frac{4,5}{3,67} + 3,11 = 3,76.$$

Величина угла спирали и расхода для любого сечения соответственно равны:

$$\varphi_i = \frac{225}{J_{\text{ВХ}}} \cdot J_i; \quad (3.28)$$

$$\varphi_i = \frac{225}{3,76} \cdot 3,76 = 225.$$

Данные расчетов спиральной камеры представлены в приложении Б, таблице Б.2.

План спирали, представленный в приложении Б, рисунке Б.4, построен по таблице 3.7. Значения для таблицы получены путем разбиения угла охвата спиральной части камеры на интервалы с  $\Delta\varphi_{\text{сп}} = 15^\circ$ .



Таблица 3.7 – Разбиение угла охвата спиральной камеры

ri, м	φсп, °
225	8,260
210	8,005
195	7,744
180	7,478
165	7,205
150	6,927
135	6,640
120	6,344
105	6,038
90	5,720
75	5,385
60	5,028
45	4,645
30	4,224
15	3,735
0	3,213

$$B'_m = 2,928 \cdot D_1; \quad (3.29)$$

$$B' = 2,928 \cdot 4,75 = 13,9 \text{ м.}$$

Так как ширина подвода  $B' > 7$  м, нужно установить промежуточный бычок, толщину которого можно приближённо назначить из выражения:

$$Q_{max} = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{max}}; \quad (3.30)$$

$$Q_{max} = \frac{50000}{9,81 \cdot 33,9 \cdot 0,955} = 157,43 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

$$b = 1 + \frac{Q_{max}}{400}; \quad (3.31)$$

$$b = 1 + \frac{157,43}{400} = 1,39 \text{ м.}$$

### 3.4 Выбор типа серийного генератора

Подбор генератора осуществляется с помощью справочных данных серийных типов по расчетному значению его номинальной активной мощности и синхронной частоты вращения.

Т.к. допускается отличие мощности гидрогенератора от мощности гидротурбины на  $\pm 10\%$ , был выбран гидрогенератор СВ-808/130-40У4. Технические характеристики данного гидрогенератора представлены в таблице 3.8.

Активная мощность данного ГГ равна  $P_{\text{НОМ}} = 55 \text{ МВт}$ , следовательно, мощность станции:

$$N_{\text{уст}} = z'_a \cdot P_{\text{НОМ}}, \quad (3.32)$$

где  $z'_a$  – количество гидроагрегатов станции;  
 $P_{\text{НОМ}}$  – номинальная мощность гидрогенератора.

$$N_{\text{уст}} = 4 \cdot 55 = 220 \text{ МВт.}$$

Таблица 3.8 – Данные гидрогенератора

Тип	СВ-808/130-40У4
$S_{\text{НОМ}}$ , МВА	64,7
$P_{\text{НОМ}}$ , МВт	55
$\cos \varphi$	0,85
$U_{\text{НОМ}}$ , кВ	10,5
$n_{\text{НОМ}}$ , об/мин	150
КПД, %	97,7
Сопротивление обмотки статора, Xd о.е.	0,93
Сверхпереходное сопротивление, X"d о.е.	0,22
Диаметр активной стали, м	8,08
Высота активной стали, м	1,3
Исполнение	Зонтичное

### 3.5 Расчёт деталей и узлов гидротурбины

#### 3.5.1 Расчёт вала на прочность

Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчёт вала на прочность произведен с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Предварительный наружный диаметр вала:

$$D_{\text{в}}^* \geq \left( 5,1 \cdot \frac{M_{\text{кр}}}{[\tau_{\text{доп}}]} \right)^{0,33}, \quad (3.33)$$

где  $[\tau_{\text{доп}}] = 30 \div 35 \text{ Мпа}$ . Принято  $\tau_{\text{доп}} = 32 \text{ Мпа}$ .

$M_{\text{кр}}$  – крутящий момент:

$$M_{\text{кр}} = \frac{0,00974 \cdot N'_{\text{агр}}}{n_c}, \quad (3.34)$$

$$M_{\text{кр}} = \frac{0,00974 \cdot 50000}{150} = 3,24 \text{ Мпа;}$$

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{3,24}{32}\right)^{0,33} \geq 804 \text{ мм.}$$

Полученное значение диаметра округлено до стандартизированного (кратное 50 мм при  $D_B$  менее 1000 мм и кратное 100 мм при  $D \geq 1000$  мм),  $D_B = 850$  мм.

### 3.5.2 Расчёт турбинного подшипника

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок. В проекте применяется подшипник на водяной смазке.

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{\text{рад}} = 0,8 \cdot \left(\frac{N'_{\text{grp}}}{n_c \cdot D_1}\right); \quad (3.35)$$

$$R_{\text{рад}} = 0,8 \cdot \frac{50000}{150 \cdot 4,75} = 56,14 \text{ кН.}$$

Диаметр вала под подшипником с учетом облицовки  $d_n$  принят 0,870 м (на 15–20 мм больше  $D_B$ ).

Удельное давление для кольцевого подшипника:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_n \cdot h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}], \text{ кПа,} \quad (3.36)$$

где  $h_{\text{п}}$  – высота подшипника. Принято 400 мм, при  $D_B = 850 \div 1100$  мм.

Допустимое удельное давление:

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot U, \text{ кПа;} \quad (3.37)$$

$$U = \pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot \frac{d_{\text{п}}}{30}, \text{ м/сек;} \quad (3.38)$$

$$p_{\text{уд}} = \frac{56,14}{0,920 \cdot 0,4} = 161,32 \text{ кПа;}$$

$$U = 3,14 \cdot 150 \cdot \frac{0,87}{30} = 13,67 \frac{\text{м}}{\text{сек}};$$

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot 13,67 = 396,31 \text{ кПа.}$$

Условие  $p_{\text{уд}} (161,32) \leq [p_{\text{уд}}] (396,31)$  соблюдено.

Расчёт сегментного подшипника:

Предварительная высота подшипника  $h_n = 400$  мм и число сегментов  $Z_{\text{сегм}} = 8$ .

Усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1 + 2 \cdot \cos \alpha + 2 \cdot \cos(2\alpha)}, \text{ кН}, \quad (3.39)$$

где  $\alpha$  – центральный угол расположения сегментов.

$$\alpha = \frac{360}{Z_{\text{сегм}}}; \quad (3.40)$$

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_1}{l_{\text{сегм}} \cdot h_n} \leq [p_{\text{уд}}], \text{ кПа}, \quad (3.41)$$

где  $l_{\text{сегм}}$  – длина сегмента в окружном направлении.

$$l_{\text{сегм}} = (0,85 - 0,90)\pi \cdot \frac{d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}}, \text{ м}. \quad (3.42)$$

Допускаемое удельное давление:

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot U, \text{ кПа}; \quad (3.43)$$

$$\alpha = \frac{360^\circ}{8} = 45^\circ;$$

$$R_1 = \frac{56,14}{1 + 2 \cdot \cos 45^\circ + 2 \cdot \cos 90^\circ} = 23,25 \text{ кН};$$

$$l_{\text{сегм}} = 0,85 \cdot 3,14 \cdot \frac{0,87}{8} = 0,29 \text{ м};$$

$$p_{\text{уд}} = \frac{23,25}{0,29 \cdot 0,4} = 200,2 \text{ кПа};$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot 13,67 = 683,29 \text{ кПа}.$$

Условие  $p_{\text{уд}}(200,2) \leq [p_{\text{уд}}](683,29)$  соблюдено.

Для проекта принят сегментный подшипник, зарекомендовавший себя на практике, как более надежный.

### 3.6 Выбор типа маслонапорной установки

Маслонапорная установка необходима для создания давления масла в системе регулирования.

Был подобран следующий тип маслонапорной установки для  $H_{max} = 42,8$   $D_1 = 4,75$  м по номограмме для выбора маслонапорных установок поворотно-лопастных установок, представленной на рисунке 3.3.

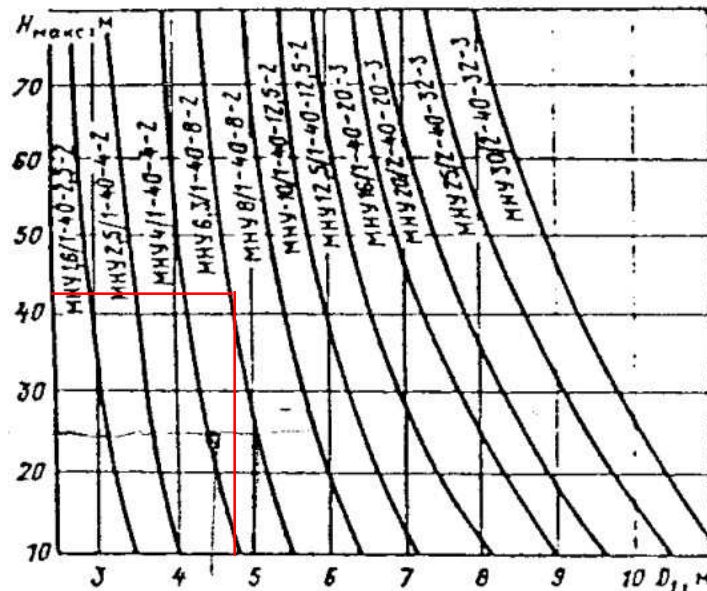


Рисунок 3.3 – Номограмма для выбора маслонапорных установок поворотно-лопастных турбин

Технические характеристики МНУ 6,3/1-40-4-2:

- МНУ –маслонапорная установка;
- 6,3 – объём гидроаккумулятора;
- 1 – количество сосудов;
- 40 – сосуд, рассчитанный на давление 40 кгс/см<sup>2</sup>;
- вместительность сливного бака в м<sup>3</sup>;
- 2 – количество насосов.

### 3.7 Выбор электрогидравлического регулятора

Для поворотно-лопастной турбины выбран электрогидравлический регулятор с комбинатором ЭГРК-2И1-100-4, т.к. ЭГРК-2И1-100-4 используется для турбин диаметром  $D_1 \leq 5$  м.

Технические характеристики ЭГРК-2И1-100-4:

- ЭГРК – электрогидравлический регулятор с комбинатором;
- 2И1 – на интегральных микросхемах;
- 100 – диаметр главного золотника;
- 4 – гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Исходные данные для проектирования электрической части

Исходные данные числа и мощности генераторов представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные числа, мощности генераторов и системы

Генераторы			Система		
Число и мощность	$U_{\text{ном}}$	$\cos \varphi_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}}$	$S_{\text{к.з.}}$	Протяжённость линий
шт·МВт	кВ	о.е.	кВ	МВ·А	км
4 · 55	10,5	0,85	220	260	40

- Коэффициент мощности системы  $\cos \varphi_c = 0,8$ ;
- Время использования установленной мощности  $T_{\text{max}} = 4000$  ч/год;
- Мощность собственных нужд ГЭС  $P_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot P_{\text{уст.ГЭС}}$ ;
- Коэффициент мощности собственных нужд равен коэффициенту мощности генераторов  $\cos \varphi_{\text{с.н.}} = \cos \varphi_{\text{ном}}$ ;
- Расположение подстанции: Плесецкий район Архангельской области.

### 4.2 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

Выбор главной схемы электрических соединения является важнейшим этапом проектирования энергетического предприятия. От схемы зависит надёжность работы электроустановок, экономичность, гибкость оперативных переключений, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность расширения в дальнейшем.

В районе проектирования гидроузла ближайшей подстанцией является «Савино» с высшим напряжением 220кВ. С помощью данной подстанции будет подключена в сеть ПС «Савино 220», которая запроектирована в 10 км от створа гидроузла.

На этапе проектирования рассматриваются две наиболее распространённые схемы: одиночный и укрупненный блоки, схема которого представлена на рисунке 4.1.

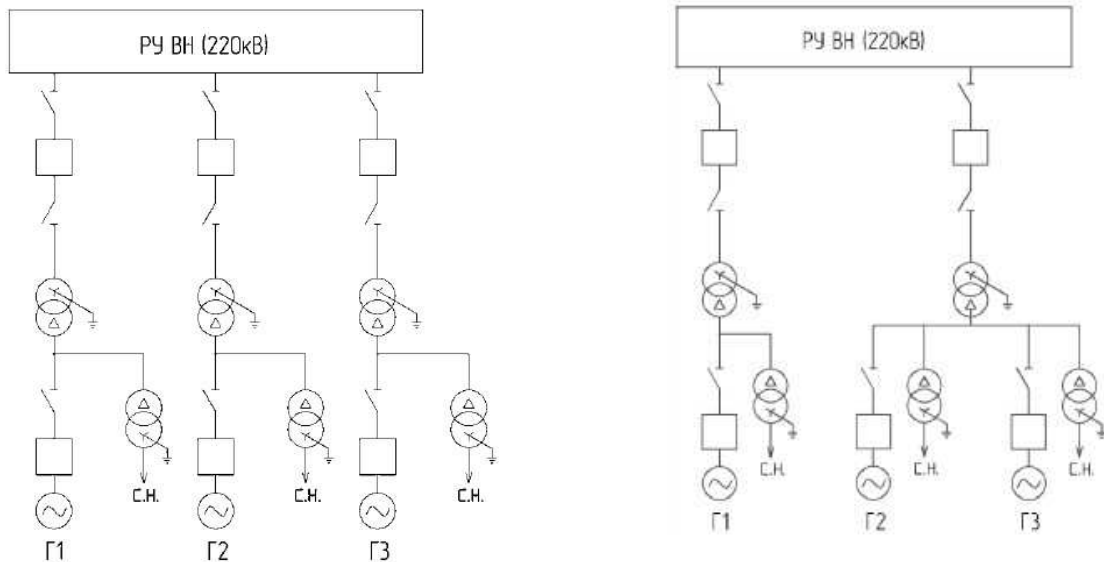


Рисунок 4.1 – Схема с одиночным и укрупненным блоками

### 4.3 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

#### 4.3.1 Выбор синхронных генераторов

В ходе подбора основного энергетического оборудования принят синхронный генератор СВ–808/130–40У4 производства ОАО "Силовые машины". Паспортные данные генератора представлены в таблице 3.8.

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

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

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е. нагрузка собственных нужд, которая составляет порядка 1% от установленной мощности:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi}, \quad (4.1)$$

где  $P_{\text{ном}}$  – номинальная (установленная) мощность гидрогенератора, МВт;

$P_{\text{с.н.}}$  – активная нагрузка собственных нужд, МВт;

$\cos \varphi$  – коэффициент мощности генератора, о.е.

$$S_{\text{расч}} = \frac{55 - 5 \cdot 0,01}{0,85} = 64,06 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

На данные мощность и напряжение подобран трансформатор завода «Тольяттинский трансформатор» типа ТДЦ–80000/220. Каталожные данные представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ 80000/220

$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U, \text{кВ}$		$U_{\text{кз}}, \%$	$\Delta P_{\text{кз}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{хх}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
80	242	10,5	11	315	105	0,6

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760; \quad (4.2)$$

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

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu T_{\text{пл}} - \omega T_{\text{в}}, \quad (4.3)$$

где  $\mu$  – частота ремонтов, 1 раз в год;

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

$\omega$  – параметр потока отказов блока, в нашем случае:  $\omega = 0,025$  ед/год;

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

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}}, \quad (4.4)$$

где  $n_{\text{т}}$  – число трансформаторов в блоке,  $n_{\text{т}} = 1$ ;

$\Delta P_{\text{хх}}$  – потери холостого хода трансформатора, МВт;

$t_{\text{раб}}$  – время работы блока в течении года, ч.

$$\Delta W_{\text{хх}} = 1 \cdot 0,105 \cdot 8729 = 916,5 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{т ном}}}\right)^2 \cdot \tau, \quad (4.5)$$

где  $\Delta P_{\text{кз}}$  – потери короткого замыкания трансформатора, МВт;



$n_T$  – число параллельно работающих трансформаторов;  
 $S_{\text{расч}}$  – мощность за вычетом мощности нагрузки собственных нужд, МВА;  
 $S_{T \text{ ном}}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА;  
 $\tau$  – время максимальных потерь, ч/год.

$$\Delta W_H = \frac{0,315}{1} \cdot \left(\frac{64,06}{80}\right)^2 \cdot 2405 = 485,8 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Величина издержек на потери электрической энергии:

$$I_{\Pi} = \beta_1 \cdot \Delta W_{XX} + \beta_2 \cdot \Delta W_H, \quad (4.6)$$

где  $\Delta W_{XX}$  – потери холостого хода, МВт · ч;

$\Delta W_H$  – нагрузочные потери в трансформаторе, МВт · ч;

$\beta_1, \beta_2$  – стоимость потерь электрической энергии XX и нагрузочных потерь соответственно.

$$\beta_1 = 0,6 \cdot 10^{-2} \text{ тыс. } \frac{\text{руб}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}};$$

$$\beta_2 = 0,9 \cdot 10^{-2} \text{ тыс. } \frac{\text{руб}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}.$$

Таким образом на 1 агрегатный блок:

$$I_{\Pi \text{ одиноч}} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 916,5 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 485,8 = 9,87 \text{ тыс. } \frac{\text{руб}}{\text{год}}.$$

Издержки для всей станции (4 одиночных блока):

$$I_{\Pi} = 4 \cdot I_{\Pi \text{ одиноч}}; \quad (4.7)$$

$$I_{\Pi} = 4 \cdot 9,87 = 19,34 \text{ тыс. } \frac{\text{руб}}{\text{год}}.$$

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

Трансформатор должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = 2 \cdot \frac{45 - 0,01 \cdot 45}{0,8} = 111,38 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad (4.8)$$

На данные мощность и напряжение подобран трансформатор завода ОАО «Электрозавод» типа ТРДЦН–160000/220. Каталожные данные представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ 125000/220

$S_{\text{ном}}, \text{MVA}$	$U, \text{кВ}$		$U_{\text{кз}}, \%$	$\Delta P_{\text{кз}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{хх}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
160	230	10,5	12	525	167	0,6

Далее производятся расчеты, аналогичные выбору трансформатора для схемы с одиночным блоком.

Потери электрической энергии методом времени максимальных потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760; \quad (4.9)$$

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

Время работы блока в течении года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,05 \cdot 60 = 8727 \text{ ч.}$$

Потери холостого года в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = 1 \cdot 0,167 \cdot 8727 = 1457,4 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{0,525}{1} \cdot \left(\frac{128,12}{160}\right)^2 \cdot 2405 = 809,7 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Величина издержек на потери электрической энергии на 1 укрупненный агрегатный блок:

$$I_{\text{п укрупн}} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 1457,8 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 809,7 = 16,03 \text{ тыс.} \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Издержки для всей станции (2 укрупнённых):

$$I_{\text{п}} = 2 \cdot I_{\text{п укрупн.}}; \quad (4.10)$$

$$I_{\text{п}} = 2 \cdot 16,03 = 32,06 \text{ тыс.} \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

В ходе расчетов была установлена экономическая целесообразность установки одиночных блоков. Также, следует отметить, что данная схема является более надежной относительно схемы с укрупненным блоком.

#### 4.3.4 Выбор трансформаторов собственных нужд

Доля мощности, приходящейся на собственные нужды станции, составляет 1%:

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot \frac{P_{ГЭС}}{\cos \varphi_{Г}}; \quad (4.11)$$

Таким образом:

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot \frac{200}{0,85} = 2588,24 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

По каталогу завода ООО «КПМ» выбирается трансформатор ТСЗ–3200/10. Каталожные данные представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Каталожные данные трансформатора ТСЗ–3200/10

$S_{ном}, \text{кВА}$	$U_{н}, \text{кВ}$		$U_{кз}, \%$
	$U_{вн}$	$U_{нн}$	
3200	10,5	6	6

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

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{уст} - P_{с.н.}}{\cos \varphi}; \quad (4.12)$$

$$S_{\Sigma} = \frac{220 - 0,01 \cdot 200}{0,85} = 256,24 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{нат.} = 135 \text{ МВт}.$$

Коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП (220кВ):

$$K = 1,2.$$

Коэффициент мощности системы:

$$\cos \varphi_c = 0,8;$$

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n = \frac{P_{уст} - P_{СН}}{K \cdot \frac{P_{нат.}}{\cos \varphi_c}} + 1; \quad (4.13)$$

Число отходящих линий округляется в ближайшую сторону:

$$n = \frac{220 - 0,01 \cdot 220}{1,2 \cdot \frac{135}{0,8}} + 1 = 2,1 \approx 2.$$

Рабочий ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{раб} = \frac{S_{\Sigma}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot 220}; \quad (4.14)$$

$$I_{раб} = \frac{256,64}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,336 \text{ кА.}$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{расч} = I_{раб} \cdot \alpha_I \cdot \alpha_{\tau}, \quad (4.15)$$

где  $\alpha_I$  – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки,  $\alpha_I = 1,05$ ;

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

$$I_{расч} = 0,336 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,353 \text{ кА.}$$

Далее рассчитываем сечение провода по методу экономической плотности. Для линии напряжением 220кВ  $j = 0,9 \text{ А/мм}^2$ . Тогда сечение провода:

$$F = \frac{I_{расч}}{j}; \quad (4.16)$$

$$F = \frac{353}{0,9} = 392,26 \text{ мм}^2.$$

Произведена проверка провода по нагреву. Предварительно выберем провод АС400/18. Сравнивая длительно допустимый ток  $I_{\text{дд}} = 830 \text{ А}$ , с послеаварийным:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220}; \quad (4.17)$$

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{256,24}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,672 \text{ кА.}$$

Существует условие нагрева:

$$I_{\text{дд}} > I_{\text{п.ав}}; \quad (4.18)$$

$$830 \text{ А} > 672 \text{ А.}$$

После расчета сечения провода и проверки выполнения условия по нагреву, был выбран провод АС400/51. Параметры провода АС400/51 представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Параметры провода марки АС–400/51

Число проводов в фазе	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$b_0$ , См/км
1	0,077	0,42	$2,7 \cdot 10^{-6}$

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

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и распределительного устройства высшего напряжения.

Капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K = n \cdot K_T + m \cdot K_{\text{ТСН}} + t \cdot K_{\text{КРУЭ}}, \quad (4.19)$$

где  $K_T$  – стоимость силового трансформаторов (201,99 млн руб – по схеме с одиночным блоком; 329,75 млн руб – по схеме с укрупнённым блоком.);

$K_{\text{ТСН}}$  – стоимость трансформатора собственных нужд (9 млн руб);

$K_{\text{КРУЭ}}$  – стоимость КРУЭ (189 млн руб);

$n$  – число силовых трансформаторов;

$m$  – число трансформатора собственных нужд;

$t$  – количество присоединений в соответствии с выбором РУ.

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле:

$$K_1 = 4 \cdot 201,99 + 3 \cdot 9 + 7 \cdot 189 = 2,153 \text{ млрд. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными боками по формуле:

$$K_2 = 2 \cdot 329,75 + 3 \cdot 9 + 5 \cdot 189 = 1,632 \text{ млрд. руб.}$$

Для сравнения рассматриваемых вариантов определяется разница полных приведенных затрат:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.20)$$

где  $E_n = 0,15$  – нормативный коэффициент.

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 2,153 + 39,48 \cdot 10^{-6} \approx 0,323 \text{ млрд. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненным блоком:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 1,632 + 32 \cdot 10^{-6} \approx 0,244 \text{ млрд. руб.}$$

Разница между вариантами:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\%; \quad (4.21)$$

$$P = \frac{0,323 - 0,244}{0,323} \cdot 100\% \approx 24\%.$$

Из расчетов видно, что данные варианты отличаются незначительно. Следовательно, варианты экономически равноценны, и для эксплуатации будет применена схема с одиночными блоками.

#### **4.6 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения**

Число присоединений КРУЭ–220 кВ равно 7 (1 служебное присоединение, 2 ЛЭП 220 кВ и 4 блока). При данном классе напряжения и количестве присоединений был выбран вариант с двумя рабочими системами шин (13Н схема) [20]. Выбранная схема распределительного устройства представлена на рисунке 4.2.

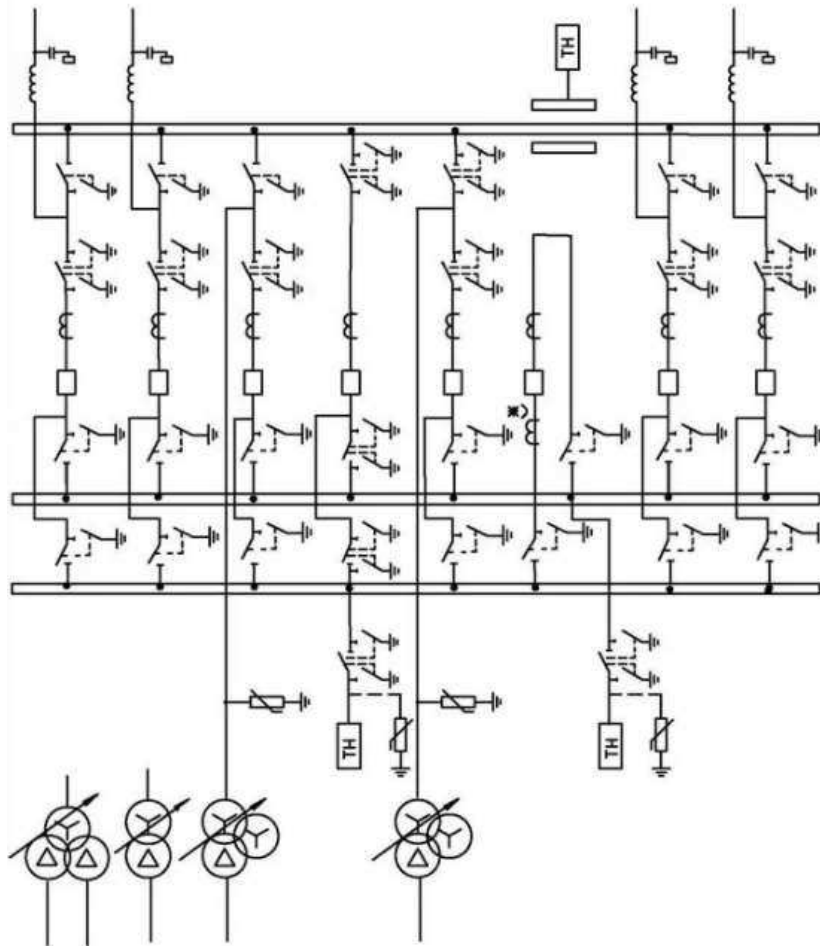


Рисунок 4.2 – Схема РУ ВН 220 кВ

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

Для расчета токов короткого замыкания составлена схема, представленная на рисунке 4.3.

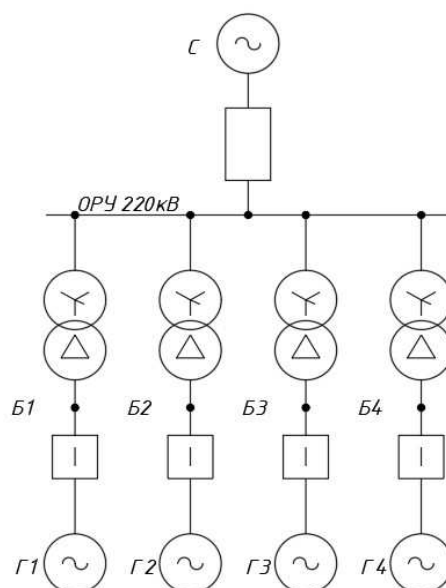


Рисунок 4.3 – Расчетная схема для расчета ТКЗ

Для расчётной схемы вычислены параметры элементов.

Параметры системы:

$$X_C = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}}; \quad (4.22)$$

$$X_C = \frac{230^2}{260} = 203 \text{ Ом.}$$

$$R_C = \frac{X_C}{\omega \cdot T_a}; \quad (4.23)$$

$$R_C = \frac{203}{314 \cdot 0,035} = 18,5 \text{ Ом.}$$

Параметры генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_{\Gamma}'' \cdot U_{\text{НОМ.}\Gamma}; \quad (4.24)$$

$$E_{\Gamma} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,87 \text{ кВ.}$$

$$X_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (4.25)$$

$$X_{\Gamma} = 0,22 \cdot \frac{10,5^2}{64,7} = 0,37 \text{ Ом.}$$

$$R_{\Gamma} = \frac{X_{\Gamma}}{\omega \cdot T_{a,\Gamma}}; \quad (4.26)$$

$$R_{\Gamma} = \frac{0,37}{314 \cdot 0,04} = 0,03 \text{ Ом.}$$

Параметры блочных трансформаторов:

$$X_T = \frac{U_{\text{к,}\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (4.27)$$

$$X_T = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{80} = 80,53 \text{ Ом.}$$

$$R_T = \Delta P_{\text{К}} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}; \quad (4.28)$$



$$R_T = 0,315 \cdot \frac{242^2}{80^2} = 2,88 \text{ Ом.}$$

$$k_T = \frac{U_{HH}}{U_{BH}}; \quad (4.29)$$

$$k_T = \frac{10,5}{242} = 0,043 \text{ о. е.}$$

Параметры линии:

$$X_L = X_{0,уд} \cdot L; \quad (4.30)$$

$$X_L = 0,42 \cdot 40 = 16,8 \text{ Ом.}$$

$$R_L = R_{0,уд} \cdot L; \quad (4.31)$$

$$R_L = 0,077 \cdot 40 = 3 \text{ Ом.}$$

#### 4.8 Расчет токов короткого замыкания

В ПВК RastrWin произведен расчет токов короткого замыкания. Результаты расчета сведены и представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Результаты расчёта в ТКЗ

Вид несимметрии	Точка КЗ	$I_n$ , кА	$i_{уд}$ , кА
Трёхфазное КЗ	Генератор Г1	18,58	50,98
	КРУЭ – 220 кВ	13,02	32,78
Однофазное КЗ	КРУЭ – 220 кВ	19,5	49,09

Ударный коэффициент был рассчитан по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} k_{уд} I_n, \quad (4.32)$$

где  $k_{уд}$  – ударный коэффициент генератора/РУ, соответственно  $k_{уд} = 1,94$  для данной мощности и  $k_{уд} = 1,78$  для класса напряжения 220кВ.

#### 4.9 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение требования термической стойкости аппаратов и проводников.

Для присоединений генераторов наибольший расчетный ток определяется при работе с номинальной мощностью и сниженном на 5% напряжении.

$$I_{г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{г,ном}; \quad (4.33)$$

$$I_{г,раб\ max} = 1,05 \cdot 3,56 = 3,74\ \text{кА}.$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб\ max\ (РУВН)} = \frac{S_{г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{т,ном} \cdot 1,1}; \quad (4.34)$$

$$I_{раб\ max\ (РУВН)} = \frac{64,06}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 1,1} = 0,15\ \text{кА}.$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{раб.мах} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (4.35)$$

$$I_{раб.мах} = \frac{256,24}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,34\ \text{кА}.$$

Расчетный ток утяжеленного режима определяется при отключении одной из линии связи:

$$I_{раб.утж} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (4.36)$$

$$I_{раб.утж} = \frac{256,24}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,67\ \text{кА}.$$

#### **4.10 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ**

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

При выборе выключателей необходимо соблюдать следующие условия:

1. По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (4.37)$$

$$10,5\ \text{кВ} \leq 10,5\ \text{кВ}.$$

Условие выполняется.

2. По длительному току:

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}} (I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}); \quad (4.38)$$

$$3,56 \text{ кА} \leq 4,00 \text{ кА} (3,74 \text{ кА} \leq 4,00 \text{ кА}).$$

Условие выполняется.

3. По симметричному току отключения:

$$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк.ном.}}; \quad (4.39)$$

$$18,56 \text{ кА} \leq 63,00 \text{ кА}.$$

Условие выполняется.

4. По отключению апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{отк.ном.}}; \quad (4.40)$$

$$50,98 \text{ кА} \leq i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,25 \cdot 63,00 \text{ (кА)};$$

$$50,98 \text{ кА} \leq 22,27 \text{ кА}.$$

Условие не выполняется. Если не выполняется условие (4) – переходим к условию (5).

5. По отключению полного тока КЗ (если не выполняется условие 4):

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{отк.ном.}} \cdot (1 + \beta_{\text{ном}}); \quad (4.41)$$

$$\sqrt{2} \cdot 18,58 + 50,98 \leq \sqrt{2} \cdot 63,00 \cdot (1 + 0,25);$$

$$77,25 \text{ кА} \leq 111,37 \text{ кА}.$$

Условие выполняется.

6. На электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}, \quad i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}}; \quad (4.42)$$

$$18,58 \text{ кА} \leq 161,00 \text{ кА}, \quad 58,98 \text{ кА} \leq 161,00 \text{ кА}.$$

Условие выполняется.

7. На термическую стойкость:

$$B_k = I_{n,0}^2 \cdot (t_{отк.} + T_{a,\Gamma}) \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (4.43)$$

$$B_k = 18,58^2 \cdot (0,1 + 0,045) \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \leq 63,00 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$48,33 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 63,00 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условие выполняется.

8. По скорости восстанавливающегося напряжения на контактах:

Условие выполняется.

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения, был выбран элегазовый выключатель ВГГ – 10 – 63/ УЗ. Параметры выключателя ВГГ – 10 – 63/ УЗ представлены в таблице 4.8. Все расчётные и каталожные данные представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Расчётные и каталожные данные выключателя ВГГ – 10 – 63/ УЗ

Расчётные данные	Каталожные данные	Условие выбора	Примечание
	Выключатель ВГГ-10-63/УЗ		
10,5 кВ	10,5 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	Условие выполняется
3,56 кА	4,00 кА	$I_{ном} \leq I_{ном} (I_{max} \leq I_{ном})$	Условие выполняется
18,58 кА	63,00 кА	$I_{пт} \leq I_{отк.ном.}$	Условие выполняется
50,98 кА	22,27 кА	$i_{ат} \leq i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{отк.ном.}$	Условие не выполняется
77,25 кА	111,37 кА	$\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном.} \cdot (1 + \beta_{ном})$	Условие выполняется
18,58 кА; 50,98 кА	161,00 кА; 161,00 кА	$I_{по} \leq I_{дин}, \quad i_y \leq i_{дин}$	Условие выполняется
48,33 кА <sup>2</sup> · с	63,00 кА <sup>2</sup> · с	$B_k = I_{n,0}^2 \cdot (t_{отк.} + T_{a,\Gamma}) \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	Условие выполняется
+	+	По скорости восстанавливающегося напряжения на контактах	Условие выполняется

Таблица 4.8 – Параметры выключателя ВГГ – 10 – 63/ УЗ

Наименование параметра	Норма
Номинальное напряжение, кВ	10,0
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12,0
Номинальный ток, А	4000,0; 5000,0
Номинальный ток отключения, кА	63,0
Параметры сквозного тока короткого замыкания:	
– наибольший пик (ток электродинамической стойкости), кА	161,0
– начальное действующее значение периодической составляющей, кА	63,0
– среднеквадратичное значение тока (ток термической стойкости) за время 3 с, кА	63,0

### Окончание таблицы 4.8

Наименование параметра	Норма
Собственное время отключения, с, не более	0,05
Собственное время отключения, с, не более	0,08
Полное время отключения выключателя с приводом, с, не более	0,1
Номинальное напряжение постоянного тока катушкиконтактора и электромагнитов привода, В	110; 220
Ток потребления электромагнитов, А: – включающий электромагнит YA2, 220 – отключающий электромагнит YA1, 110/220	200 4/2
Масса выключателя, кг, не более: без подставки: – номинальный ток 4000, А – номинальный ток 5000, А с подставкой: – номинальный ток 4000, А – номинальный ток 5000, А	320,0 350,0 350,0 380,0
Масса шкафа управления, кг, не более	40,0
Масса шкафа управления, кг, не более	74,0

При выборе разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

1. По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (4.44)$$

$$10,5 \text{ кВ} \leq 10,5 \text{ кВ}.$$

Условие выполняется.

2. По длительному току:

$$I_{норм} \leq I_{ном} (I_{max} \leq I_{ном}); \quad (4.45)$$

$$3,56 \text{ кА} \leq 4,00 \text{ кА} (3,74 \text{ кА} \leq 4,00 \text{ кА}).$$

Условие выполняется.

3. На электродинамическую стойкость:

$$I_{по} \leq I_{дин}, i_y \leq i_{дин}; \quad (4.46)$$

$$18,58 \text{ кА} \leq 125,00 \text{ кА}, 50,98 \text{ кА} \leq 125,00 \text{ кА}.$$

Условие выполняется.

4. На термическую стойкость:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (4.47)$$

$$B_k = 18,58^2 \cdot (0,1 + 0,045) (\text{кА}^2 \cdot \text{с}) \leq 50,00 (\text{кА}^2 \cdot \text{с});$$

$$48,33 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 50,00 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условие выполняется.

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения, был выбран разъединитель РВРЗ – 10/4000 УЗ.

Параметры разъединителя РВРЗ – 10/4000 УЗ представлены в таблице 4.10. Все расчётные и каталожные данные представлены в таблице 4.9

Таблица 4.9 – Расчётные и каталожные данные разъединителя РВРЗ – 10/4000 УЗ

Расчётные данные	Каталожные данные	Условие выбора	Примечание
	Разъединитель РВРЗ–10/4000УЗ		
10,5 кВ	10,5 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	Условие выполняется
3,74 кА	4,00 кА	$I_{ном} \leq I_{ном} (I_{max} \leq I_{ном})$	Условие выполняется
18,58 кА; 50,98 кА	125,00 кА; 125,00 кА	$I_{по} \leq I_{дин}, i_y \leq i_{дин}$	Условие выполняется
48,33 кА <sup>2</sup> · с	50,00 кА <sup>2</sup> · с	$B_k = I_{n,0}^2 \cdot (t_{отк.} + T_{a,Г}) \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	Условие выполняется

Таблица 4.10 – Параметры разъединителя РВРЗ – 10/4000 УЗ

Наименование параметра	Норма
Номинальное напряжение, кВ	10,0
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12,0
Номинальный ток, А	4000,0
Ток электродинамической стойкости, кА	125,0
Ток термической стойкости, кА	50,0
Время протекания тока термической стойкости, с:	
– для главных ножей	3,0
– для заземлителей	1,0
Частота, Гц	50

Для обеспечения нормального функционирования гидрогенератора, измерений параметров режима работы генератора и пр. необходимо выбрать ряд оборудования, обеспечивающего работу ротора и статора гидрогенератора.

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.11 и 4.12.

Таблица 4.11 – Приборы, устанавливаемые в цепях ТН

Оборудование	Связь	Марка прибора	Мощность, ВА	Производитель
Счётчик Электропотребления	RS–485	AMk–ITF / AM2k–ITF / ARMk–ITF	4	“CIRCUTOR”
Автоматический синхронизатор	RS–485	Synchro Max	10	“CIRCUTOR”
Анализатор качества качества электроэнергии	RS–485	M51J11	10	“CIRCUTOR”

Таблица 4.12 – Приборы, устанавливаемые в цепях ТТ

Оборудование	Связь	Марка прибора	Мощность, ВА	Производитель
Счётчик Электропотребления	RS-485	AMk-ITF / AM2k-ITF / ARMk-ITF	4	“CIRCUTOR”
Устройства РЗА	RS-485	P32111	50	“CIRCUTOR”

#### 4.11 Выбор трансформаторов тока и напряжения

При выборе трансформаторов тока необходимо соблюдать следующие условия:

1. По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (4.48)$$

$$10,5 \text{ кВ} \leq 10,5 \text{ кВ}.$$

Условие выполняется.

2. По длительному току:

$$I_{норм} \leq I_{ном} (I_{max} \leq I_{ном}); \quad (4.49)$$

$$3,56 \text{ кА} \leq 4,00 \text{ кА} (3,74 \text{ кА} \leq 4,00 \text{ кА}).$$

Условие выполняется.

3. На электродинамическую стойкость:

$$I_{по} \leq I_{дин}, i_y \leq i_{дин}; \quad (4.50)$$

$$18,58 \text{ кА} \leq 140 \text{ кА}, 50,98 \text{ кА} \leq 140 \text{ кА}.$$

Условие выполняется.

4. На термическую стойкость:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (4.51)$$

$$B_k = 18,58^2 \cdot (0,1 + 0,045) (\text{кА}^2 \cdot \text{с}) \leq 140,0 (\text{кА}^2 \cdot \text{с});$$

$$48,33 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 140,00 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условие выполняется.

5. По нагрузке:

$$Z \leq Z_{\text{ном}}, Z \approx R_{\text{приборов}} + R_{\text{проводов}} + R_{\text{контактов}}. \quad (4.52)$$

Условие выполняется.

Используя каталог производителя ОАО ВО «Свердловский завод», был выбран трансформатор тока ТШЛ – 10 – 2 4000/5. Параметры трансформатора тока ТШЛ – 10 – 2 4000/5 представлены в таблице 4.14.

Все расчётные и каталожные данные представлены в таблице 4.13

Таблица 4.13 – Расчётные и каталожные данные трансформатора тока ТШЛ – 10 – 2 4000/5 У

Расчётные данные	Каталожные данные	Условие выбора	Примечание
	Трансформатор тока ТШЛ–10–2 4000/5У		
10,5 кВ	10,5 кВ	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	Условие выполняется
3,74 кА	4,00 кА	$I_{\text{ном}} \leq I_{\text{ном}} (I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}})$	Условие выполняется
18,58 кА; 50,98 кА	140 кА; 140 кА	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}, i_y \leq i_{\text{дин}}$	Условие выполняется
48,33 кА <sup>2</sup> · с	140 кА <sup>2</sup> · с	$B_k = I_{\text{н,0}}^2 \cdot (t_{\text{отк.}} + T_{\text{а,Г}}) \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	Условие выполняется
24 ВА	25 ВА	$Z \leq Z_{\text{ном}}, Z \approx R_{\text{приборов}} + R_{\text{проводов}} + R_{\text{контактов}}$	Условие выполняется

Таблица 4.14 – Параметры трансформатора тока ТШЛ – 10 – 2 4000/5 У

Наименование параметра	Норма
Номинальное напряжение, кВ	10,0
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12,0
Номинальный первичный ток, А	4000,0
Номинальный вторичный ток, А	1,0
Номинальная частота, Гц	50
Число вторичных обмоток, n	до 5
Номинальные вторичные нагрузки с $\cos \varphi_2 = 0,8$ :	
– обмотки для измерения, В · А	25
– обмотки для защиты, В · А	50
Класс точности:	
– обмотки для измерений	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5
– обмотки для защиты	5P или 10P
Номинальная предельная кратность $K_{\text{ном}}$ вторичной обмотки для защиты	не менее 10
Номинальный коэффициент безопасности приборов $KБ_{\text{ном}}$ обмотки для измерений	не более 10
Трёхсекундный ток термической стойкости, кА на номинальный ток 3000,0 А	140



При выборе трансформаторов напряжения необходимо соблюдать следующие условия:

1. По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (4.53)$$

$$10,5 \text{ кВ} \leq 10,5 \text{ кВ}.$$

Условие выполняется.

2. По типам подключаемых приборов.

Условие выполняется.

3. По вторичной нагрузке ( $S$ ).

Условие выполняется.

Используя каталог производителя ООО ВО «Энергооборудование», был выбран трансформатор напряжения НТМИ – 10 У. Параметры трансформатора напряжения НТМИ – 10 У представлены в таблице 4.15.

Все расчётные и каталожные данные представлены в таблице 4.16.

Таблица 4.15 – Расчётные и каталожные данные трансформатора напряжения НТМИ – 10 У

Расчётные данные	Каталожные данные	Условие выбора	Примечание
	Трансформатор напряжения НТМИ–10 У		
10,5 кВ	10,5 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	Условие выполняется
–	–	–	Условие выполняется
–	–	–	Условие выполняется

Таблица 4.16 – Параметры трансформатора напряжения НТМИ – 10 У

Наименование параметра	Норма
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	10,0
Номинальное напряжение вторичной обмотки, В	100,0
Номинальная частота, Гц	50
Класс точности основной вторичной обмотки	0,5 S
Ток холостого хода, А	0,163
Схема и группа соединения обмоток	$Y_n/Y_n/\Pi - 0$
Климатическое исполнение (диапазон рабочих температур) и категория размещения	УЗ
Габаритные размеры, мм	$d495 \cdot 486$
Вес, кг	85
Номинальная вторичная нагрузка для класса 0,5 S, ВА	100

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 10,5 кВ устанавливают со стороны низшего напряжения ОПН – П1 – 10УХЛ фирмы ЗАО «ЗЭТО».

#### 4.12 Выбор электротехнического оборудования на ОРУ 220 кВ

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

При выборе выключателей необходимо соблюдать следующие условия:

1. По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (4.54)$$

$$220 \text{ кВ} \leq 220 \text{ кВ.}$$

Условие выполняется.

2. По длительному току:

$$I_{норм} \leq I_{ном} (I_{max} \leq I_{ном}); \quad (4.55)$$

$$0,1425 \text{ кА} \leq 2,00 \text{ кА} (0,15 \text{ кА} \leq 2,00 \text{ кА}).$$

Условие выполняется.

3. По симметричному току отключения:

$$I_{пт} \leq I_{отк.ном}; \quad (4.56)$$

$$19,5 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА.}$$

Условие выполняется.

4. По отключению апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{ат} \leq i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{отк.ном}; \quad (4.57)$$

$$49,09 \text{ кА} \leq i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,25 \cdot 50 \text{ (кА)};$$

$$49,09 \text{ кА} \leq 17,6 \text{ кА.}$$

Условие не выполняется. Если не выполняется условие (4) – переходим к условию (5).

5. По отключению полного тока КЗ (если не выполняется условие 4):

$$\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном.} \cdot (1 + \beta_{ном.}); \quad (4.58)$$

$$\sqrt{2} \cdot 19,5 + 49,09 \leq \sqrt{2} \cdot 50 \cdot (1 + 0,25);$$

$$76,66 \text{ кА} \leq 88,3 \text{ кА.}$$

Условие выполняется.

6. На электродинамическую стойкость:

$$I_{п0} \leq I_{дин}, \quad i_y \leq i_{дин}; \quad (4.59)$$

$$19,5 \text{ кА} \leq 100,0 \text{ кА}, \quad 49,09 \text{ кА} \leq 100,0 \text{ кА.}$$

Условие выполняется.

7. На термическую стойкость:

$$B_k = I_{n,0}^2 \cdot (t_{отк.} + T_{a,\Gamma}) \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (4.60)$$

$$B_k = 19,5^2 \cdot (0,1 + 0,045) \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \leq 63,00 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$55,13 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 63,00 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Условие выполняется.

8. По скорости восстанавливающегося напряжения на контактах:

Условие выполняется.

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для ОРУ, был выбран элегазовый выключатель ВГП – 220 У.

Все расчётные и каталожные данные приведены в таблице 4.17.

Таблица 4.17 – Расчётные и каталожные данные выключателя ВГП – 220 У

Расчётные данные	Каталожные данные	Условие выбора	Примечание
	Выключатель ВГП–220 У		
220 кВ	220 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	Условие выполняется

Окончание таблицы 4.17

Расчётные данные	Каталожные данные	Условие выбора	Примечание
	Выключатель ВГП–220 У		
0,15 кА	2,0 кА	$I_{норм} \leq I_{ном} (I_{max} \leq I_{ном})$	Условие выполняется
19,5 кА	50,0 кА	$I_{пт} \leq I_{отк.ном.}$	Условие выполняется
49,09 кА	17,6 кА	$i_{ат} \leq i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{отк.ном.}$	Условие не выполняется
76,66 кА	88,3 кА	$\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном.} \cdot (1 + \beta_{ном})$	Условие выполняется
19,5 кА; 49,09 кА	100,0кА; 100,0 кА	$I_{по} \leq I_{дин}, i_y \leq i_{дин}$	Условие выполняется
55,13 кА <sup>2</sup> · с	63,00 кА <sup>2</sup> · с	$B_k = I_{н,0}^2 \cdot (t_{отк.} + T_{а,Г}) \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	Условие выполняется
+	+	По скорости восстанавливающегося напряжения на контактах	Условие выполняется

При выборе разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

2. По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (4.61)$$

$$220 \text{ кВ} \leq 220 \text{ кВ.}$$

Условие выполняется.

2. По длительному току:

$$I_{норм} \leq I_{ном} (I_{max} \leq I_{ном}); \quad (4.62)$$

$$0,1456 \text{ кА} \leq 2,0 \text{ кА} (0,15 \text{ кА} \leq 2,0 \text{ кА}).$$

Условие выполняется.

3. На электродинамическую стойкость:

$$I_{по} \leq I_{дин}, i_y \leq i_{дин}; \quad (4.63)$$

$$19,5 \text{ кА} \leq 100,0 \text{ кА}, 49,09 \text{ кА} \leq 100,0 \text{ кА.}$$

Условие выполняется.

4. На термическую стойкость:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (4.64)$$

$$B_k = 19,5^2 \cdot (0,1 + 0,045) \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \leq 63,0 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$55,13 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 63,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условие выполняется.

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для ОРУ, был выбран разъединитель РГ – 220 У.

Все расчётные и каталожные данные приведены в таблице 4.18.

Таблица 4.18 – Расчётные и каталожные данные разъединителя РГ – 220 У

Расчётные данные	Каталожные данные	Условие выбора	Примечание
	Разъединитель РГ-220 У		
220 кВ	220 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	Условие выполняется
0,15 кА	2,0 кА	$I_{ном} \leq I_{ном} (I_{max} \leq I_{ном})$	Условие выполняется
19,5 кА; 49,09 кА	100 кА; 100 кА	$I_{по} \leq I_{дин}, i_y \leq i_{дин}$	Условие выполняется
55,13 кА <sup>2</sup> · с	63,0 кА <sup>2</sup> · с	$B_k = I_{n,0}^2 \cdot (t_{отк.} + T_{a,Г}) \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	Условие выполняется

Для обеспечения нормального функционирования гидрогенератора, измерений параметров режима работы генератора и пр. необходимо выбрать ряд оборудования, обеспечивающего работу ротора и статора гидрогенератора.

Приборы, устанавливаемые в цепях ОРУ, представлены в таблице 4.19 и 4.20.

Таблица 4.19 – Приборы, устанавливаемые в цепях ТН

Оборудование	Связь	Марка прибора	Мощность, ВА	Производитель
Счётчик Электропотребления	RS-485	AMk-ITF / AM2k-ITF / ARMk-ITF	4	“CIRCUTOR”
Автоматический синхронизатор	RS-485	Synchro Max	10	“CIRCUTOR”
Анализатор качества качества электроэнергии	RS-485	M51J11	10	“CIRCUTOR”

Таблица 4.21 – Приборы, устанавливаемые в цепях ТТ

Оборудование	Связь	Марка прибора	Мощность, ВА	Производитель
Счётчик Электропотребления	RS-485	AMk-ITF / AM2k-ITF / ARMk-ITF	4	“CIRCUTOR”
Устройства РЗА	RS-485	P32111	50	“CIRCUTOR”

### 4.13 Выбор трансформаторов тока и напряжения

При выборе трансформаторов тока необходимо соблюдать следующие условия:

1. По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (4.65)$$

$$220 \text{ кВ} \leq 220 \text{ кВ.}$$

Условие выполняется.

2. По длительному току:

$$I_{норм} \leq I_{ном} (I_{max} \leq I_{ном}); \quad (4.66)$$

$$0,1456 \text{ кА} \leq 0,16 \text{ кА} (0,15 \text{ кА} \leq 0,16 \text{ кА}).$$

Условие выполняется.

3. На электродинамическую стойкость:

$$I_{по} \leq I_{дин}, i_y \leq i_{дин}; \quad (4.67)$$

$$19,5 \text{ кА} \leq 200 \text{ кА}, 49,09 \text{ кА} \leq 200 \text{ кА.}$$

Условие выполняется.

4. На термическую стойкость:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (4.68)$$

$$B_k = 19,5^2 \cdot (0,1 + 0,045) (\text{кА}^2 \cdot \text{с}) \leq 140,0 (\text{кА}^2 \cdot \text{с});$$

$$55,13 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 140,00 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Условие выполняется.

5. По нагрузке:

$$Z \leq Z_{ном}, Z \approx R_{приборов} + R_{проводов} + R_{контактов}. \quad (4.69)$$

Условие выполняется.

Используя каталог производителя ОАО ВО «Свердловский завод», был выбран трансформатор тока ТОГФ – 220 200/5 У. Все расчётные и каталожные данные приведены в таблице 4.21.

Таблица 4.21 – Расчётные и каталожные данные трансформатора тока ТОГФ – 220 200/5 У

Расчётные данные	Каталожные данные	Условие выбора	Примечание
	Трансформатор тока ТОГФ – 220 200/5 У		
220 кВ	220 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	Условие выполняется
0,15 кА	0,2 кА	$I_{ном} \leq I_{ном} (I_{max} \leq I_{ном})$	Условие выполняется
19,5 кА; 49,09 кА	140 кА; 140 кА	$I_{по} \leq I_{дин}, \quad i_y \leq i_{дин}$	Условие выполняется
48,33 кА <sup>2</sup> · с	140 кА <sup>2</sup> · с	$B_k = I_{н,0}^2 \cdot (t_{отк.} + T_{а,г}) \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	Условие выполняется
24 ВА	25 ВА	$Z \leq Z_{ном}, Z \approx R_{приборов} + R_{проводов} + R_{контактов}$	Условие выполняется

При выборе трансформаторов напряжения необходимо соблюдать следующие условия:

4. По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (4.70)$$

$$220 \text{ кВ} \leq 220 \text{ кВ.}$$

Условие выполняется.

5. По типам подключаемых приборов.

Условие выполняется.

6. По вторичной нагрузке (S).

Условие выполняется.

Используя каталог производителя ООО ВО «Энергооборудование», был выбран трансформатор напряжения НАМИ – 220.

Все расчётные и каталожные данные приведены в таблице 4.22.

Таблица 4.22 – Расчётные и каталожные данные трансформатора напряжения НАМИ – 220

Расчётные данные	Каталожные данные	Условие выбора	Примечание
	Трансформатор напряжения НАМИ–220		
220 кВ	220 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	Условие выполняется

## **5 Микропроцессорные электрические защиты гидрогенератора**

### **5.1 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.

### **5.2 Перечень защит блока**

В соответствии с ПУЭ [32] согласно мощности генератора приняты к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

На главном генераторе СВ–808/130–40У4:

- 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 ротора от замыканий на землю;
- Защита от перегрузки обмотки ротора;
- Защита от длительной форсировки;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;
- Контроль исправности цепей напряжения КИН;
- Контроль наличия тока генератора.
- На силовом трансформаторе блока ТДЦ 80000/220–У1:
- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Газовая защита;
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ – 220);
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;



- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от перегрева трансформатора.
- На трансформаторе СН ГЭС:
  - Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
  - Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
  - Защита от перегрузки;
  - Реле тока охлаждения.
- На выпрямительном трансформаторе ТСЗП:
  - Максимальная токовая защита;
  - Токовая отсечка.
- На линиях электропередачи 220 кВ:
  - Основные защиты:
    - дифференциально–фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.
  - Резервные защиты:
    - 5–ти 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.

### **5.3 Расчёт номинальных токов**

Схема генератора с системой возбуждения и с выбранными трансформаторами тока и напряжения представлена на рисунке 5.1.

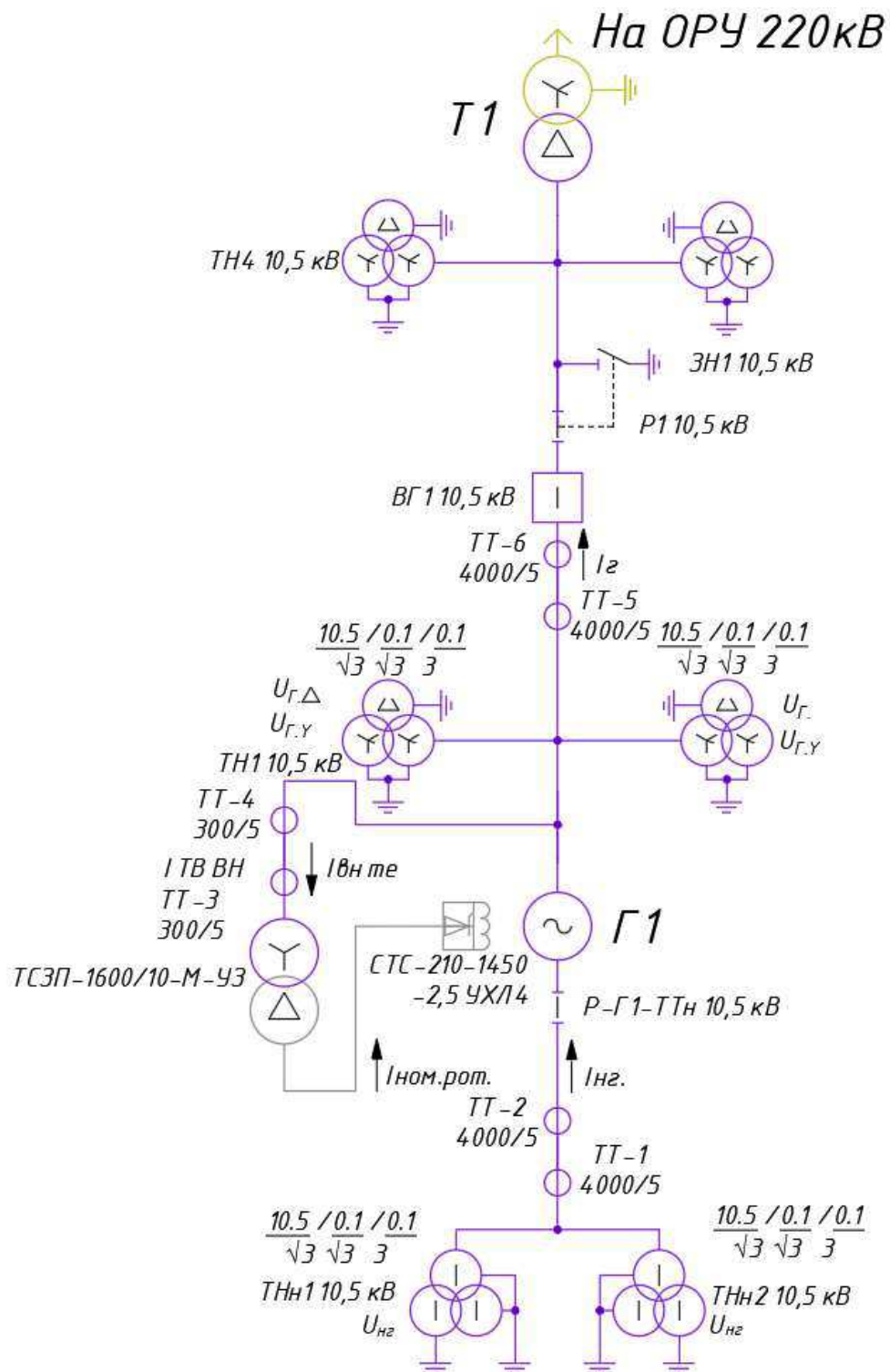


Рисунок 5.1 – Схема генератора с системой возбуждения и выбранными трансформаторами тока и напряжения

Для дальнейшего расчёта необходимо определить базовые номинальные токи защит генератора.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = I_{\text{г}}^{(1)} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (5.1)$$

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = I_{\Gamma}^{(1)} = \frac{64,70 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,50} = 3557,58 \text{ А.}$$

Номинальный ток генераторного напряжения, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = I_{\Gamma}^{(2)} = \frac{I_{\text{нг}}^{(1)} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}}; \quad (5.2)$$

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = I_{\Gamma}^{(2)} = \frac{3557,58 \cdot 1,00}{4000/5} = 4,45 \text{ А.}$$

Расчёт номинальных токов (основных):

$$I_{\text{ВН РОТ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ РОТ}}^{(1)} \cdot U_{\text{НН}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{СХ пр.}} \cdot U_{\text{ВН}} \cdot K_{\text{ТТ ВН}}}, \quad (5.3)$$

где  $S_{\text{НОМ}}$  — полная номинальная мощность, МВА;

$P_{\text{НОМ}}$  — активная номинальная мощность, МВт;

$I_{\text{НОМ РОТ}}$  — номинальный ток ротора, А;

$U_{\text{ВН}}, U_{\text{НН}}$  — номинальное напряжение высокой и низкой стороны (выпрямительного трансформатора), В;

$K_{\text{СХ пр.}}$  — коэффициент схемы;

$K_{\text{СХ}}$  — коэффициент схемы преобразования выпрямленного тока в переменный;

$K_{\text{ТТ}}$  — коэффициент передачи трансформаторов тока;

$K_{\text{ТТ ВН}}, K_{\text{ТТ НН}}$  — коэффициент передачи трансформаторов тока со стороны высокого и низкого напряжения.

$$I_{\text{ВН}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (5.4)$$

$$I_{\text{ВН}}^{(1)} = \frac{80,00 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 242,00} = 190,86 \text{ А.}$$

$$I_{r\_dT}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (5.5)$$

$$I_{r\_dT}^{(1)} = \frac{80,00 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,50} = 4398,86 \text{ А.}$$

$$I_{r\_dT}^{(2)} = \frac{I_{r\_dT}^{(1)}}{K_{\text{тт}}}; \quad (5.6)$$

$$I_{r\_dT}^{(2)} = \frac{4398,86}{4000/5} = 5,50 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ВН ТЕ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{Т.НОМ}}}{K_{\text{ТТ}}}; \quad (5.7)$$

$$I_{\text{ВН ТЕ}}^{(2)} = \frac{81,49}{300/5} = 1,36 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{ВН РОТ}}^{(2)} = \frac{1200,00 \cdot 0,653 \cdot 1,00}{1,2255 \cdot 10,50 \cdot 300/5} = 1,01 \text{ А.}$$

Расчёт номинального тока выпрямительного трансформатора системы возбуждения  $I_{\text{Т.НОМ}}$  – будет отображён в следующем пункте – пункт 5.4 Выбор типа и параметров системы возбуждения и параметров выпрямительного трансформатора возбуждения. Расчёт их защит и уставок.

Базовый ток для цепи ротора:

$$I_{\text{баз. вН ТЕ р}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ р}} \cdot k_{\text{СХ}}}{k_{\text{ТТ}} \cdot k_{\text{ТП}}}, \quad (5.8)$$

где  $k_{\text{СХ}}$  – коэффициент схемы преобразования выпрямленного тока в переменный;

$I_{\text{НОМ р}}$  – номинальный ток ротора, паспортное значение, 1200,00 А;

$k_{\text{ТТ}}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока, 300/5;

$k_{\text{ТП}}$  – коэффициент трансформации преобразовательного трансформатора, 10,50/0,653.

$$I_{\text{баз. вН ТЕ р}}^{(2)} = \frac{1200,00 \cdot 0,816}{\frac{300}{5} \cdot \frac{10,50}{0,653}} = 1,01 \text{ А.}$$

#### **5.4 Выбор типа и параметров системы возбуждения и параметров выпрямительного трансформатора возбуждения. Расчёт защит и уставок**

Основываясь на паспортных данных гидрогенератора, произведём выбор типа системы возбуждения:

- Номинальное напряжение ротора  $U_{\text{НОМ,РОТ}}$ , В.
- Номинальный ток ротора  $I_{\text{НОМ,РОТ}}$ , А.
- Также учтём, что в данном случае необходима система самовозбуждения, так как генератор обладает меньшими показателями мощности (< 100 МВА);
- Также для выбора необходимо выяснить длительно допустимый режим работы ротора (ток, который длительно может протекать по ротору):

$$I_{\text{длит.доп.}} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ,РОТ}}; \quad (5.9)$$

$$I_{\text{длит.доп.}} = 1,1 \cdot 1200,0 = 1320 \text{ А.}$$

Тип и параметры выбранной системы возбуждения представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Параметры системы возбуждения СТС – 210 – 1450 – 2,5 УХЛ4

Тип системы возбуждения	Ток, А (длительный) – $I_{длит.}(А)$	Ток, А (форсированный) – $I_{форс.}(А)$	Напряжение, В (длительное) – $U_{длит.}(В)$	Напряжение, В (форсированное) – $U_{форс.}(В)$
СТС – 210 – 1450 – 2,5 УХЛ4	1450,00 А	2580,00 А	210,00 В	450,00 В

- Тиристорная система самовозбуждения СТС – 210 – 1450 – 2,5 УХЛ4:
- СТ – система возбуждения тиристорная;
  - С – по схеме самовозбуждения;
  - 210 – номинальное напряжение, В;
  - 1450 – номинальный ток, А;
  - Потолок по напряжению возбуждения (кратность форсировки) не менее – 2,5;
  - Потолок по току возбуждения не менее – 2,0 о. е. ;
  - Длительность протекания тока форсировки не менее 50 сек. ;
  - ТВ4 – климатическое исполнение.

Далее, по данным системы возбуждения необходимо выбрать выпрямительный трансформатор системы возбуждения.

Из каталога производится выбор выпрямительного трансформатора с номинальным напряжением вентильной обмотки большим или равным напряжению форсировки СТС, и с током преобразователя большим или равным току длительного режима СТС.

Принят трансформатор возбуждения мощностью  $S_{возб} = 1482$  кВА. Параметры выпрямительного трансформатора системы возбуждения представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Параметры выпрямительного трансформатора системы возбуждения ТСЗП – 1600/10 – М – УЗ

Тип	Мощность сетевой обмотки, кВА	Номинальные напряжения обмоток, В, кВ			Ток преобразователя, А	Вид и диапазон регулирования напряжения	Схема и группа соединения обмоток
		сетевой, кВ	вентильной, В	преобразователя, В			
–	$S_{возб},$ кВА	$U_{сет},$ кВ	$U_{вент},$ В	$U_{преобр},$ В	$I_{преобр},$ А	–	–
ТСЗП – 1600 /10 – М – УЗ	1482,00	10,50	653,00	825,00	1600,0	ПБВ $\pm 2 \cdot 2,5\%$	У/Д – 11

Далее, производится проверка выпрямительного трансформатора ТЕ на перегрузочную способность в режиме форсировки.

Определяется кратность перегрузки выпрямительного трансформатора ТЕ при протекании через него тока форсировки (5.11), а также перед этим определяется дополнительно ток  $I_{нте}$  (5.10):

$$I_{нте} = I_{преоб} \cdot K_{сх}; \quad (5.10)$$

$$I_{нте} = 1600,00 \cdot 0,816 = 1306,00 \text{ А.}$$

Тогда:

$$K_{пер} = \frac{I_{ф} \cdot K_{сх}}{I_{нте}}; \quad (5.11)$$

$$K_{пер} = \frac{2580,00 \cdot 0,816}{1306,00} = 1,60.$$

В ГОСТ на трансформатор ТСЗП необходимо найти допустимую перегрузочную способность. Перегрузочная способность выпрямительного трансформатора системы возбуждения представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность выпрямительного трансформатора системы возбуждения

Сухие трансформаторы					
Перегрузка по току, %	20	30	40	50	60
Длительность перегрузки, мин	60	45	32	18	5

Длительно допустимая перегрузка выпрямительного трансформатора системы возбуждения составляет по времени 5 минут.

Далее необходимо сравнить допустимый режим работы генератора (гидрогенератора) и выпрямительного трансформатора.

Исходя из приведённых данных, можно сделать следующий вывод: длительно допустимая кратность перегрузки выпрямительного трансформатора системы возбуждения (5 минут) превышает длительно допустимую кратность перегрузки гидрогенератора (50 секунд). Следовательно: подобранный выпрямительный трансформатор способен выдержать перегрузку до срабатывания защит генератора.

## 5.5 Расчёт защит выпрямительного трансформатора системы возбуждения

Производится расчёт токов короткого замыкания в точке  $K_1$  (см. чертёж – Расчёт микропроцессорных электрических защит гидрогенератора Мирной ГЭС на реке Онега).

Таким образом ток трёхфазного короткого замыкания в точке  $K_1$  при минимальной нагрузке:

$$I_{K_1}^{(3)} = \frac{E'' \cdot I_{\text{ном.стат}}}{x d''}; \quad (5.12)$$

$$I_{K_1}^{(3)} = \frac{1,00 \cdot 3560,00}{0,22} = 16181,82 \text{ А.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точке  $K_1$ :

$$I_{K_1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K_1}^{(3)}; \quad (5.13)$$

$$I_{K_1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 16181,82 = 14013,87 \text{ А.}$$

Далее производится расчёт токов короткого замыкания в точке  $K_2$  (см. чертёж – Расчёт микропроцессорных электрических защит гидрогенератора Мирной ГЭС на реке Онега).

Предварительно произведём расчёт номинального тока выпрямительного трансформатора системы возбуждения:

$$I_{\text{т.ном}} = \frac{S_{\text{возб}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (5.14)$$

$$I_{\text{т.ном}} = \frac{1482,00}{\sqrt{3} \cdot 10,50} = 81,49 \text{ А.}$$

Таким образом ток трёхфазного короткого замыкания в точке  $K_2$ :

$$I_{K_2}^{(3)} = \frac{100 \cdot I_{\text{т.ном}}}{U_{\text{кз}}}; \quad (5.15)$$

$$I_{K_2}^{(3)} = \frac{100 \cdot 81,49}{5,50} = 1481,62 \text{ А.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точке  $K_2$ :

$$I_{K_2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K_2}^{(3)}; \quad (5.16)$$

$$I_{K_2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1481,62 = 1283,12 \text{ А.}$$

Выполним расчёт тока срабатывания максимальной токовой защиты (МТЗ). Также для расчёта будет необходимо обозначить используемые коэффициенты, которые будут указаны ниже.

$$I_{\text{ср.МТЗ}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{форс}} \cdot I_{\text{ном.рот}} \cdot K_{\text{сх}} \cdot K_{\text{сх ГТ}}}{K_{\text{возв}} \cdot n_{\text{т.т.}} \cdot n_{\text{т.е.}}}, \quad (5.17)$$

где  $K_{\text{н}} = 1,20$  – коэффициент надёжности;

$K_{\text{форс}} = 2,50$  – коэффициент форсировки;

$I_{\text{ном.рот}} = 1200,00$  А – номинальный ток ротора, А;

$K_{\text{сх}} = 0,816$  – коэффициент схемы преобразования выпрямленного тока в переменный;

$K_{\text{сх ГТ}} = 1,00$  – коэффициент схемы соединения обмоток ГТ;

$K_{\text{возв}} = 0,80$  – коэффициент возврата;

$n_{\text{т.т.}} = 60,00$  – коэффициент трансформации трансформатора тока;

$n_{\text{т.е.}} = 16,08$  – коэффициент трансформации выпрямительного трансформатора системы возбуждения.

Получаем:

$$I_{\text{ср.МТЗ}} = \frac{1,20 \cdot 2,50 \cdot 1200,00 \cdot 0,816 \cdot 1,00}{0,80 \cdot 60,00 \cdot 16,08} = 3,81 \text{ А.}$$

Произведём расчёт тока срабатывания максимальной токовой защиты (МТЗ) в относительных единицах (о. е.) – (5.19), предварительно рассчитаем ток (5.18):

$$I_{\text{ном.ТЕ (2)}} = \frac{I_{\text{т.ном}}}{n_{\text{т.т.}}}; \quad (5.18)$$

$$I_{\text{ном.ТЕ (2)}} = \frac{81,49}{60,00} = 1,36 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ср.МТЗ (о.е.)}} = \frac{I_{\text{ср.МТЗ}}}{I_{\text{ном.ТЕ (2)}}}; \quad (5.19)$$

$$I_{\text{ср.МТЗ (о.е.)}} = \frac{3,81}{1,36} = 2,80 \text{ о. е.}$$

Произведём расчёт коэффициента чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K_2}^{(2)}}{I_{\text{ср.МТЗ}} \cdot n_{\text{т.т.}}}; \quad (5.20)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{1283,12}{3,81 \cdot 60,00} = 5,62.$$

Вывод:  $K_{\text{ч}} = 5,62 \geq 1,5$  – коэффициент чувствительности МТЗ ТЕ удовлетворяет требованиям ПУЭ.

Проведём расчёт тока срабатывания токовой отсечки (ТО).



$$I_{\text{ср.ТО}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{K_2}^{(3)} \cdot K_{\text{сх ТТ}}}{n_{\text{т.т.}}}; \quad (5.21)$$

$$I_{\text{ср.ТО}} = \frac{1,40 \cdot 1481,62 \cdot 1,00}{60,00} = 34,57 \text{ А},$$

где  $K_{\text{Н}} = 1,40$  – коэффициент надёжности;

$K_{\text{сх ТТ}} = 1,00$  – коэффициент схемы соединения обмоток ТТ;

$n_{\text{т.т.}} = 60,00$  – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Уставка срабатывания в относительных единицах:

$$I_{\text{ср.ТО}} = \frac{I_{\text{ср.ТО}}}{I_{\text{НОМ.ТЕ}}^{(2)}}; \quad (5.22)$$

$$I_{\text{ср.ТО}} = \frac{34,57}{1,36} = 25,45 \text{ о. е.},$$

Далее произведём расчёт коэффициента чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K_1}^{(2)}}{I_{\text{ср.ТО}} \cdot n_{\text{т.т.}}}; \quad (5.23)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{14013,87}{34,57 \cdot 60,00} = 6,76.$$

Делаем вывод:  $K_{\text{ч}} = 6,76 \geq 2,0$  – коэффициент чувствительности ТО ТЕ удовлетворяет требованиям ПУЭ [20].

## 5.6 Описание защит и расчет их уставок

### 5.6.1 Продольная дифференциальная защита генератора $I\Delta G$

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной 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 (статора):  $I_{\text{НОМ}} = 3560,00 \text{ А}$ .

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:

$$\eta_{\text{ТТ}} = 4000/5 \text{ А}.$$

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_H; \quad (5.24)$$

$$I_{НБ(Н)} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 3560,00 = 178,00 \text{ А},$$

где  $K_{ОДН} = 0,5$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока;  
 $f_i = 0,1$  – относительная погрешность трансформаторов тока.

Уставка выбирается из условия:

$$I_{CP.0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_H = 0,1 \cdot I_H; \quad (5.25)$$

$$I_{CP.0} \geq 2 \cdot 0,05 \cdot 3560,00 = 356,00 \text{ А},$$

где  $K_H = 2$  – коэффициент надежности.

Принята уставка:

$$I_{CP.0} = 0,15 \cdot I_H; \quad (5.26)$$

$$I_{CP.0} = 0,15 \cdot 3560,00 = 534,00 \text{ А}.$$

Сравним полученную уставку тока срабатывания по второму условию с током трёхфазного короткого замыкания в точке  $K_2$ :

$$I_{CP.0} \geq I_{K_2}^{(3)}; \quad (5.27)$$

$$534,00 \text{ А} \leq 1481,62 \text{ А}.$$

Делаем вывод: исходя из представленного условия сравнения уставки тока срабатывания с током трёхфазного короткого замыкания в точке  $K_2$  – нельзя выбирать уставку тока срабатывания  $I_{CP.0} = 534,00 \text{ А}$  так как защита может сработать неселективно, что приведёт к отключению генератора и неправильной работе защиты. Поэтому, выбираем уставку начального тока срабатывания дифференциальной защиты по условию 2 с коэффициентом запаса, обусловленным полной погрешностью ТТ – 10%:

$$I_{K_2}^{(3)} \cdot 1,1; \quad (5.28)$$

$$1481,62 \cdot 1,1 = 1629,78 \text{ А}.$$

Определим уставку тока срабатывания в относительных единицах:

$$I_{*CP} = I_{K_2}^{(3) \text{ о.е.}} = \frac{I_{K_2}^{(3)}}{I_{НОМ}}; \quad (5.29)$$

$$I_{*CP} = I_{K_2}^{(3) \text{ о.е.}} = \frac{1629,78}{3560,00} = 0,5 \text{ о. е.}$$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{МАКС}, \quad (5.30)$$

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

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

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

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

$$I_{МАКС} = \frac{E_r''}{x_d''} \cdot I_H; \quad (5.31)$$

$$I_{МАКС} = \frac{1,13}{0,22} \cdot 3560,00 = 18285,45 \text{ А.}$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 18285,45 = 1828,55 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.32)$$

где  $K_H = 2$  – коэффициент надежности;

$I_T$  – ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Выполним расчёт с учётом тока торможения. Расчёт тока торможения согласно указаниям НПП ЭКРА (Завод–изготовитель МПЗ).

Ток торможения в режиме протекания по генератору максимальных сквозных токов определяется по формуле:

$$I_T = \sqrt{I_{СКВ(max)} \cdot (I_{СКВ(max)} - I_{НБ(КЗ)}) \cdot \cos \alpha}, \quad (5.33)$$

где  $\alpha$  – угол между векторами токов плеч защиты; в проектных расчётах может быть принят равным от  $10^\circ$  до  $20^\circ$ .

$$I_{СКВ(max)} = I_{K_1}^{(3)} = 18285,45 \text{ A};$$

$$I_T = \sqrt{18285,45 \cdot (18285,45 - 1828,55) \cdot \cos 10^\circ} = 17214,83 \text{ A}.$$

Тогда  $K_T$ :

$$K_T > \frac{1828,55 \cdot 2,0}{17214,83} = 0,21 \approx 0,2;$$

$$K_T > 0,2.$$

Принята уставка  $K_T = 0,5$ .

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

$$I_{НТ} = \frac{I_{*CP}}{K_T}; \quad (5.34)$$

$$I_{НТ} = \frac{0,50}{0,50} = 1,0 \text{ о. е.}.$$

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T}; \quad (5.35)$$

$$B \geq \frac{0,50}{0,50} = 1,0.$$

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

5) Расчёт токовой отсечки:

$$I_{\text{отс.о.е.}} = \frac{2 \cdot I_H}{I_H}; \quad (5.36)$$

$$I_{\text{отс.о.е.}} = \frac{2 \cdot 3560,0}{3560,0} = 2,0.$$

Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора представлена на рисунке 5.2.



Рисунок 5.2 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

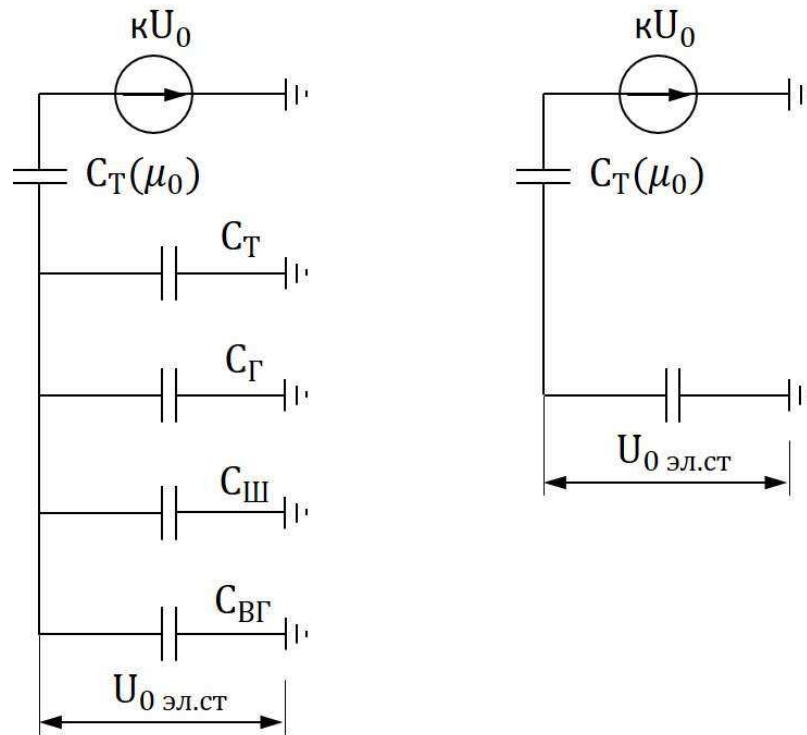
Защита обеспечивает 100 % охват обмотки статора генератора, работающего в режиме изолированного блока и не имеющего гальванической связи с системой собственных нужд.

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1) Первый орган ( $U_0$ ) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности  $U_0$  и защищает 85 – 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.

Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора представлена на рисунке 5.3.



$C_G$  – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;  $C_T$  – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;  $C_{SH}$  – ёмкость шинпровода по отношению к земле;  $C_{VG}$  – ёмкость генераторного выключателя

Рисунок 5.3 – Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{SH} + C_{VG}; \quad (5.37)$$

$$C_{\Sigma} = 0,007 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,97 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$$

$$U_{0 \text{ Эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.38)$$

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, ( $C_T(\mu_0) = 0,012$  для  $U = 230\text{кВ}$ );

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

$U_0$  принимается равным:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}}; \quad (5.39)$$

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{230}{\sqrt{3}} = 44,26 \text{ кВ.}$$

Суммарный емкостной ток сети генераторного напряжения:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma}; \quad (5.40)$$

$$I_C = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 1000 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 0,97 \cdot 10^{-6} = 5,51 \text{ А.}$$

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

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}} = 0,5 \cdot 44,25 \cdot 10^3 \cdot \frac{0,012}{0,012+0,97} = 271,83 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}}; \quad (5.41)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 271,83}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}};$$

$$n_{\text{ТН}} = \frac{100}{3};$$

$$U_{\text{СР}} \geq 7,08,$$

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, регулируемую в диапазоне от 5 до 20 В.

Принимают следующие уставки:  $U_{01}$  с уставкой 10 В действует с выдержкой времени 5,0 с действует на сигнал;  $U_{0G}$  с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно–ремонтных затворов.

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2}; \quad (5.42)$$

$$X = \frac{1}{1,2 + 2} = 0,30.$$

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

### 5.6.3 Защита от повышения напряжения ( $U_1 >$ ), ( $U_2 >$ )

1) Уставка защиты  $U_2 >$  выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}}; \quad (5.43)$$

$$U_{CP2} = \frac{1,5 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В.}$$

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:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}}; \quad (2.44)$$

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В.}$$

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.

Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ).



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

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

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.45)$$

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:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.46)$$

где  $A = 30$  – параметр (постоянная генератора, заданная 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).

Принята уставка тока 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. Так как отсутствуют данные допустимого тока обратной последовательности в обмотках генератора в расчете принимаем требования ПТЭ к допустимому уровню тока обратной последовательности. Для генераторов с косвенным охлаждением обмоток ток обратной последовательности не должен превышать 14%.

При условии, что  $I_{*2} = 0,14$  о.е. – сделаем обратный пересчет по допустимой длительности несимметричного режима при неизменном значении тока  $I_2$ .

$$t_{\text{Доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}; \quad (5.47)$$

$$t_{\text{Доп}} = \frac{30,00}{0,14^2} = 1530,00.$$

Уставку пускового органа выбираем по условию надёжного пуска интегрального органа при  $t_{\text{МАКС}}$ :

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_{\text{Н}}}; \quad (5.48)$$

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{0,14}{1,2} = 0,12,$$

где  $K_{\text{Н}} = 1,2$  – коэффициент надёжности.

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,12 \cdot I_{\text{Н}}; \quad (5.49)$$

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,12 \cdot 3560,00 = 415,33 \text{ А.}$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного  $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,12$ :

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{30}{I_{*2}^2}; \quad (5.50)$$

$$A_{\text{ИО}} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}}. \quad (5.51)$$

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

Таблица 5.4 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Параметры	Значение						
Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_{\text{Н}}$	1,00	0,60	0,50	0,40	0,30	0,20	0,14
Длительность (с), $t_{\text{СР}}$	30	83	120	188	333	750	1530

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ) представлена на рисунке 5.4.

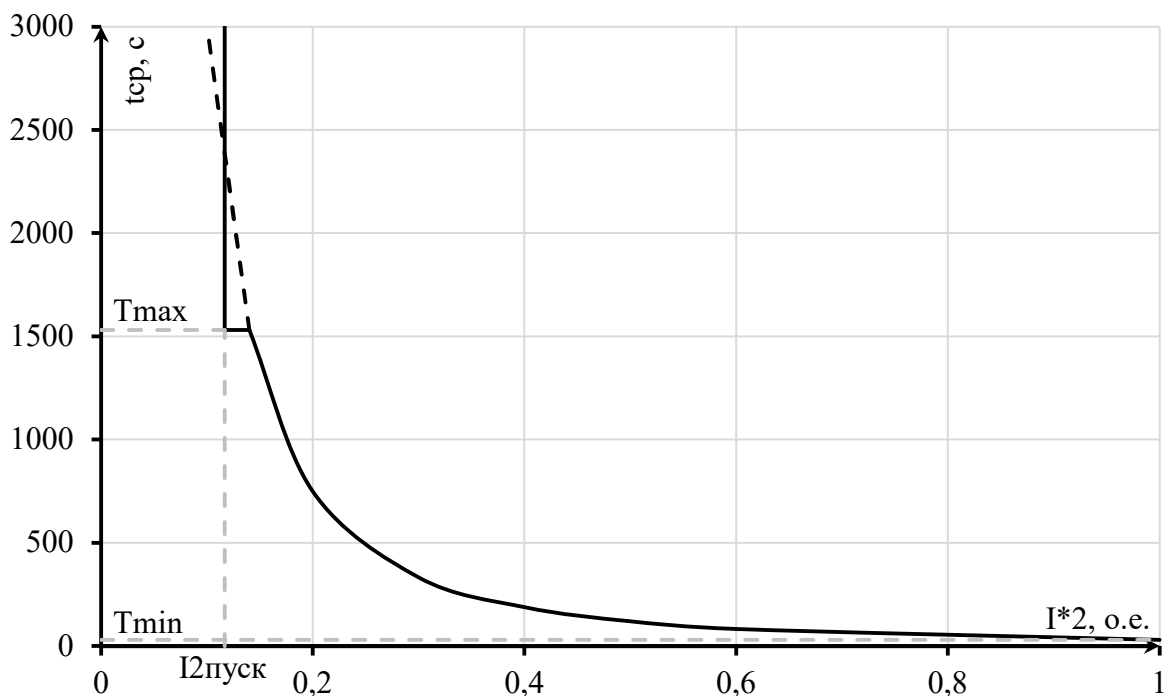


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

Время срабатывания интегрального органа принято:  $t_{\text{МИН}} = 0,5 \text{ с}$ ,  $t_{\text{МАКС}} = 1530 \text{ с}$ . Уставку  $t_{\text{МИН}}$  завод–изготовитель рекомендует принимать минимально возможной из имеющегося диапазона уставок (0,5 сек.).

Интегральный орган имитирует процесс нагрева ротора генератора по линейному закону и процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ( $I_{\text{охл}}$ ).

Значение полного времени охлаждения задаётся заводом изготовителем генератора. При отсутствии данных уставка может быть ориентировочно определена по формуле:

$$t_{\text{охл}} = \frac{A}{I_2 \text{ дл. доп.}^*{}^2}. \quad (5.52)$$

При этом полученное значение должно быть уточнено при наладке.

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:

- Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;

- Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на отходящих ВЛ.

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

В связи с отсутствием необходимых данных уставка срабатывания принимается по второму условию.

Условие обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 220 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов.

Произведем расчёт короткого замыкания в относительных единицах:

$$S_{\text{баз}} = 100 \text{ МВА};$$

$$U_{\text{баз1}} = 10,5 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{баз2}} = 230 \text{ кВ}.$$

$$I_{\text{баз1}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз1}}}; \quad (5.53)$$

$$I_{\text{баз1}} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,50} = 5498,57 \text{ А}.$$

$$I_{\text{баз2}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз2}}}; \quad (5.54)$$

$$I_{\text{баз2}} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 230,00} = 251,02 \text{ А}.$$

$$X_{\text{ген.баз.}}^* = X_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_{\text{баз2}}^2}; \quad (5.55)$$

$$X_{\text{ген.баз.}}^* = 0,22 \cdot \frac{10,5^2}{64,70} \cdot \frac{100,00}{10,5^2} = 0,34 \text{ о. е.}$$

$$X_{\text{тр-ра.баз.}}^* = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_{\text{баз2}}^2}; \quad (5.56)$$

$$X_{\text{тр-ра.баз.}}^* = \frac{11,50}{100,00} \cdot \frac{230,00^2}{80,00} \cdot \frac{100,00}{230,00^2} = 0,14 \text{ о. е.}$$

$$X_{2.баз.}^* = X_2 \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} \cdot \frac{S_{баз.}}{U_{баз2}^2}; \quad (5.57)$$

$$X_{2.баз.}^* = 0,23 \cdot \frac{230,00^2}{64,70} \cdot \frac{100,00}{230,00^2} = 0,36 \text{ о. е.}$$

$$I_{КЗ}^{*(3)} = \frac{E^*}{X_{ген.баз.}^* + X_{тр-ра.баз.}^*}; \quad (5.58)$$

$$I_{КЗ}^{*(3)} = \frac{1}{0,34+0,14} = 1,20 \text{ о. е.}$$

$$I_{2.КЗ}^{*(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2 \cdot \sqrt{3}} \cdot I_{КЗ.}^{*(3)}; \quad (5.59)$$

$$I_{2.КЗ}^{*(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,20 = 1,04 \text{ о. е.}$$

Переведем в именованные единицы:

$$I_{2}^{*(2)нн} = I_{2.КЗ.}^{*(2)} \cdot I_{баз1}; \quad (5.60)$$

$$I_{2}^{*(2)нн} = 1,04 \cdot 5498,57 = 5716,45 \text{ А.}$$

Далее приведем ток в соответствии с коэффициентом трансформации трансформатора тока:

$$I_{2\text{МИН}}^{(2)} = \frac{I_{2}^{*(2)нн}}{k_{\text{ГТ}}}; \quad (5.61)$$

$$I_{2\text{МИН}}^{(2)} = \frac{5716,45}{4000/5} = 7,15 \text{ А.}$$

Тогда уставка срабатывания:

$$I_{2 \text{ с.з.}} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}}, \quad (5.62)$$

где  $K_{\text{ч}} = 1,3$  – коэффициент чувствительности.

$$I_{2 \text{ с.з.}} \leq \frac{7,15}{1,3} = 5,50 \text{ А.}$$

В соответствии с указаниями завода–изготовителя принимаем уставку отсечки из диапазона  $0,5 - 0,8 I_{НОМ.ген.}$ . При этом коэффициент чувствительности  $K_{\text{ч}} > 1,3$ . Принимаем уставку  $0,8 \cdot I_{НОМ.ген.}$ .

В относительный единицах:

$$I_{2 \text{ с.з.}}^* = 0,8 \cdot I_{\text{баз}}; \quad (5.63)$$

$$I_{2 \text{ с.з.}}^* = 0,8 \cdot 4,45 = 3,56 \text{ А.}$$

Тогда:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_2^{(2)}}{I_{2 \text{ с.з.}}}; \quad (5.64)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{7,15}{3,56} = 2,0.$$

Ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию  $I_{2 \text{ с.з.}} = 0,80$ .

Отсечка действует с выдержкой времени 7,0 с на отключение ШСВ 220 кВ, с выдержкой времени 7,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

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

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

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

Уставка тока сигнального органа в именованных единицах:

$$I_{1 \text{ СИГН}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном.стат}}}{K_{\text{возв}}}; \quad (5.65)$$

$$I_{1 \text{ СИГН}} = \frac{1,05 \cdot 3560,00}{0,98} = 3814,29 \text{ А.}$$

Уставка тока сигнального органа в именованных единицах через трансформатор тока:

$$I_{1 \text{ СИГН ТТ}} = \frac{I_{1 \text{ СИГН}}}{n_{\text{т.т.}}}; \quad (5.66)$$

$$I_{1 \text{ СИГН ТТ}} = \frac{3814,29}{800,00} = 4,77 \text{ А.}$$

Уставка тока сигнального органа в относительных единицах:

$$I_{1 \text{ СИГН}}^{\text{о.е.}} = \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{ВОЗВ}}} \cdot I_{\text{НГ}}^{(2)}; \quad (5.67.1)$$

$$I_{1 \text{ СИГН}}^{\text{о.е.}} = \frac{1,05}{0,98} \cdot 4,45 = 4,77 = 1,07 \cdot I_{\text{НГ}}^{(2)} \text{ о. е.},$$

где  $K_{\text{Н}} = 1,05$  – коэффициент надежности;  
 $K_{\text{ВОЗВ}} = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t = 6$  с.

Либо:

$$I_{1 \text{ СИГН}}^{\text{о.е.}} = \frac{I_{1 \text{ СИГН ТТ}}}{I_{\text{НГ}}^{(2)}}; \quad (5.67.2)$$

$$I_{1 \text{ СИГН}}^{\text{о.е.}} = \frac{4,77}{4,45} = 1,07 \text{ о. е.}.$$

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

Уставка тока пускового органа в именованных единицах:

$$I_{1 \text{ ПУСК}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НОМ.СТАТ}}}{K_{\text{ВОЗВ}}}; \quad (5.68)$$

$$I_{1 \text{ ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot 3560,00}{0,98} = 3923,27 \text{ А},$$

Уставка тока пускового органа в именованных единицах через трансформатор тока:

$$I_{1 \text{ ПУСК ТТ}} = \frac{I_{1 \text{ ПУСК}}}{n_{\text{Т.Т.}}}; \quad (5.69)$$

$$I_{1 \text{ ПУСК ТТ}} = \frac{3923,27}{800,00} = 4,90 \text{ А}.$$

Уставка тока пускового органа в относительных единицах:

$$I_{1 \text{ ПУСК}}^{\text{о.е.}} = \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{ВОЗВ}}} \cdot I_{\text{НГ}}^{(2)}; \quad (5.70.1)$$

$$I_{1 \text{ ПУСК}}^{\text{о.е.}} = \frac{1,08}{0,98} \cdot 4,45 = 4,90 = 1,10 \cdot I_{\text{НГ}}^{(2)} \text{ о. е.},$$

где  $K_{\text{Н}} = 1,08$  – коэффициент надежности;

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

Либо:

$$I_{1 \text{ ПУСК}}^{\text{о.е.}} = \frac{I_{1 \text{ ПУСК ТТ}}}{I_{\text{нг}}^{(1)}}; \quad (5.70.2)$$

$$I_{1 \text{ ПУСК}}^{\text{о.е.}} = \frac{4,90}{4,45} = 1,10 \text{ о. е.}.$$

Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени. Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора параметры которой представлены в таблице 5.5.

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

Параметры	Значения								
Кратность перегрузки $\frac{I}{I_{\text{н}}}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	3800	1200	450	340	280	160	80	3	1

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ ) представлена на рисунке 5.5.

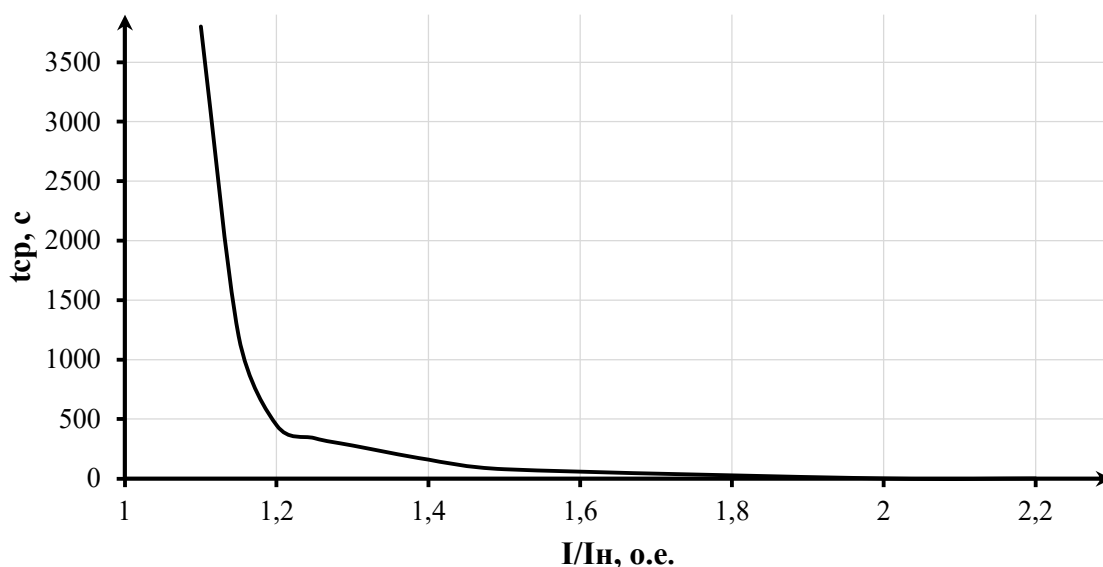


Рисунок 5.5 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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



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

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

Уставка тока органа токовой отсечки в именованных единицах:

$$I_{1\text{ОТС}} = \frac{1,20 \cdot I_{\text{НОМ.СТАТ}}}{0,98}; \quad (5.71)$$

$$I_{1\text{ОТС}} = \frac{1,20 \cdot 3560,00}{0,98} = 4359,18 \text{ А.}$$

Уставка тока пускового органа в именованных единицах через трансформатор тока:

$$I_{1\text{ОТС ТТ}} = \frac{I_{1\text{ОТС}}}{n_{\text{т.т}}}; \quad (5.72)$$

$$I_{1\text{ОТС ТТ}} = \frac{4359,18}{800,00} = 5,45 \text{ А.}$$

Уставка тока органа токовой отсечки в относительных единицах:

$$I_{1\text{ОТС}}^{\text{о.е.}} = \frac{1,20}{K_{\text{ВОЗВ}}} \cdot I_{\text{НГ}}^{(2)}; \quad (5.73.1)$$

$$I_{1\text{ОТС}}^{\text{о.е.}} = \frac{1,20}{0,98} \cdot I_{\text{НГ}}^{(2)} = 1,22 \cdot I_{\text{НГ}}^{(2)} \text{ о. е.};$$

Либо:

$$I_{1\text{ОТС}}^{\text{о.е.}} = \frac{I_{1\text{ОТС ТТ}}}{I_{\text{НГ}}^{(1)}}; \quad (5.73.2)$$

$$I_{1\text{ОТС}}^{\text{о.е.}} = \frac{5,45}{4,45} = 1,22 \text{ о. е.}.$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению  $U_{\Gamma} <$ .  
Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{\text{СП}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_{\text{ВОЗВ}} \cdot n_{\text{T}}}; \quad (5.74)$$

$$U_{\text{СП}} = \frac{0,68 \cdot 10500,00}{1,03 \cdot 105,00} = 66,00 \text{ В.}$$

Отсечка действует с выдержкой времени 7,0 с на ШСВ, 7,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

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

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

Характеристика срабатывания задаётся 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 1 с. 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 Мирная ГЭС – ПС Савино:

$$Z_1 \leq K_H \cdot Z_T + \frac{K_H}{K_T} \cdot Z'_{1Л}, \quad (5.75)$$

где  $K_H = 0,8$  – коэффициент надёжности;

$K_T = 2$  – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

$Z'_{1Л}$  – сопротивление линии (расчитываемое по формуле 2.77);

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

$$Z_T = \frac{U_{КЗ} \cdot U_{ВН}^2}{S_{НОМ}}; \quad (5.76)$$

$$Z_T = \frac{\frac{11,00}{100} \cdot 230,00^2}{80,00} = 72,74 \text{ Ом.}$$

$$Z'_{1Л} = \sqrt{(X_{0,уд} \cdot L)^2 + (R_{0,уд} \cdot L)^2}, \quad (5.77)$$

где  $X_{0,уд} = 0,42$  Ом/км – удельное реактивное сопротивление линии;

$R_{0,уд} = 0,077$  Ом/км – удельное активное сопротивление линии;

$L = 40$  км – протяжённость линии.

$$Z'_{1Л} = \sqrt{(0,42 \cdot 40)^2 + (0,077 \cdot 40)^2} = 17,08 \text{ Ом.}$$

$$Z_1 \leq 0,80 \cdot 72,74 + \frac{0,80}{2,00} \cdot 17,08;$$

$$Z_1 \leq 65,02 \text{ Ом.}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq K_H \cdot U_{КЗ} \cdot \frac{S_{\text{НОМ(ген)}}}{S_{\text{НОМ(ТН)}}} + \frac{K_H}{K_T} \cdot \frac{S_{\text{НОМ(ген)}}}{U_{\text{ВН}}^2} \cdot Z'_{1Л}; \quad (5.78)$$

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,80 \cdot \frac{11,00}{100} \cdot \frac{64,70}{80,00} + \frac{0,80}{2,00} \cdot \frac{64,70}{230,00^2} \cdot 17,08;$$

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,08 \text{ о.е.}$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6, \quad (5.79)$$

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}}; \quad (5.80)$$

$$Z_6 = \frac{10,50^2}{64,70} = 1,70 \text{ Ом.}$$

$$Z_1 = 0,07 \cdot 1,70 = 0,14 \text{ Ом.}$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1 \text{ сЗ}} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H}; \quad (5.81)$$

$$Z_{1 \text{ сЗ}} = 0,14 \cdot \frac{\frac{3000}{5}}{\frac{10,5}{0,10}} = 1,03 \text{ Ом;}$$

Принята уставка  $Z_1 = 1,03 \text{ Ом}$ .

2) Функция  $\Delta Z$  отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции  $\Delta Z$ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается исходя из данных, рассчитанных ранее,  $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$ .

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}}; \quad (5.82)$$

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{10,50 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 3560,00} = 1,70 \text{ Ом},$$

где  $I_{\text{НАГР}} = 3560,00 \text{ А}$  – номинальный ток статора.

Кратность форсировки гидрогенератора СВ–808/130/40У4 указана в паспортных данных, следовательно ток ротора в режиме форсировки  $I_{\Phi} = 1,8 \text{ о. е.}$ . С учетом насыщения машины величина тока статора генератора в режиме форсировки составит  $1,80 \cdot I_{\text{НОМ}}$ .

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}}; \quad (5.83)$$

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot 1,00}{1,80} = 0,53 \text{ о. е.}$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}}; \quad (5.84)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 1,80} = 0,50.$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 60,19^{\circ}$ .

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗ II о.е.}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{Н}}}; \quad (5.85)$$

$$Z_{\text{СЗ II о.е.}} = \frac{0,53}{1,10} = 0,48 \text{ о. е.}$$

В Омах:

$$Z_{\text{СЗ II}} = Z_{\text{СЗ II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}}; \quad (5.86)$$

$$Z_{\text{СЗ II}} = 0,48 \cdot \frac{10,50^2}{64,70} = 0,82 \text{ Ом}.$$

Значение уставки составит:

$$Z_{II} = \frac{Z_{сз II} \cdot n_T}{n_H}; \quad (5.87)$$

$$Z_{II} = \frac{0,82 \cdot 4000 / 5}{10500 / 100} = 6,23 \text{ Ом};$$

Принимаем уставку  $Z_{II} = 6,23 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{сМ1} = 0,154 \text{ Ом}$ ,  $Z_{сМ2} = 0,934 \text{ Ом}$ .

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,0 с на ШСВ, 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.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.6.

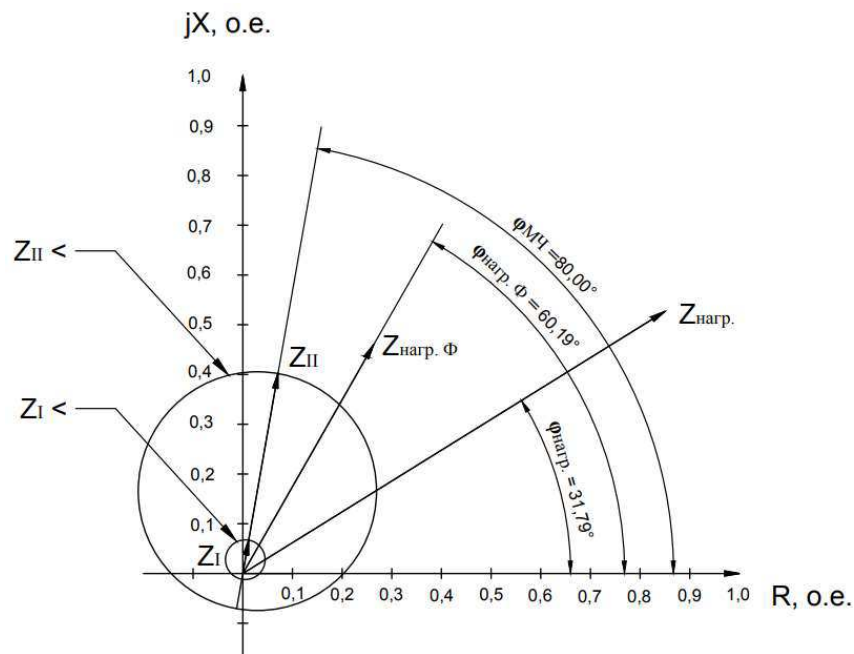


Рисунок 5.6 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### 5.6.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

Уставка тока сигнального органа в именованных единицах:

$$I_{P \text{ СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.РОТ.}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ВОЗВ}} \cdot K_{\text{ТЕ}}}; \quad (5.88)$$

$$I_{P \text{ СИГН}} = \frac{1,05 \cdot 1200,00 \cdot 0,816}{0,98 \cdot \frac{10,50}{0,653}} = 65,20 \text{ А.}$$

Уставка тока сигнального органа в именованных единицах через трансформатор тока:

$$I_{P \text{ СИГН ТТ}} = \frac{I_{P \text{ СИГН}}}{n_{\text{т.т.}}}; \quad (5.89)$$

$$I_{P \text{ СИГН ТТ}} = \frac{65,20}{60,00} = 1,09 \text{ А.}$$

Для того, чтобы посчитать уставку сигнального органа необходимо посчитать ток, относительно которого будет приниматься уставка:

$$I_{\text{РОТ.НОМ.}}^{(1)} = \frac{I_{\text{НОМ.РОТ.}} \cdot K_{\text{СХ}}}{n_{\text{т.т.}} \cdot K_{\text{ТЕ}}}; \quad (5.90)$$

$$I_{\text{РОТ.НОМ.}}^{(1)} = \frac{1200,00 \cdot 0,816}{60,00 \cdot \frac{10,50}{0,653}} = 1,01 \text{ А.}$$

Уставка тока сигнального органа в относительных единицах (с учётом коэффициента схемы):

$$I_{P \text{ СИГН}}^{\text{о.е.}} = \frac{K_H}{K_{\text{ВОЗВ}}} \cdot I_{\text{РОТ.НОМ.}}^{(1)}; \quad (5.91.1)$$

$$I_{P \text{ СИГН}}^{\text{о.е.}} = \frac{1,05}{0,98} \cdot 1,01 = 1,09 \text{ А} = 1,07 \cdot I_{\text{РОТ.НОМ.}}^{(1)} \text{ о. е.};$$

где  $K_H = 1,05$  – коэффициент надежности;

$K_{\text{ВОЗВ}} = 0,98$  – коэффициент возврата;

$K_{\text{СХ}} = 0,816$  – коэффициент схемы преобразования выпрямленного тока в переменный.

Либо:

$$I_{P \text{ СИГН}}^{\text{о.е.}} = \frac{I_{P \text{ СИГН ТТ}}}{I_{\text{РОТ.НОМ.}}^{(1)}}; \quad (5.91.2)$$

$$I_{P \text{ СИГН}}^{\text{о.е.}} = \frac{1,09}{1,01} = 1,07 \text{ о. е.}$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{ном.рот}} \cdot K_{CX}}{K_{\text{возв}} \cdot K_{TE}}; \quad (5.92)$$

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{1,1 \cdot 1200,00 \cdot 0,816}{0,98 \cdot \frac{10,50}{0,653}} = 68,35 \text{ А.}$$

Уставка тока пускового органа в именованных единицах через трансформатор тока:

$$I_{P \text{ ПУСК ТТ}} = \frac{I_{P \text{ ПУСК}}}{n_{\text{т.т.}}}; \quad (5.93)$$

$$I_{P \text{ ПУСК ТТ}} = \frac{68,35}{60,00} = 1,14 \text{ А.}$$

Уставка тока пускового органа в относительных единицах (с учётом коэффициента схемы):

$$I_{P \text{ ПУСК}}^{\text{о.е.}} = \frac{K_H}{K_{\text{возв}}} \cdot I_{\text{рот.ном.}}^{(1)}; \quad (5.94.1)$$

$$I_{P \text{ ПУСК}}^{\text{о.е.}} = \frac{1,1}{0,98} \cdot 1,01 = 1,14 \text{ А} = 1,12 \cdot I_{\text{рот.ном.}}^{(1)} \text{ о. е.,}$$

где  $K_H = 1,1$  – коэффициент надежности;  
 $K_{\text{возв}} = 0,98$  – коэффициент возврата;  
 $K_{CX} = 0,816$  – коэффициент схемы.

Либо:

$$I_{P \text{ ПУСК}}^{\text{о.е.}} = \frac{I_{P \text{ ПУСК ТТ}}}{I_{\text{рот. ном.}}^{(1)}}; \quad (5.94.2)$$

$$I_{P \text{ ПУСК}}^{\text{о.е.}} = \frac{1,14}{1,01} = 1,12 \text{ о. е..}$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей. Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Параметры	Значения								
Кратность перегрузки $\frac{I}{I_H}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	длительное	250	180	160	120	90	72	45	20

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.7.

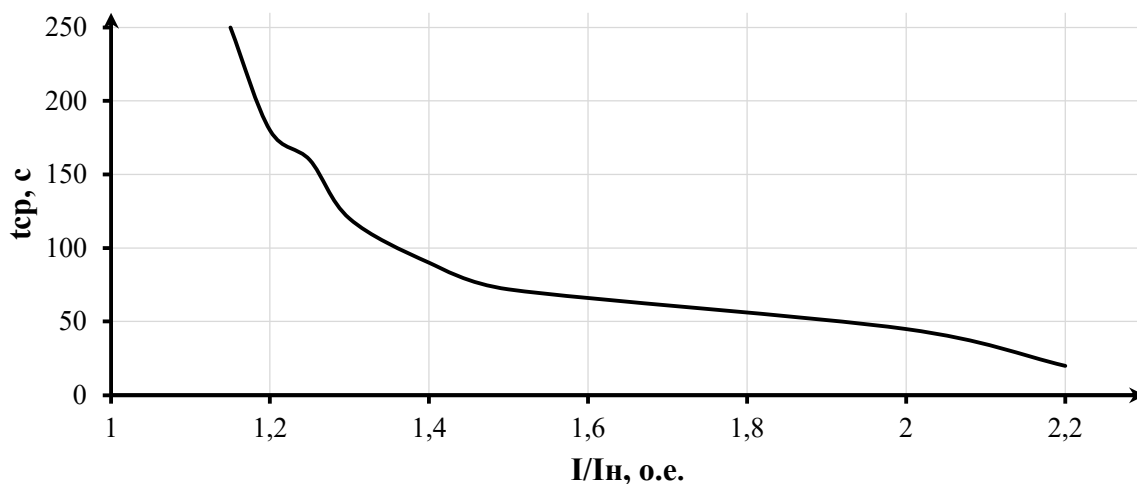


Рисунок 5.7 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

Уставка тока органа токовой отсечки в именованных единицах:

$$I_{P\ TO} = \frac{2,2 \cdot I_{НОМ.РОТ} \cdot K_{СХ}}{K_{ВОЗВ} \cdot K_{ТЕ}}; \quad (5.95)$$

$$I_{P\ TO} = \frac{2,2 \cdot 1200,00 \cdot 0,816}{0,98 \cdot \frac{10,50}{0,653}} = 136,71 \text{ А.}$$

Уставка тока органа токовой отсечки в именованных единицах через трансформатор тока:

$$I_{P\ TO\ ТТ} = \frac{I_{P\ TO}}{n_{Т.Т.}}; \quad (5.96)$$

$$I_{P\ TO\ ТТ} = \frac{136,71}{60,00} = 2,28 \text{ А.}$$



Уставка тока органа токовой отсечки в относительных единицах (с учётом коэффициента схемы):

$$I_{p\text{ТO}}^{o.e.} = \frac{2,2}{K_{\text{возв}}} \cdot I_{\text{рот.ном.}}^{(1)}; \quad (5.97.1)$$

$$I_{p\text{ТO}}^{o.e.} = \frac{2,2}{0,98} \cdot 1,01 = 2,28 = 2,24 \cdot I_{\text{нг}}^{(2)} \text{ о. е.},$$

где  $K_{\text{возв}} = 0,98$  – коэффициент возврата;  
 $K_{\text{сх}} = 0,816$  – коэффициент схемы.

Либо:

$$I_{p\text{ТO}}^{o.e.} = \frac{I_{p\text{ТOТТ}}}{I_{\text{рот.ном.}}^{(1)}}; \quad (5.97.2)$$

$$I_{p\text{ТO}}^{o.e.} = \frac{2,28}{1,01} = 2,24 \text{ о. е.}.$$

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

## 5.7 Выбор комплекса защит блока генератор–трансформатор

Исходя из расчёта уставок, для защит силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики производства ООО НПП «ЭКРА».

Установка отечественного микропроцессорного оборудования позволит избежать возможного вмешательства в работу оборудования, а также уменьшить затраты.

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

Наличие функций непрерывного самоконтроля и диагностики обеспечивают высокую готовность микропроцессорных защит при наличии требования к срабатыванию, а использование высоко интегрированных и высоконадёжных микросхем – повышенную надёжность аппаратной части защиты.

Уставки защит и матрица отключения защит представлены в приложении В, таблице В.1 и таблице В.2 соответственно.

## 6 Компонировка и сооружения гидроузла

### 6.1 Определение отметки гребня бетонной плотины

Так как дина створа 700 м, выполним глухие плотины из грунта.

Максимальная скорость ветра в районах проектирования гидроузла составляет  $V_w = 24$  м/с. Длина разгона волны,  $L = 6700$  м.

За отметку гребня бетонной плотины  $\nabla$ ГБП принимается отметка, высчитанная по формуле:

$$\nabla\text{ГГП} = \nabla\text{НПУ} + h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a; \quad (6.1)$$

$$\nabla\text{ГБП} = \nabla\text{НПУ} + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a. \quad (6.2)$$

где  $a$  – величина запаса, для II класса составляет 0,6 м.

Высота волны 1%:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (6.3)$$

где  $\bar{h}$  – средняя высота волны, м;

$K_i$  – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения  $\frac{gL}{V_w^2}$

(для глубоководной зоны);

$g$  – ускорение свободного падения;

$L$  – длина разгона волны, м;

$V_w$  – максимальная скорость ветра, м/с.

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha, \quad (6.4)$$

где  $k_w$  – коэффициент, принимаемый по СП;

$V_w$  – расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, м/с;

$L$  – длина разгона волны, м;

$\alpha$  – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра  
 $\alpha = 0$ .

$$k_w = 3 \cdot (1 + 0,3V_w) \cdot 10^{-7}; \quad (6.5)$$

$$k_w = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 24) \cdot 10^{-7} = 0,00000246.$$

$$\Delta h_{set} = 0,00000246 \cdot \frac{24^2 \cdot 6700}{9,81 \cdot 22} \cdot \cos(0) = 0,44 \text{ м.}$$

Для дальнейшего расчёта определим безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 6700}{24^2} = 114,11;$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{24} = 8829,$$

где  $t$  – время разгона волны, равное 6 часов.

С помощью полученных значений определяется период волны, время за которое развивается одна длина волны, для этого найдём следующие величины по кривым, представленным на рисунке 6.1. Полученные значения представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – элементы ветровых волн в глубоководной и мелководной зонах

$\frac{g \cdot L}{V_w^2}$	
$\frac{g \cdot T_{cp}}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$
1,625	0,019
3,8	0,075

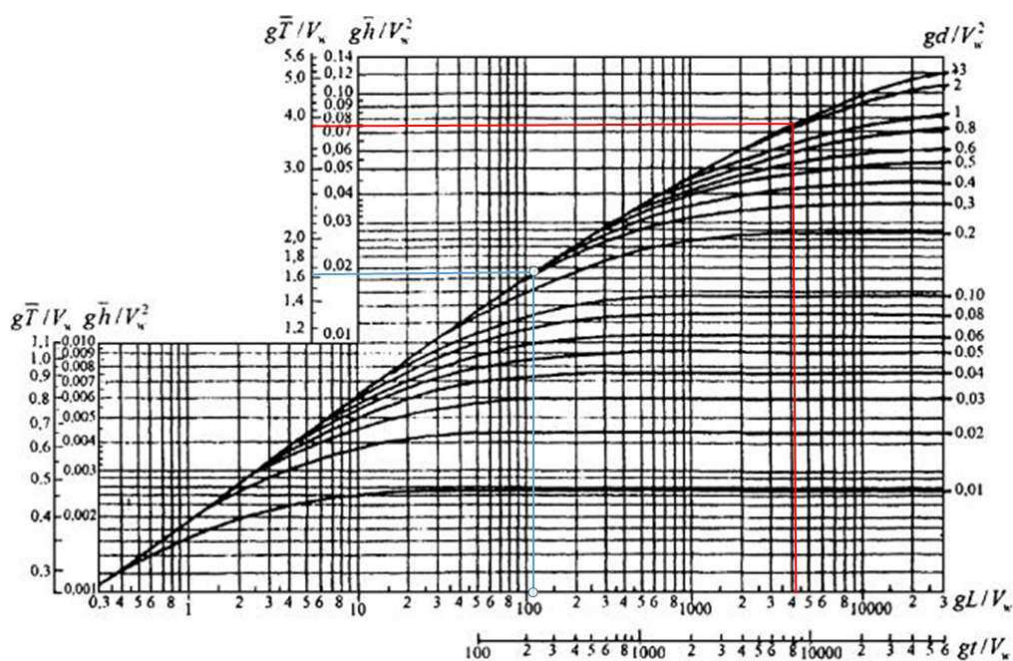


Рисунок 6.1 – График для определения величин  $\frac{g \cdot T_{cp}}{V_w}$  и  $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$

Для определения среднего периода волны  $T_{cp}$  и средней высоты волны  $\bar{h}$  используем наименьшие значения из данных, представленных в таблице 6.1.

$$\frac{g \cdot T_{cp}}{V_w} = 1,625 \Rightarrow T_{cp} = \frac{1,625 \cdot V_w}{g} = \frac{1,625 \cdot 24}{9,81} = 3,98 \text{ с};$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,019 \Rightarrow \bar{h} = \frac{0,019 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,019 \cdot 24^2}{9,81} = 1,12 \text{ м.}$$

Длина волны:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot T_{cp}^2}{2 \cdot \pi}; \quad (6.6)$$

$$\bar{\lambda} = \frac{9,81 \cdot 3,98^2}{2 \cdot 3,14} = 24,73 \text{ м.}$$

Средняя высота водохранилища:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}}{2}; \quad (6.7)$$

$$d = \frac{59 - 15}{2} = 22 \text{ м.}$$

Необходимо выполнить проверку, удовлетворяющую следующему условию:

$$d > 0,5\lambda;$$

$$22 > 0,5 \cdot 24,73;$$

$$22 > 12,365.$$

Условие выполнено, расчёты подтверждены.

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i; \quad (6.8)$$

где  $K_i = 2,09$  – коэффициент, определяемый по графику представленному на рисунке 6.2.

$$h_{1\%} = 1,12 \cdot 2,09 = 2,34 \text{ м.}$$

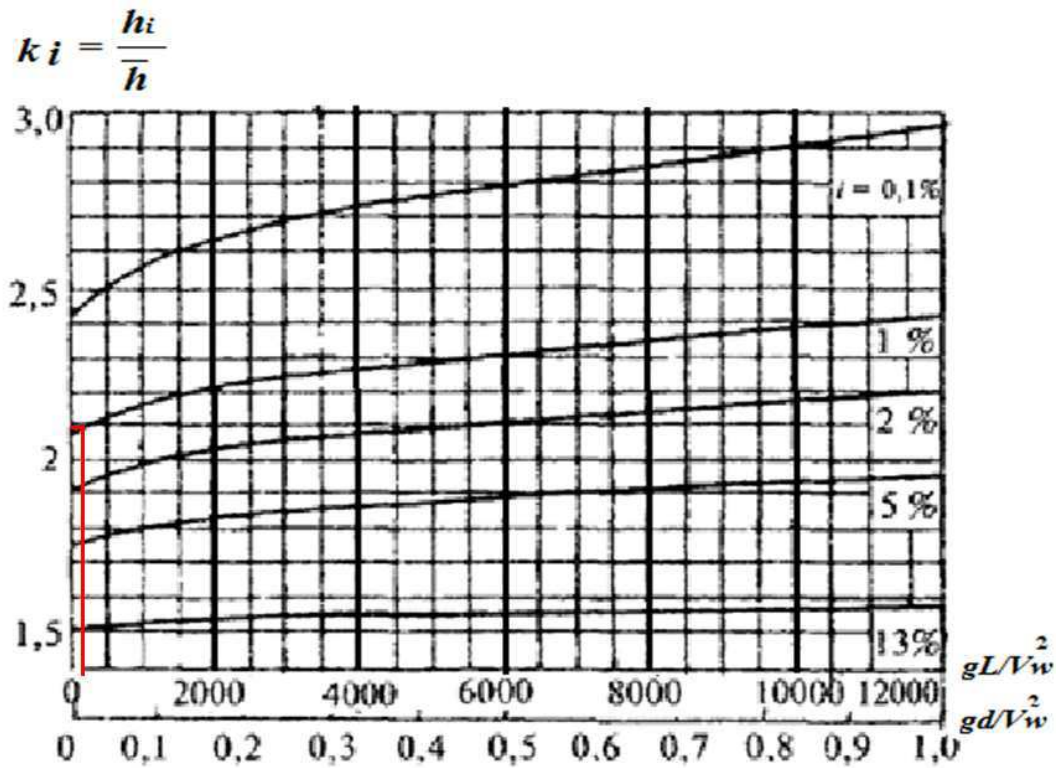


Рисунок 6.2 – График для определения коэффициента  $k_i$

Определим высоту волн 1% обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн:

$$h_{run1\%} = k_r k_p k_{sp} k_{run} h_{1\%}, \quad (6.9)$$

где  $k_r$  и  $k_p$  – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, равны 0,9 и 0,8 соответственно;

$k_{sp}$  – коэффициент равный 1,4;

$k_{run}$  – коэффициент, принимаемый по графикам, в зависимости от пологости волны  $\bar{\lambda}_d / h_{1\%}$  на глубокой воде, в данном случае он равен 2,4 из кривых, представленных на рисунке 6.3.

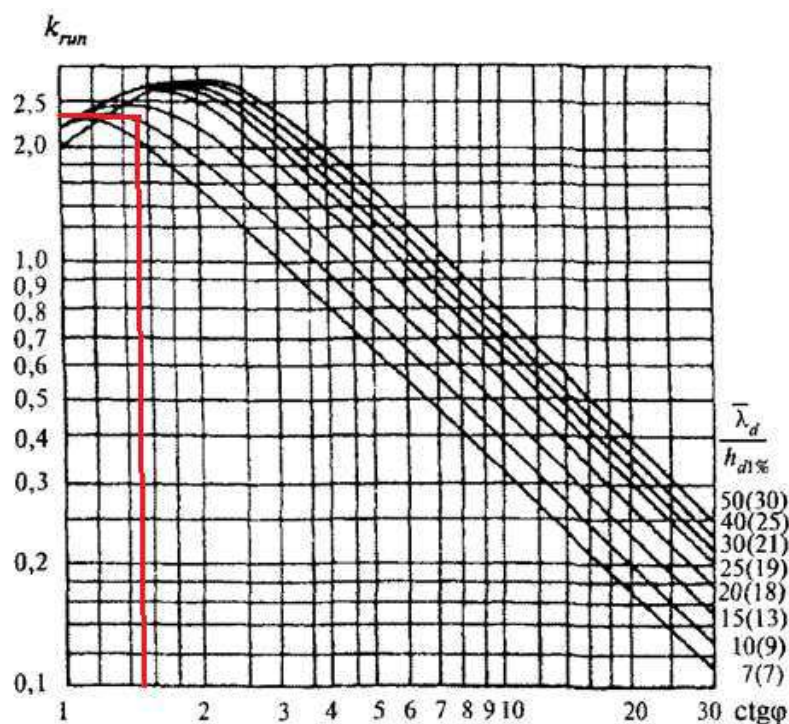


Рисунок 6.3 – График для определения коэффициента  $k_{run}$

$$h_{run1\%} = 0,9 \cdot 0,8 \cdot 1,4 \cdot 2,4 \cdot 2,34 = 5,41 \text{ м.}$$

Отметка гребня плотины по формулам 4.1 и 4.2:

$$\nabla_{ГГП} = 59,00 + 5,41 + 0,044 + 0,6 = 65,30 \text{ м;}$$

$$\nabla_{ГБП} = 59,00 + 2,34 + 0,044 + 0,6 = 61,98 \text{ м.}$$

## 6.2 Гидравлические расчеты

### 6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Исходные данные для определения водосливного фронта представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Исходные данные для определения водосливного фронта

Основной расход	Поверочный расход
$Q_{1\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{0,1\%}, \text{ м}^3/\text{с}$
2817	3336

Определение расчетных расходов при пропуске воды для основного и поверочного расчетного случая.

Для установления возможности пропуска паводка через гидроагрегаты определяют напор на сооружение при основном и поверочном расчетном случае:

$$H_{осн} = \nabla_{НПУ} - УНБ(Q_{макс.расч}^{осн}); \quad (6.10)$$

$$H_{\text{пов}} = \nabla\Phi\text{ПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}). \quad (6.11)$$

$$H_{\text{осн}} = 59,00 - 24,45 = 34,55 \text{ м};$$

$$H_{\text{пов}} = 60,00 - 25,5 = 34,50 \text{ м}.$$

Определим расчётные расходы воды для основного и поверочного расчётного случая.

Определяют расход через один гидроагрегат при основном и поверочном расчётном случае, используя формулу мощности:

$$Q_{\text{га}}^{\text{осн(пов)}} = \frac{N_{\text{га}}}{9,81 \cdot (H_{\text{осн(пов)}} - \Delta h) \cdot \eta}, \quad (6.12)$$

где  $N_{\text{га}} = 50000$  кВт – установленная мощность одного гидроагрегата;

$H_{\text{осн}} = 34,55$  – напор в соответствии с кривыми связи при основном расходе;

$H_{\text{пов}} = 34,5$  – напор в соответствии с кривыми связи при основном расходе;

$\eta = 0,946$  – КПД гидротурбины.

$$Q_{\text{га}}^{\text{осн}} = \frac{50000}{9,81 \cdot (34,55 - 0,3) \cdot 0,946} = 157,3 \frac{\text{м}^3}{\text{с}};$$

$$Q_{\text{га}}^{\text{пов}} = \frac{50000}{9,81 \cdot (34,5 - 0,3) \cdot 0,946} = 157,6 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Согласно СП 58.13330.2020 количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов –  $m$ , должно быть не более:

$m=(n-1)$  при числе гидроагрегатов ГЭС  $n \leq 6$ ;

$m=(n-2)$  при числе гидроагрегатов от семи до двенадцати включительно;

$m = (n - 3)$  при числе гидроагрегатов от тринадцати до восемнадцати включительно;

$m = (n - 4)$  при числе гидроагрегатов более восемнадцати.

В данном случае  $m=3$ .

Определим основной и поверочный расход через ГЭС:

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = Q_{\text{га}}^{\text{осн}} \cdot m; \quad (6.13)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = Q_{\text{га}}^{\text{пов}} \cdot m. \quad (6.14)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = 157,3 \cdot 3 = 471,9 \frac{\text{м}^3}{\text{с}};$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = 157,6 \cdot 3 = 472,7 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Определим средний расход сработки:

$$Q_c = \frac{V_{\text{по}} + V_{\text{пр}}}{T_{\text{ср}}}, \quad (6.15)$$

где  $V_{\text{по}} = 4,881 \text{ км}^3$  – полезный объём водохранилища;

$V_{\text{пр}} = 2,69 \text{ км}^3$  – объём потока за время сработки (по гидрографу маловодного года);

$T_{\text{ср}} = 15724800 \text{ с}$  – время сработки.

$$Q_c = \frac{V_{\text{по}} + V_{\text{пр}}}{T_{\text{ср}}} = \frac{4,881 \cdot 10^9 + 2,69 \cdot 10^9}{15724800} = 398,6 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Расчетный расход воды через водосливную плотину для основного и поверочного расчетного случая составляет:

$$Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} - Q_c; \quad (6.16)$$

$$Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} - Q_c, \quad (6.17)$$

где  $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}$  – максимальный основной расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 1% для II класса сооружений;

$Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}$  – максимальный поверочный расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,1% для II класса сооружений.

$$Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 2817 - 471,9 - 398,6 = 1946,5 \frac{\text{м}^3}{\text{с}};$$

$$Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = 3336 - 472,7 - 398,6 = 2464,7 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Определение расхода через другие водопропускные сооружения гидроузла (донные отверстия и глубинные водосбросы). Расчетные расходы могут сбрасываться через глубинные водосбросы или донные отверстия. Донный водосброс, используемый для опорожнения водохранилища, называется также водоспуском (водовыпуском). Полное опорожнение водохранилища может потребоваться при ликвидации ГТС.

Зададимся диаметром водовыпускного отверстия  $D=3\text{м}$ .

Рассчитаем отметку водовыпуска ЦО:

$$\nabla_{\text{ЦО}} = \nabla_{\text{пола галереи}} + h_{\text{галереи}} + 3,5, \quad (6.18)$$



где  $\nabla_{\text{пола галереи}} = 15\text{ м}$  – отметка пола галереи;  $h_{\text{галереи}} = 3\text{ м}$  – высота галереи.

$$\nabla_{\text{ЦО}} = 15 + 3 + 3,5 = 21,5\text{ м.}$$

Напор над центром выходного сечения водовыпуска  $H$ :

$$H = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} + \nabla_{\text{УМО}}}{2} - \nabla_{\text{ЦО}}; \quad (6.19)$$

$$H = \frac{59 + 46,51}{2} - 21,5 = 31,26\text{ м.}$$

Определим расход через отверстие:

$$Q = \mu \cdot \omega \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot H}, \quad (6.20)$$

где  $\mu = 0,8$  – коэффициент расхода;  $\omega = 7,07\text{ м}^2$  – площадь водовыпускного отверстия.

$$Q = 0,8 \cdot 7,07 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 31,26} = 140 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Тогда  $k$ –во водопропускных отверстий:

$$n = \frac{Q_c}{Q}; \quad (6.21)$$

$$n = \frac{Q_c}{Q} = \frac{398,6}{140} = 3.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_b}, \quad (6.22)$$

где  $q_b$  – удельный расход на водосливе.

$$q_b = 1,25 \cdot q_p, \quad (6.23)$$

где  $q_p$  – удельный расход на рисберме.

$$q_p = V_{\text{нр}} \cdot h_{\text{нб}}, \quad (6.24)$$

где  $V_{\text{нр}}$  – не размывающая скорость для суглинка  $3,5\text{ м/с}$ ;

$h_{\text{нб}}$  – глубина воды в НБ при  $Q_{\text{осн.мах } 1\%} = 9,45\text{ м}$ .

Таким образом:

$$q_p = 3,5 \cdot 9,45 = 33,07 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$q_B = 1,25 \cdot 33,07 = 41,34 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$B = \frac{1946,5}{41,34} = 47 \text{ м.}$$

Ширина водосливного фронта  $B$  должна быть целым числом, поэтому округляем  $B$  до 48 м. Стандартная ширина пролета  $b$  принимается в соответствии с тех.регламентом. Принимаем  $b = 8$ . В итоге: 6 пролетов по 8м.

Толщина разрезного быка:

Березинский А.Р. рекомендует принимать толщину неразрезного быка в зависимости от ширины водосливного пролета. Примем толщину разрезного быка равной:  $\delta_b = 3$  м. Тогда ширина водосливного фронта с учетом быков:

$$B_B = b \cdot n + (n - 1) \cdot \delta_b; \quad (6.25)$$

$$B_B = 8 \cdot 6 + (6 - 1) \cdot 3 = 63 \text{ м.}$$

### 6.2.2 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01\text{осн}} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.26)$$

где  $m$  – коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимаем в курсовом проекте очертание водосливной стенки Кригера– Офицерова типа А:  $m = 0,49$ ,  $B$  – принимается только для водосливного фронта без быков.

Таким образом:

$$H_{01\text{осн}} = \left( \frac{1946,5}{0,49 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,04 \text{ м.}$$

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

$$H_{02осн} = \left( \frac{Q_{расч}^{осн}}{m \cdot \epsilon \cdot \sigma_{п} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.27)$$

где  $\epsilon$  – коэффициент бокового сжатия;

$\sigma_{п}$  – коэффициент подтопления (в случае данной работы принимается равным 1).

Коэффициент бокового сжатия:

$$\epsilon = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{\xi + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \right) \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.28)$$

где  $b$  – ширина одного пролёта;

$n$  – число пролётов;

$\xi_0$  – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане и от формы верховой грани быка (в данном случае принимаем 0,45);

$\xi_y$  – коэффициент формы береговых устоев или промежуточных берегов водослива 0,7.

$$\epsilon = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{0,7 + (6 - 1) \cdot 0,45}{6} \right) \cdot \frac{7,03}{8} = 0,91;$$

Отсюда:

$$H_{02осн} = \left( \frac{1946,5}{0,49 \cdot 0,91 \cdot 1 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,48 \text{ м.}$$

Напор на гребне водослива:

$$H = H_{02осн} - \frac{\alpha V_0^2}{2g}, \quad (6.29)$$

где  $V_0$  – скорость подхода потока к плотине;

$\alpha = 1,1$  коэффициент Кориолиса.

$$V_0 = \frac{Q_{расч}^{осн}}{(\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_6)}, \quad (6.30)$$

где  $\nabla_{НПУ}$  и  $\nabla_{дна}$  отметка при нормальном подпорном уровне и сухого дна;

$B$  – принимается только для водосливного фронта без быков.

$$V_0 = \frac{1946,5}{(59 - 15) \cdot (48 + (6 - 1) \cdot 3)} = 0,7 \text{ м/с}.$$

Таким образом, напор на гребне водослива:

$$H = 7,48 - \frac{1,1 \cdot 0,7^2}{2 \cdot 9,81} = 7,45 \text{ м}.$$

Далее назначают  $H_{ст}$ , в нашем случае примем  $H_{ст}=8\text{м}$ .

Рассчитаем отметку гребня водослива:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст}; \quad (6.31)$$

$$\nabla_{ГВ} = 59 - 8 = 51\text{м}.$$

### 6.2.3 Определение отметки ФПУ и верха быка

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

$$H_{01пов} = \left( \frac{Q_{расч}^{нов}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.32)$$

где  $m$  – коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимаем в курсовом проекте очертание водосливной стенки Кригера– Офицерова типа А:  $m = 0,49$ ,  $B$  – принимается только для водосливного фронта без быков.

Таким образом:

$$H_{01пов} = \left( \frac{2464,7}{0,49 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,24 \text{ м};$$

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

$$H_{02пов} = \left( \frac{Q_{расч}^{нов}}{m \cdot \epsilon \cdot \sigma_{п} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.33)$$

где  $\epsilon$  – коэффициент бокового сжатия;

$\sigma_{п}$  – коэффициент подтопления (в случае данной работы принимается равным 1).

Коэффициент бокового сжатия:

$$\epsilon = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{\xi + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \right) \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.34)$$

где  $b$  – ширина одного пролёта;

$n$  – число пролётов;

$\xi_0$  – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане и от формы верховой грани быка (в данном случае принимаем 0,45);

$\xi$  – коэффициент формы береговых устоев или промежуточных берегов водослива 0,7.

$$\epsilon = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{0,7 + (6 - 1) \cdot 0,45}{6} \right) \cdot \frac{8,23}{8} = 0,9.$$

Отсюда:

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{2464,7}{0,49 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,75 \text{ м};$$

Напор на гребне водослива:

$$H_{\text{осн}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha V_0^2}{2g}; \quad (6.35)$$

где  $V_0$  – скорость подхода потока к плотине;

$\alpha = 1,1$  коэффициент Кориолиса.

$$V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{дна}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_6)}; \quad (6.36)$$

где  $\nabla\text{НПУ}$  и  $\nabla\text{дна}$  отметка при нормальном подпорном уровне и сухого дна;

$B$  – принимается только для водосливного фронта без быков.

$$V_0 = \frac{2464,7}{(60 - 15) \cdot (48 + (6 - 1) \cdot 3)} = 0,9 \frac{\text{м}}{\text{с}};$$

Таким образом, напор на гребне водослива:

$$H_{\text{пов}} = 8,75 - \frac{1,1 \cdot 0,9^2}{2 \cdot 9,81} = 8,71 \text{ м}.$$

Рассчитаем отмутку форсированного подпорного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}}; \quad (6.37)$$

$$\nabla\text{ФПУ}_p = 51,00 + 8,7 = 59,71\text{м.}$$

Как видно из расчётов, рассчитанная отметка  $\nabla\text{ФПУ}_p$  получилась равной 59,71м, а заданная отметка  $\nabla\text{ФПУ}$  равна 60,00м. Рассчитанная отметка меньше заданной, принимаем заданную отметку для дальнейших расчётов.

Рассчитаем отметку верха быка:

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}}; \quad (6.38)$$

$$\nabla\text{ГБ} = 51,00 + 1,6 \cdot 8 = 63,80\text{м.}$$

#### 6.2.4 Определение отметки гребня сооружения

Данные для построения профиля водосливной грани представлены в таблице 6.3. Профиль водосливной грани представлен на рисунке 6.4.

Таблица 6.3 – Данные для построения профиля водосливной грани

x	y	x	y	x	y
0	1,008	11,2	4,512	22,4	19,696
0,8	0,288	12	5,288	23,2	21,12
1,6	0,056	12,8	6,112	24	22,56
2,4	0	13,6	6,984	24,8	24,104
3,2	0,048	14,4	7,896	25,6	25,656
4	0,216	15,2	8,864	26,4	27,24
4,8	0,48	16	9,88	27,2	28,872
5,6	0,8	16,8	10,952	28	30,544
6,4	1,168	17,6	12,064	28,8	32,248
7,2	1,584	18,4	13,224	29,6	33,992
8	2,048	19,2	14,4	30,4	35,768
8,8	2,568	20	15,68	31,2	37,584
9,6	3,152	20,8	16,976	32	39,504
10,4	3,8	21,6	18,312		

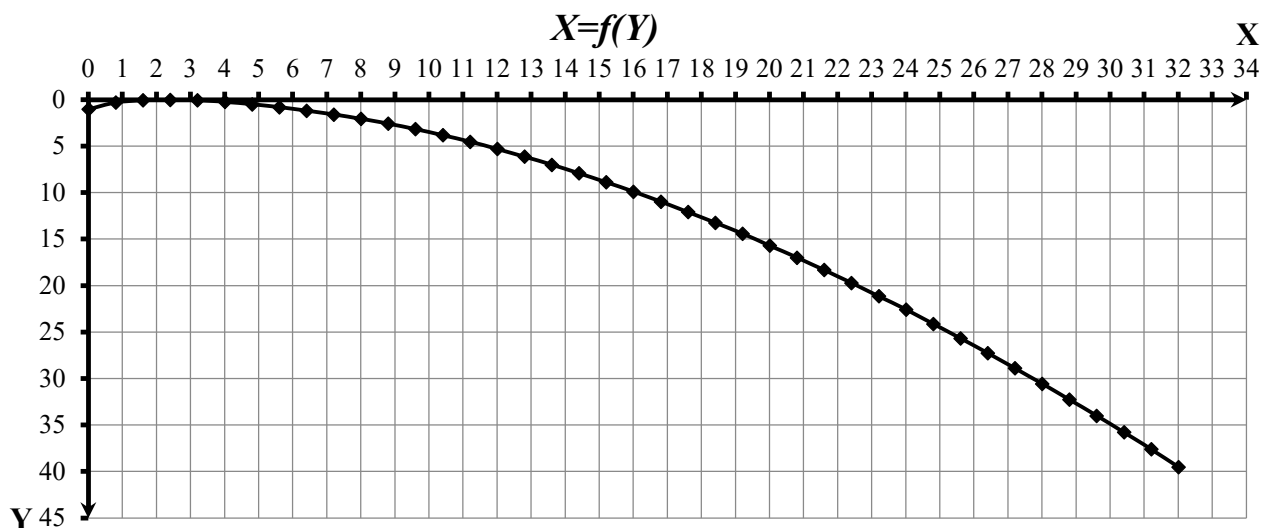


Рисунок 6.4 – Профиль водосливной грани

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя можно очертить по дуге  $C - D$  радиусом  $R$ . Величину этого радиуса назначают в зависимости от высоты плотины  $p_v = 36\text{ м}$  и напора на водосливе  $H_{ст} = 8\text{ м}$  [Справочник по гидравлическим расчетам П.Г. Киселева, таблица 6–14]. Принимаем радиус сопряжения водосливной грани с поверхностью водобоя  $R$  равный  $18\text{ м}$ .

### 6.2.5 Расчёт сопряжения в нижнем бьефе

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в так называемом сжатом сечении  $C-C$ , профиль водослива представлен на рисунке 6.5. Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта.

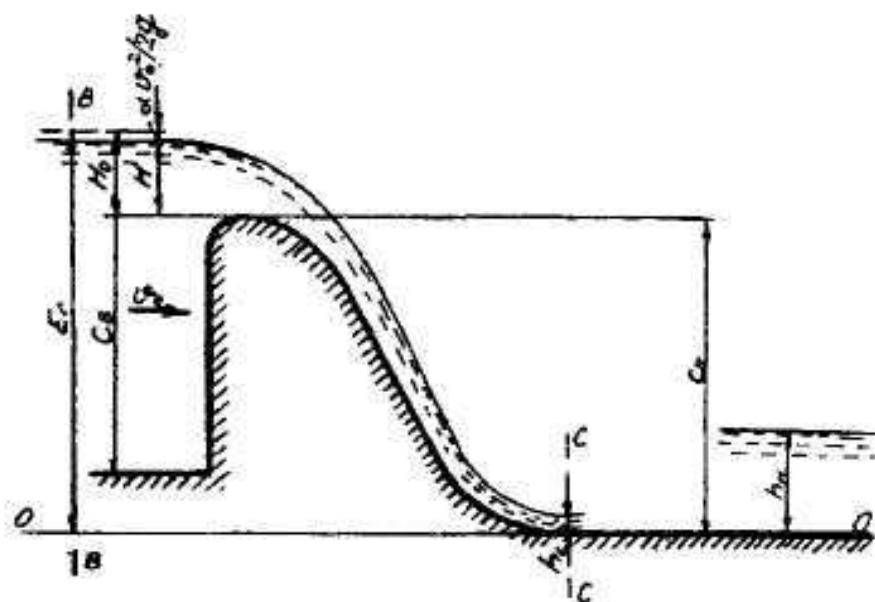


Рисунок 6.5 – Оголовок и сжатое сечение

Определяется критическая глубина:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн.р}^2}{g \cdot (B + \Sigma \delta_6)^2}}; \quad (6.39)$$

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1946^2}{9,81 \cdot (48 + 5 \cdot 3)^2}} = 4,75 \text{ м.}$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}; \quad (6.40)$$

$$T_0 = 59,0 - 15,0 = 44,00 \text{ м.}$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}}; \quad (6.41)$$

$$\xi_{T_0} = \frac{44,00}{4,75} = 9,26 \text{ м.}$$

Глубину  $h_c$  в сжатом сечении при  $\varphi = 0,9$  (для водослива практического профиля с криволинейным очертанием сливной грани и гладкой поверхностью) и глубину  $h_c''$  – второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины  $\xi_{T_0}$ , определяют  $\xi'_c = 0,264$  и  $\xi_c'' = 2,62$  по графику для определения глубины в сжатом сечении и глубины сопряженной с ней, представленным на рисунке 6.6.

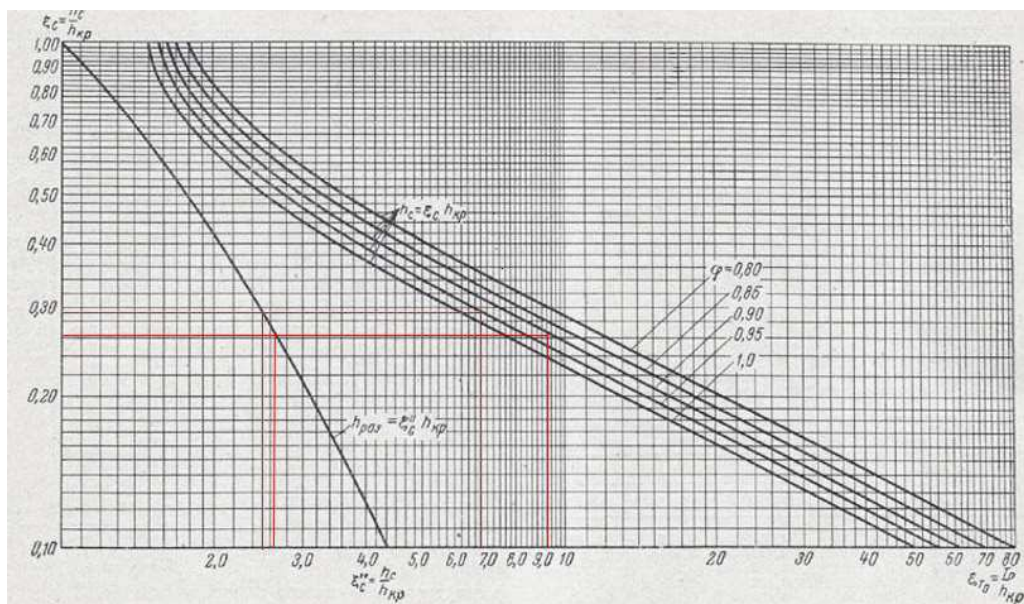


Рисунок 6.6 – График для определения глубины в сжатом сечении и глубины сопряженной с ней



Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр}; \quad (6.42)$$

$$h'_c = 0,264 \cdot 4,75 = 1,3 \text{ м.}$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр}; \quad (6.43)$$

$$h''_c = 2,62 \cdot 4,75 = 12,45 \text{ м.}$$

Глубина в НБ при основном расходе  $Q_{1\%}, h_{НБ} = 9,45 \text{ м}$ , следовательно, прыжок отогнанный:

$$h''_c > h_{НБ}.$$

Так как в створе находится не скальное основание, и плотина имеет большую высоту (более 40 м). Рассчитаем водобойный колодец и водобойную стенку, выберем экономически выгодный вариант.

### 6.2.6 Расчёт водобойного колодца в первой итерации

Ширину водобойного колодца  $B_k$  принимаем равной:

$$B_k = B_B; \quad (6.44)$$

Определяем начальную глубину колодца:

$$d_{k1} = \sigma \cdot h_c'' - (h_{НБ} + \Delta Z); \quad (6.45)$$

Перепад  $\Delta Z$ , вычисляется:

$$\Delta Z = \left( \frac{q_c^2}{2 \cdot g \cdot \varphi^2 \cdot h_{НБ}^2} \right) - \left( \frac{\alpha \cdot q_c^2}{2 \cdot g \cdot \sigma^2 \cdot h_c''^2} \right); \quad (4.47)$$

где  $q_c$  – удельный расход на водобое.

$$q_c = \frac{Q_{осн.расч.}}{(B + (n-1) \cdot \delta_0)}; \quad (6.48)$$

$$q_c = \frac{1946}{(48 + (6 - 1) \cdot 3)} = 30,9 \frac{\text{м}^3}{\text{с}};$$

$$\Delta Z = \left( \frac{30,09^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,90^2 \cdot 9,45^2} \right) - \left( \frac{1,1 \cdot 30,09^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1^2 \cdot 12,45^2} \right) = 0,39 \text{ м.}$$

Тогда  $d_k$ :

$$d_{k1} = 1,1 \cdot 12,45 - (9,45 + 0,39) = 3,856 \text{ м.}$$

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом с учетом начальной глубины колодца:

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}} + d_k; \quad (6.49)$$

$$T_0 = 59,00 - 15,00 + 3,856 = 47,856 \text{ м.}$$

Определим относительную удельную энергию сечения в верхнем бьефе  $\xi_{T_0}$ :

$$\xi_{T_0} = \frac{47,856}{4,75} = 10,07.$$

По графику, представленному на рисунке 6.7, определяют глубину  $h_c$  в сжатом сечении при  $\varphi = 0,9$  (для водослива практического профиля с криволинейным очертанием сливной грани и гладкой поверхностью) и глубину  $h_c''$  – второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины  $\xi_{T_0}$ , определяю  $\xi'_c = 0,258$  и  $\xi''_c = 2,7$ .

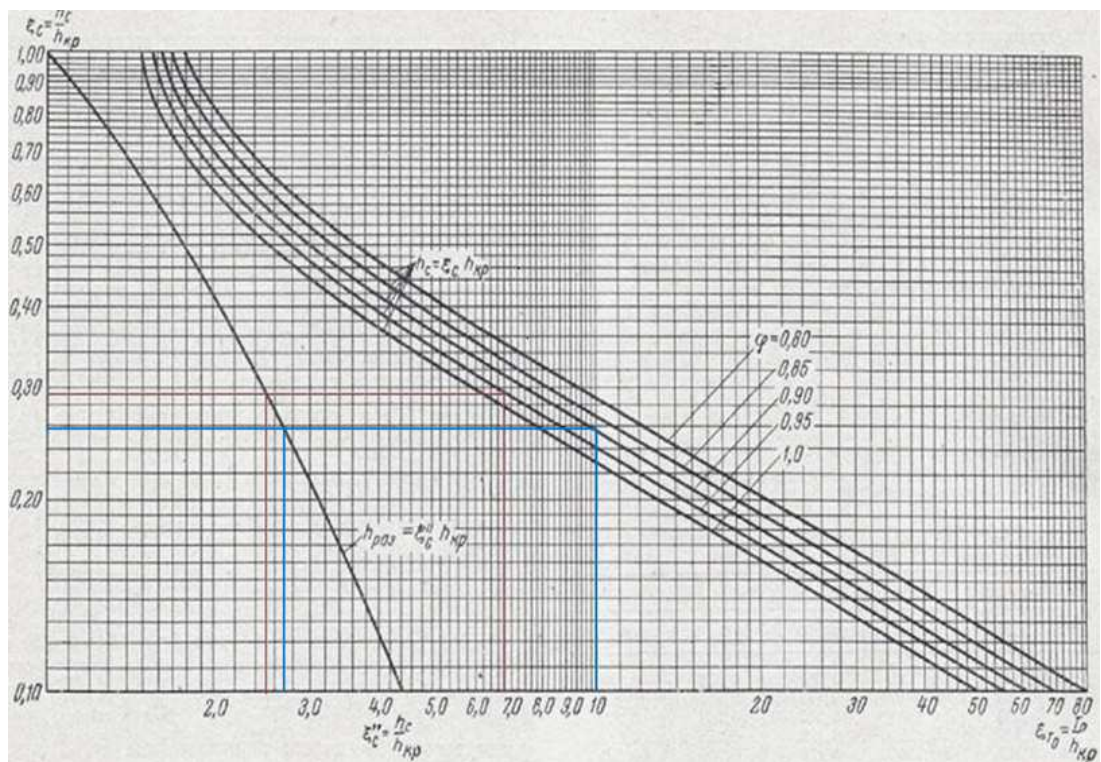


Рисунок 6.7 – График для определения глубины в сжатом сечении и глубины сопряженной с ней

### 6.2.7 Расчёт водобойного колодца в второй итерации

Определим сопряженные глубины для второй итерации:

$$h'_{c1} = 0,258 \cdot 4,75 = 1,2 \text{ м};$$

$$h''_{c1} = 2,7 \cdot 4,75 = 12,83 \text{ м};$$

$$d_{k2} = \sigma \cdot h_{c1}'' - (h_{\text{НБ}} + \Delta Z); \quad (6.50)$$

Перепад  $\Delta Z$ , вычисляется:

$$\Delta Z = \left( \frac{q_c^2}{2 \cdot g \cdot \varphi^2 \cdot h_{\text{НБ}}^2} \right) - \left( \frac{\alpha \cdot q_c^2}{2 \cdot g \cdot \sigma^2 \cdot h_{c1}''^2} \right); \quad (6.51)$$

$$\Delta Z = \left( \frac{30,09^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,90^2 \cdot 9,45^2} \right) - \left( \frac{1,1 \cdot 30,09^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1^2 \cdot 12,83^2} \right) = 0,4 \text{ м}.$$

Тогда  $d_{k2}$ :

$$d_k = 1,1 \cdot 12,83 - (9,45 + 0,4) = 4,26 \text{ м}.$$

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом с учетом начальной глубины колодца:

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}} + d_{k2}; \quad (6.52)$$

$$T_0 = 59,0 - 15,0 + 4,26 = 48,26 \text{ м}.$$

Определим относительную удельную энергию сечения в верхнем бьефе  $\xi_{T_0}$ :

$$\xi_{T_0} = \frac{48,26}{4,75} = 10,16.$$

По графику, представленному на рисунке 6.8, определяют глубину  $h_c$  в сжатом сечении при  $\varphi = 0,9$  (для водослива практического профиля с криволинейным очертанием сливной грани и гладкой поверхностью) и глубину  $h_c''$  – второй сопряженной со сжатой, в зависимости от величины  $\xi_{T_0}$ , определяю  $\xi'_c = 0,25$  и  $\xi_c'' = 2,78$ .

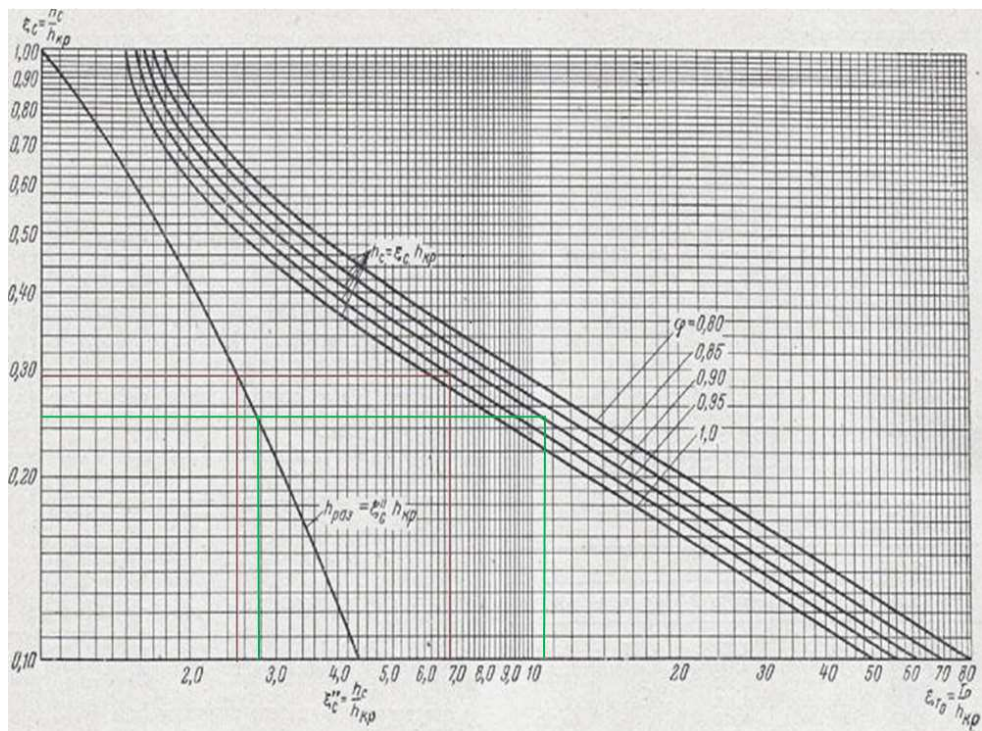


Рисунок 6.8 – График для определения глубины в сжатом сечении и глубины сопряженной с ней

Проверим разницу между последним значением и предыдущим значением глубины колодца. Эта разница должна составлять  $0,1d_k$ :

$$\frac{d_{K2} - d_{K1}}{d_{K2}} = \frac{4,26 - 3,856}{4,26} \cdot 100\% = 9,48\% \quad (6.53)$$

Условие выполнено. Принимаем глубину колодца  $d_{K2} = 4,26$  м.

$$\nabla_{ПВ} = \nabla_{ДНО} - d_K; \quad (6.54)$$

$$\nabla_{ПВ} = 15,00 - 4,26 = 10,74 \text{ м.}$$

### 6.2.8 Расчёт водобоя

Длина гидравлического прыжка:

$$l_{пр} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_{c1}'' - h_{c1}'); \quad (6.55)$$

$$l_{пр} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 12,83 - 1,2) = 57,88 \text{ м.}$$

Длина водобоя при наличии на нем гасителей:

$$l_B = 0,8 \cdot l_{пр}; \quad (6.56)$$

$$l_B = 0,8 \cdot 57,88 = 46,3 \text{ м.}$$

Ширина водобойной плиты  $B_{\text{п}}$  равна ширине водобойного колодца, тогда:

$$B_{\text{к}} = B_{\text{п}}; \quad (6.57)$$

Рассчитаем площадь сжатого сечения по формуле:

$$\omega_{\text{с}} = h_{\text{с}} \cdot B_{\text{п}}; \quad (6.58)$$

$$\omega_{\text{с}} = 1,3 \cdot 63 = 79 \text{ м}^2.$$

Скорость воды в сжатом сечении:

$$v_{\text{с}} = \frac{Q_{\text{осн.пов.}}}{\omega_{\text{с}}}; \quad (6.59)$$

$$v_{\text{с}} = \frac{1946}{79} = 24,64 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

Рассчитаем толщину водобойной плиты по формуле В.Д. Домбровского:

$$\delta_{\text{с}} = 0,15 \cdot v_{\text{с}} \cdot \sqrt{h_{\text{с}}}; \quad (6.60)$$

$$\delta_{\text{с}} = 0,15 \cdot 24,64 \cdot \sqrt{1,3} = 4,14 \text{ м}.$$

### 6.2.9 Расчет водобойной стенки

Высота водобойной стенки рассчитывается по формуле:

$$h_{\text{ст}} = \sigma \cdot h_{\text{с}}'' - H_{\text{ст}}, \quad (6.61)$$

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

$$H_{\text{ст}} = \left( \frac{q_{\text{с}}}{m \sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{\alpha \cdot q_{\text{с}}^2}{2g(\sigma h_{\text{с}}'')^2}; \quad (6.62)$$

$$H_{\text{ст}} = \left( \frac{30,9}{0,35 \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 30,9^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 12,45)^2} = 7,07 \text{ м};$$

Тогда:

$$h_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 12,45 - 7,07 = 6,63 \text{ м}.$$



Проверим необходимость в наличии дополнительных энергогасителей:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1946^2}{9,81 \cdot (63)^2}} = 4,75 \text{ м.}$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = H_{ст}; \tag{6.63}$$

$$T_0 = 7,07 \text{ м.}$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}}; \tag{6.64}$$

$$\xi_{T_0} = \frac{7,07}{4,75} = 1,49 \text{ м.}$$

По графику, представленному на рисунке 6.9, определяют глубину  $h_c$  в сжатом сечении при  $\varphi = 0,9$  (для водослива практического профиля с криволинейным очертанием сливной грани и гладкой поверхностью) и глубину  $h_c''$  – второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины  $\xi_{T_0}$ , определяю  $\xi'_c = 0,85$  и  $\xi''_c = 0,4$ .

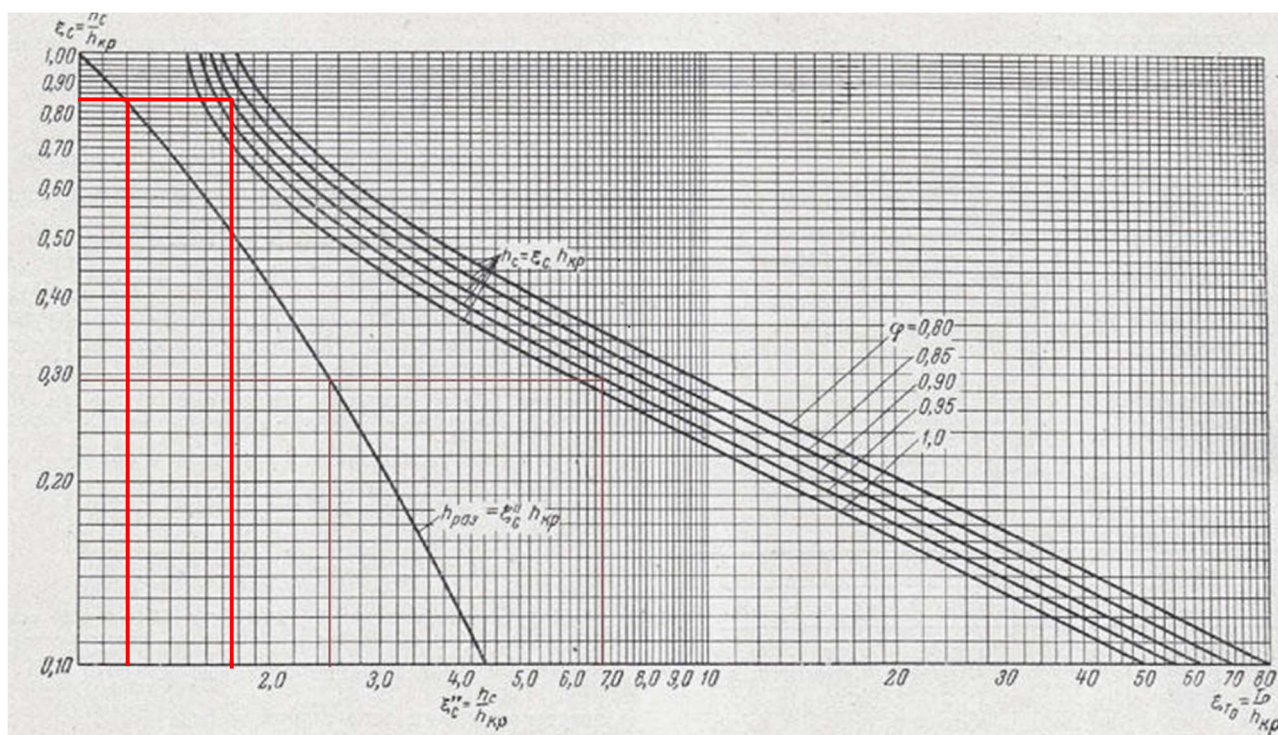


Рисунок 6.9 – График для определения глубины в сжатом сечении и глубины сопряженной с ней

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр}; \quad (6.65)$$

$$h'_c = 0,85 \cdot 4,75 = 4 \text{ м.}$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр}; \quad (6.66)$$

$$h''_c = 0,4 \cdot 4,75 = 1,9 \text{ м.}$$

Глубина в НБ при основном расходе  $Q_{1\%}, h_{НБ} = 9,45 \text{ м}$ , следовательно, затопленный прыжок:

$$h''_c < h_{НБ}.$$

Дополнительные энергогасители не нужны. Принимаем водобойную стенку. Водобойный колодец значительно дороже в постройке при той же эффективности.

### 6.3 Конструирование плотины

#### 6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

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

Профиль должен удовлетворять двум условиям:

- 1) Отсутствие растягивающих напряжений в бетоне;
- 2) Устойчивость тела плотины против сдвига по основанию.

Ширина водосливной плотины по основанию:

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_б}{\rho_w}(1-n)+n(2-n)-\alpha_1}}, \quad (6.67)$$

где  $\alpha_1$  – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей и шпунтов принимаемый  $\alpha_1 = 0,5$ .

$$\rho_б = 2400 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \text{ — плотность бетона;}$$

$\rho_w = 1000 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$  – плотность воды.

Отметка подошвы определяется по формуле:

$$\nabla\text{ПОД} = \nabla\text{ДНА} - (d + \delta_{\text{в}} + (2 \div 3)); \quad (6.68)$$

$$\nabla\text{ПОД} = 15,00 - (4,14 + 2) = 8,86 \text{ м.}$$

Высота плотины  $h$ :

$$h = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 59 - 8,86 = 50,14 \text{ м.} \quad (6.69)$$

Из условия устойчивости плотины на сдвиг по основанию ширина подошвы водосливной плотины определяется из выражения:

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n h}{\text{tg}\varphi \left( \frac{\rho_{\text{б}}}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}; \quad (6.70)$$

где  $\gamma_n$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения, принимаемый для II класса сооружения 1,20;

$\varphi$  – угол внутреннего трения для расчетов устойчивости ГТС по контакту бетон–скала,  $\varphi = 23^\circ$ .

Задаваясь различными значениями  $n$ , представленным в таблице 6.4, произведем расчет и построим графики зависимостей  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$ , представленный на рисунке 6.10.

Таблица 6.4 – Расчет зависимостей  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$

$n$	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,1
$B_n^I$	37,58	38,57	39,89	41,64	43,98	47,17	51,72	58,68	70,91	100,28
$B_n^{II}$	67,30	64,24	61,45	58,89	56,53	54,36	52,34	50,47	48,73	47,11

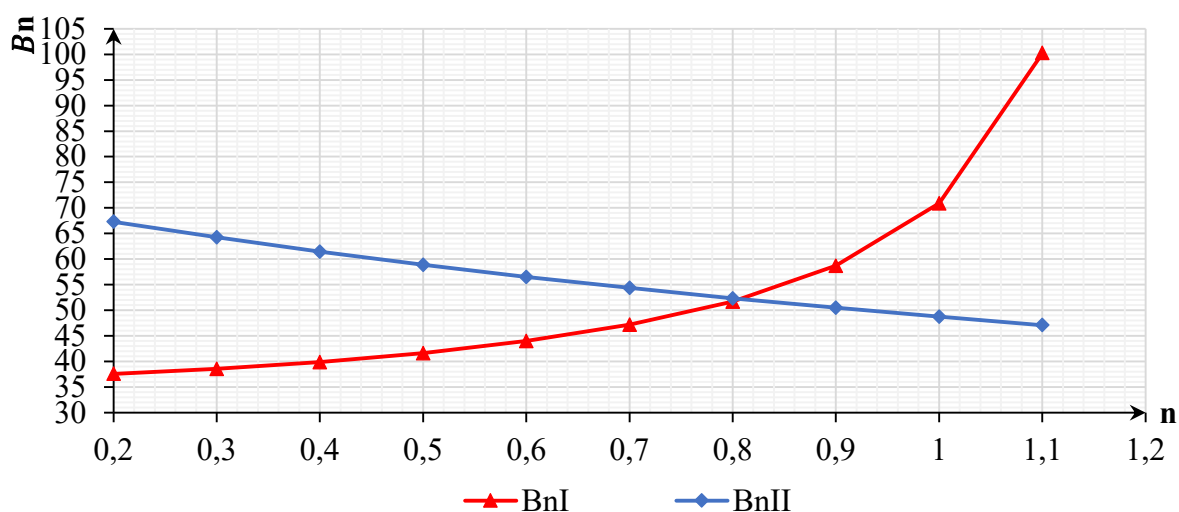


Рисунок 6.10 – Пересечение кривых  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$



Графики пересекаются в точке  $n = 0,803$  и  $B_n = 52$  м. Принимаем ширину подошвы плотины  $B = 52$  м.

### 6.3.2 Разрезка бетонной водосливной плотины швами

В бетонных плотинах следует предусматривать постоянные (межсекционные и швы–надрезы) и временные (строительные) деформационные швы. Швы устраивают для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерной осадке плотины и неравномерного распределения температуры в теле плотины.

В плотинах на нескальном основании разрезку швами в основном производят по осям бычков, во избежание возможности заклинивания затворов. На гравийно–песчаных – через 2–3 пролета. Расстояние между температурно–осадочными швами 20–40 м.

В водосбросных секциях с 2–3–мя пролетами для уменьшения температурных напряжений устраивают швы–надрезы между быком и водосливом от гребня до фундаментной плиты.

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

$$B_{\text{сек}} = b + \delta_b; \quad (6.71)$$

где  $b$  – пролет водосливного фронта;

$\delta_b$  – толщина разрезного быка.

$$B_{\text{сек}} = 8 + 3 = 11 \text{ м.}$$

### 6.3.3 Быки

На водосливе устраивают быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов.

Головная часть быка имеет обтекаемую форму в плане.

Принимаются быки округлой формы, ширина и длина паза для ремонтного затвора 0,5 м, ширина и глубина паза рабочего затвора принимается 0,7 м.

Расстояние между затворами принимают 1 м, с целью обеспечения удобных условий для проведения ремонтных работ на рабочем затворе.

### 6.3.4 Устои

Устои плотин предназначены для защиты, примыкающей к водосливу земляной плотины или берега от размыва водой, сбрасываемой через водослив, для обеспечения плавного подхода потока к водосливу и плавного его растекания в нижнем бьефе, для предотвращения опасного действия фильтрации в зоне примыкания водосливной плотины к берегу.

В данном проекте необходимо устройство двух типов устоев:

- Сопрягающие устои: один для сопряжения бетонной водосливной плотины с грунтовой плотиной и второй для сопряжения станционной части плотины с грунтовой плотиной.

- Раздельный устой – для отделения бетонной водосливной плотины от станционной части плотины и грунтовой плотины от водосливной.

### **6.3.5 Дренаж в теле бетонной плотины**

Вдоль напорной грани плотины устраиваем устройство дренажа в виде вертикальных скважин, диаметром 20 см с расстоянием между осями 2 м.

Также предусмотрим горизонтальные дренажи у подошвы плотины и рисберме.

### **6.3.6 Галереи в теле плотины**

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. На отметке  $\nabla=17,57$  м располагается дренажная галерея  $3 \times 3,5$  м.

Смотровые галереи на отметке  $\nabla=33,82$  м, предусмотрены для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций имеет размер  $2 \times 2,5$  м.

## **6.4 Основные элементы плотины**

### **6.4.1 Понур**

Назначение понура – уменьшать фильтрационный расход и снижать противодиффузионное давление в основании плотины путем удлинения путей фильтрации.

На глинистых и суглинистых основаниях устраивают водонепроницаемые понуры, на песчаных основаниях – гибкие малопроницаемые понуры. Коэффициент фильтрации понура должен быть в 50 и более раз меньше коэффициента фильтрации грунтов основания. Для Мирной ГЭС был принят анкерный понур.

Анкерные понуры выполняют обычно в виде железобетонных плит толщиной  $0,4 \div 0,7$  м с гидроизоляционным покрытием поверху из битумных и полимерных материалов. Продольную арматуру железобетонного анкерного понура заделывают в фундаментную плиту плотины.

Длину анкерного понура назначают:

$$l_n = (1 \div 2,5) H. \quad (6.72)$$

Эффективность анкерного понура повышается при устройстве над ним противofильтрационного слоя из глины толщиной 2÷3 м и сверху грунтовой пригрузки. Для понуров всех видов следует предусматривать пригрузку их грунтом, который предохраняют от размыва креплением в виде бетонных плит или каменной наброски.

$H$  вычисляется по формуле 6.73:

$$H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}}; \quad (6.73)$$

$$H = 59,00 - 16,32 = 42,68 \text{ м.}$$

Тогда длина понура составит 42,68 м.

#### 6.4.2 Дренажные устройства в основании

Для отвода профильтровавшейся воды, снятия фofильтрационного давления на сооружения, предотвращения разрушения грунта основания под подошвой сооружения устраиваем горизонтальный дренаж с устройством обратного фofильтра, состоящего из двух слоёв крупнозернистого грунта, расположенных с увеличением крупности частиц при переходе от одного слоя к другому. Дренаж из слоёв обратного фofильтра, устраиваем под подошвой тела плотины, а также под рисбермой, под водобоем, так как покрытием рисбермы служат бетонные плиты.

#### 6.4.3 Рисберма и ковш

Рисберма – участок за водобоем, предназначенный для успокоения и рассеяния потока.

Концевой участок рисбермы на нескальном основании выполняется в виде ковша, представленном на рисунке 6.11.

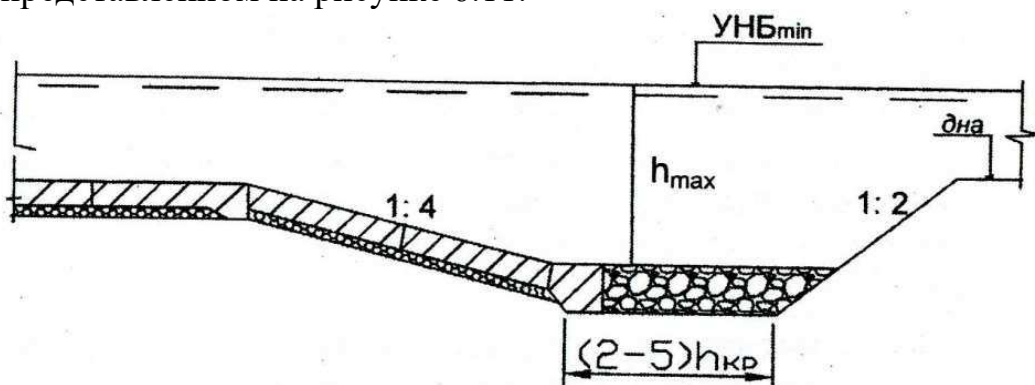


Рисунок 6.11 – Концевой участок рисбермы с ковшом

Глубина ковша (м) определяется по формуле:

$$h_{\max} = K_p \sqrt{\frac{q_p}{V_n}}, \quad (6.74)$$

где  $K_p$  – коэффициент, зависящий от условий размыва (1,05÷1,1) принимаем 1,05;

$q_p$  – удельный расход на рисберме;

$V_n$  – неразмывающая скорость течения для грунта дна реки при глубине потока  $h_{\text{НБ}} = 1$  м.

Неразмывающая скорость несвязных грунтов зависит от диаметра частиц, ее значения представлены в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Неразмывающая скорость для несвязных грунтов

Грунт	Песок	Гравий	Гравий	
Средний диаметр частиц $d_{50}$ , мм	0,25÷2	2÷10	10÷25	30÷100
Допускаемая $V_n$ при глубине 1 м, м/с	0,4÷0,7	0,7÷1,2	1,2÷1,65	1,7÷2,5

Принимаем грунт гравий с допустимой  $V_n$  2 м/с.

Дно ковша прикрываем слоем мелкого камня толщиной 1,5 м. Уклон откосов ковша 1:4 и 1:2.

$$h_{\max} = 1,05 \cdot \sqrt{\frac{33,07}{2}} = 4,27 \text{ м.}$$

По опыту проектирования рисберм в России суммарную длину рисбермы и ковша следует принимать до  $2 l_b$ . Тогда длинна дна ковша равна:

$$l_k = 2 \cdot h_{\text{кр}}; \quad (6.75)$$

$$l_k = 2 \cdot 4,75 = 9,50 \text{ м.}$$

## 6.5 Фильтрационный расчёт методом удлинённой контурной линии

Фильтрационные расчёты производятся с целью обоснования размеров и очертания подземного контура, определения величины фильтрационного давления на флютбет, определения градиентов и скорости фильтрационного потока при выходе его в НБ. Расчёт производится для основного (в ВБ  $\nabla_{\text{НПУ}}$ , в НБ –  $\nabla_{\text{УНБ}_{\min}} = 100 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ ). Фильтрационное давление определяется методом удлинённой контурной линии.

Так как в основании отсутствует водоупор, то рассчитывается активная глубина фильтрации  $T_a$ .

Напор по плотине:

$$H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}_{\min}}; \quad (6.76)$$

$$H = 59,00 - 15,90 = 43,10 \text{ м.}$$

Далее необходимо рассчитать отношение  $\frac{l_0}{S_0}$  и рассчитать  $T_a$ . Проекция подземного контура на горизонталь:

$$l_0 = l_0 + B_n; \quad (6.77)$$

$$l_0 = 43,1 + 19,4 = 62,5 \text{ м.}$$

Проекция подземного контура на вертикаль:  $S_0 = 8,14 \text{ м.}$

$$\frac{l_0}{S_0} = \frac{62,50}{8,14} = 7,68 \text{ м.}$$

По данным, представленным в таблице 6.6, необходимо выбрать формулу расчёта активной глубины фильтрации.

Таблица 6.6 – Определение глубины активной зоны фильтрации –  $T_a$

Условие	Значение
$l_0/S_0$	$T_a$
$l_0/S_0 \geq 5,0$	$0,5 l_0$
$3,4 \leq l_0/S_0 < 5,0$	$2,5 S_0$
$1,0 \leq l_0/S_0 < 3,4$	$0,8 S_0 + 0,5 l_0$
$0 < l_0/S_0 < 1,0$	$S_0 + 0,3 l_0$

Отношение  $\frac{l_0}{S_0}$  попадает в промежуток  $\frac{l_0}{S_0} > 5$  поэтому, активная глубина фильтрации будет равна:

$$T_a = 0,5 \cdot l_0; \quad (6.78)$$

$$T_a = 0,5 \cdot 62,5 = 31,25 \text{ м.}$$

Дополнительные потери напора на входе и выходе фильтрационного потока фильтрации будет равна:

$$\lambda_{\text{вх}} = \lambda_{\text{вых}} = 0,44 \cdot T_{\text{ср}}; \quad (6.79)$$

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_1 + T_2 + T_3 + T_4 + T_5}{5}; \quad (6.80)$$

$$T_{\text{cp}} = \frac{31,25 + 26,65 + 28,15 + 23,11 + 25,11}{5} = 26,85 \text{ м};$$

$$\lambda_{\text{вх}} = \lambda_{\text{вых}} = 0,44 \cdot 26,85 = 11,81 \text{ м}.$$

Откладываются последовательные длины элементов подземного контура и на каждом участке откладываются соответствующие потери напора.

## 6.6 Обоснование надежности и безопасности плотины

### 6.6.1 Определение основных нагрузок на плотину

#### 6.6.1.1 Вес сооружения, затворов и понура

Вес водосливной части плотины:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{Б}}}{b + \delta_{\text{Б}}}, \quad (6.81)$$

где  $S_{\text{пл}}$  – площадь поперечного сечения плотины (рассчитано в программе AutoCad);

$b$  – ширина пролета;

$\delta_{\text{Б}}$  – толщина быка;

$\rho_{\text{Б}}$  – плотность бетона.

Также определяем центр тяжести плотины.

$$G_{\text{пл}} = \frac{1092 \cdot 8 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{8 + 3} = 18698 \text{ кН/м};$$

Далее повторяем аналогичный расчет для быка:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{Б}} \cdot \rho_{\text{б}} \cdot g}{b + \delta_{\text{Б}}}; \quad (6.82)$$

$$G_{\text{б}} = \frac{1817 \cdot 3 \cdot 2,4 \cdot 9,81}{8 + 3} = 11667 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

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

$$Q_3 \approx 0,055 f \sqrt{f} g, \quad (6.83)$$

где  $f$  – площадь затвора.

$$f = (\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\Gamma\text{В} + 0,5) \cdot b; \quad (6.84)$$

$$f = (60 - 51 + 0,5) \cdot 8 = 76 \text{ м}^2.$$

$$Q_3 = 0,055 \cdot 73,69 \cdot \sqrt{76} \cdot 9,81 = 357,48 \text{ кН}.$$

Вес плоского затвора на 1 п.м. длины секции:

$$G_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_B}; \quad (6.85)$$

$$G_3 = \frac{357,48}{8 + 3} = 32,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Вес понура определяется по формуле:

$$G_{\text{ПОН}} = S_{\text{ПОН}} \cdot \rho_B \cdot g, \quad (6.86)$$

где  $S_{\text{ПОН}} = 32,8 \text{ м}^2$  – площадь поперечного разреза анкерного понура.

$$G_{\text{ПОН}} = 32,8 \cdot 2,4 \cdot 9,81 = 772,2 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

### 6.6.1.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:  
С верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w g h_1^2}{2}; \quad (6.87)$$

$$h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОДОШВЫ}, \quad (6.88)$$

$$h_1 = 59 - 8,86 = 50,14 \text{ м}.$$

$$T_B = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 50,14^2}{2} = 12331,26 \text{ кН/м}.$$

С нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w g h_2^2}{2}; \quad (6.89)$$

$$h_2 = \nabla\text{НБс. п.} - \nabla\text{ПОДОШВЫ}; \quad (6.90)$$

$$h_2 = 15,9 - 8,86 = 7,04 \text{ м}.$$

$$T_H = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 7,04^2}{2} = 243,1 \text{ кН/м.} \quad (6.91)$$

Гидростатическое давление воды с стороны нижнего бьефа:

$$W_H = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^H, \quad (6.92)$$

где  $S_{\text{ЭП}}^H = 3,39 \text{ м}^2$  – площадь поперечного сечения тела давления.

$$W_H = 1000 \cdot 9,81 \cdot 3,39 = 33,26 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Гидростатическое давление воды с стороны верхнего бьефа:

$$W_B = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^B, \quad (6.93)$$

где  $S_{\text{ЭП}}^B = 461 \text{ м}^2$  – площадь поперечного сечения тела давления.

$$W_B = 1000 \cdot 9,81 \cdot 461 = 4522 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Гидростатическое давление воды с стороны верхнего бьефа действующее на анкерный понур:

$$W_{B\Pi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^{B\Pi}, \quad (6.94)$$

где  $S_{\text{ЭП}}^{B\Pi} = 2348 \text{ м}^2$  – площадь поперечного сечения тела давления.

$$W_{B\Pi} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 2348 = 23032 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

### 6.6.1.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{ВЗВ}} = S_{\text{ЭП}}^{\text{ВЗВ}} \cdot \rho_w \cdot g, \quad (6.95)$$

где  $S_{\text{ЭП}}^{\text{ВЗВ}} = 398 \text{ м}^2$  – площадь эпюры взвешивающего давления для рассматриваемого расчетного случая.

$$W_{\text{ВЗВ}} = 398 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 3904,38 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$



Сила взвешивающего давления оказываемая на понур рассчитывается по формуле:

$$W_{\text{взв п}} = S_{\text{эп}}^{\text{взв п}} \cdot \rho_w \cdot g, \quad (6.96)$$

где  $S_{\text{эп}}^{\text{взв п}} = 136 \text{ м}^2$  – площадь эпюры взвешивающего давления для рассматриваемого расчетного случая.

$$W_{\text{взв}} = 136 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 1334,2 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

#### 6.6.1.4 Сила фильтрационного давления

Сила фильтрационного давления:

$$W_{\phi} = S_{\text{эп}}^{\phi} \cdot \rho_w \cdot g, \quad (6.97)$$

где  $S_{\text{эп}}^{\phi} = 335 \text{ м}^2$  – площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины.

$$W_{\phi} = 335 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 3286,35 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Сила фильтрационного давления оказываемая на понур:

$$W_{\phi \text{ п}} = S_{\text{эп}}^{\phi \text{ п}} \cdot \rho_w \cdot g, \quad (6.98)$$

где  $S_{\text{эп}}^{\phi \text{ п}} = 1159 \text{ м}^2$  – площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины.

$$W_{\phi \text{ п}} = 1159 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 11369 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

#### 6.6.1.5 Давление грунта

Для слоя грунта основания (суглинок) давление грунта:

$$P'_3 = \left( \gamma_{\text{н}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{н}} + \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{гр}} \right) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right); \quad (6.99)$$

$$P'_3 = (13 \cdot 4 + 8,39 \cdot 2) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{23}{2} \right) - 2 \cdot 30 \cdot tg \left( 45 - \frac{23}{2} \right) =$$

$$= -16,2 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

В точке на каждой границе слоя грунта толщиной  $h_{\text{гросн}}$  где действуют вес наносов, грунта и грунта основания активное давление:

$$P_4 = \left( \gamma_{\text{н}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{н}} + \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{гр}} + \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{гросн}} \right) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{посн}}}{2} \right) - 2 \cdot$$

$$\cdot c \cdot tg \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{посн}}}{2} \right), \quad (6.100)$$

где  $h_{\text{гр}}$  – толщина слоя грунта в основании,  $h_{\text{гр}} = 6,14$  м.

Таким образом:

$$P_4 = (13 \cdot 4 + 8,39 \cdot 2 + 8,39 \cdot 6,14) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{23}{2} \right) - 2 \cdot 35 \cdot$$

$$\cdot tg \left( 45 - \frac{23}{2} \right) = 6,36 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Равнодействующая активного давления грунта на погонный метр:

$$E_{\text{акт}} = \frac{P'_3 + P_4}{2} \cdot h_{\text{посн}}; \quad (6.101)$$

$$E_{\text{акт}} = \frac{-16,2 + 6,36}{2} \cdot 4,14 = -35,59 \text{ кН}.$$

Так как значение равнодействующей активного давления грунта отрицательно, то его не учитывают в дальнейших расчётах.

### 6.6.1.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном и особом сочетании нагрузок и воздействий может быть определена по формуле А.Л. Можевитинова.

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w g \cdot h_{1\%} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.102)$$

где  $\bar{\lambda}_d$  – средняя длина волны,  $\bar{\lambda}_d = 24,73$  м;

$h_{1\%}$  – высота волны 1% обеспеченности  $h_{1\%} = 2,34$  м;

$h_0$  – средняя высота волны, считается по формуле 6.103.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d}; \quad (6.103)$$

$$h_0 = \frac{\pi \cdot 2,34^2}{24,73} = 0,7 \text{ м.}$$

Таким образом:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \gamma_{\text{в}} \cdot h_{1\%} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right); \quad (6.104)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 9,81 \cdot 2,34 \cdot \left( \frac{24,73}{\pi} + \frac{0,7}{2} \right) = 40,94 \text{ кН.}$$

Плечо силы  $W_{\text{волн}}$  относительно уровня покоя верхнего бьефа:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%}; \quad (6.105)$$

$$y_c = \frac{24,73}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot 2,34 = 3,06 \text{ м.}$$

## 6.7 Оценка прочности плотины

Расчет прочности бетонной плотины производится по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчет производится без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчета определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

Исходя из практических соображений в расчете плотины сжимающие напряжения принимаются со знаком «-», а растягивающая со знаком «+».

Значение всех нагрузок представлены в таблице 6.7. Расчеты крайних напряжений представлены в таблице 6.8.

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 6.7 – Основные нагрузки на плотину

Обозначение силы	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай		
			Сила $\gamma_f$ , кН	Плечо, м	Момент кН·м
Тв	1	→	12331,27	16,67	205562,21
Тн	1	←	243,10	2,34	-568,85
Wв	1	↓	4522,41	15,38	-69554,67
Wн	1	↓	33,26	30	997,68
Gб	0,95	↓	13926,38	0,7	9748,47
Gпл	0,95	↓	17925,97	2,73	48937,91
Wвзв	1	↑	3904,38	6,12	-23894,81
Wф	1	↑	2305,35	11,32	26096,56
Енаносов	1,2	→	61,19	7,47	457,08
Wволн	1	→	94,34	46	4339,74
Gз	0,9	↓	29,25	7,63	-223,17
Wв п, кН	1	↓	23033,88	36,38	-837972,5544
Gпон, кН	0,95	↓	733,63104	43	-31546,13472
Wвзв п, кН	1	↑	1334,16	41,82	55794,5712
Wф п, кН	1	↑	11369,79	43,88	498906,3852
		$\Sigma$ Сил $\gamma_f$ , кН	41291,10	$\Sigma$ Мом., кН·м	112919,59

Таблица 6.8 – Краевые напряжения

Напряжение	$\sigma_y$	$\sigma_x$	$\tau_{xy}$	$\sigma_1$	$\sigma_3$
Напорная грань	-543,50	-491,87	0	-543,50	-491,87
Низовая грань	-1044,62	-393,85	562,90	-1369,41	-69,06

## 6.8 Критерии прочности плотины и ее основания

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, сооружение проверяется на прочность. Условия прочности:

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^t| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.106)$$

где  $\gamma_n = 1,2$  – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

$\gamma_{lc}$  – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного случая  $\gamma_{lc} = 1$ ;

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая  $\gamma_{cd} = 1$ ;

$R_b$  – расчетное сопротивление бетона сжатию.

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3|}{\gamma_c}; \quad (6.107)$$

$$R_b \geq \frac{1,2 \cdot 1 \cdot |-491,87|}{1} = 590,25 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Таким образом, предварительно принимается бетон класса В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$ .

$$590,25 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \leq 2800 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2};$$

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

$$\sigma_y^u < 0; \quad (6.108)$$

$$-267,16 \text{ кН/м}^2 < 0.$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_b \cdot H_d^u; \quad (6.109)$$

$$543,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 50,14 = 122,97 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

## 6.9 Обоснование устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n; \quad (6.110)$$

$$R = (G_{nl} + G_b + g_z + W_n + W_e - W_\phi - W_{e3e} + W_{en} + G_n - W_{e3en} - W_{\phi n}) \cdot \\ \cdot tg\varphi + E_{nac} \cdot \gamma_c' + c \cdot B_n, \quad (6.111)$$

где  $\varphi$  – тангенс угла внутреннего трения для грунта основания  $\varphi = 29^\circ$ ;

$c = 35 \text{ кН/м}^2$  – сцепление грунта основания;

$B_n = 52 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 погонный метр.

$$\begin{aligned}
 R &= (17763,31 + 11083,77 + 29,25 + 33,26 + 4522,41 - 3286,35 - \\
 &- 3904,38 + 23033 + 733 + 1334 + 11369) \cdot \operatorname{tg} 29^\circ + 0 \cdot 0,7 + 35 \cdot 52 = \\
 &= 24708 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.
 \end{aligned}$$

$$F = T_B - T_H + W_{\text{волн}} + E_{\text{наносов}}; \quad (6.112)$$

$$F = 12331,27 - 243,1 + 94,34 + 61,19 = 12243,7 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Тогда условие на сдвиг:

$$\frac{24708 \cdot 1}{12243,7 \cdot 1} \geq 1,2;$$

$$2,02 \geq 1,2.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости, плотина устойчива.

## **7 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Мирного гидроузла**

### **7.1 Общие сведения о районе строительства**

Мирный гидроузел расположен в Архангельской области на реке Онега в 3 км выше по течению от населённого пункта Ярнема.

Река Онега находится в Архангельской области, в северо–западной части России. Длина 416 км, площадь бассейна 56 900 км<sup>2</sup>. Река берёт начало из озера Лача и протекает по равнине, местами образуя широкие плёсы (до 450 м), местами сужаясь до 40 м (в узких местах наблюдаются пороги). От истока до устья река падает на 118 м – в основном на порожистых участках, в местах пересечения моренных гряд и выхода коренных пород. У деревень Пустынька и Ярнема Онега прорезает кряж Ветренный пояс. В 75 км от устья река разделяется на Большую Онегу (справа) и Малую Онегу, которые затем вновь сливаются. Возле города Онега впадает в Онежскую губу Белого моря.

В нижнем бьефе проектируемой ГЭС расположены множество деревень и город Онега с суммарной численностью населения около 20000 человек.

В районе предполагаемого строительства ГЭС климат умеренно континентальный, тайга с избыточным увлажнением.

### **7.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства**

При строительстве Мирного гидроузла выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь 5,5 млн. м<sup>3</sup>;
- 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 необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

- Подготовка ложа водохранилища: консервация кладбищ, вырубка лесов и т.д.;
- Минимизация воздействия на окружающую среду из–за строительства гидроузла;
- Выполнение защитных сооружений, включая берегоукрепление, возведение дамб для защиты земель и объектов от затопления;
- Выполнение в полном объеме комплекса природоохранных, защитных и компенсационных мероприятий;
- Предусмотреть места для размещения временных сооружений вы с учетом требований по охране окружающей среды.

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 (нет необходимости, так как ни один населённый пункт не попадает в зону затопления).

Мирная ГЭС будет оказывать влияние на окружающую среду в виде изменения следующих показателей:

1. Повышение влажности;
2. Изменения ветрового режима в прибрежной зоне;
3. Изменение температурного и ледяного режимов водостока;

Вышеперечисленное приводит к изменению природных условий в районе гидроузла, что сказывается на хозяйственной деятельности населения и жизни животных.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов.
2. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды реки Онега.
3. Изменения экосистемы района строительства. Речной тип экосистемы изменится на озерный.
4. Изменение процессов переноса и седиментации наносов.
5. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоёма в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озёрный.

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;
- очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин для обеспечения защиты конструкция от загрязнения грунтовыми водами.

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.



При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты.

### **7.3 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:

- Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

- Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

- Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне–летний сезон до начала заполнения водохранилища.

- Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

### **7.4 Основные мероприятия по охране**

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.

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.

## 7.5 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:

7.5.1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме. Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5 (ред. от 16.08.2016):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho \text{ (т)}, \quad (7.1)$$

где  $N$  – объем бетонных работ, ( $\text{м}^3$ ),  $N = 120000 \text{ м}^3$ ;

$q$  – удельный норматив образования, (%),  $q = 1,8 \%$ ;

$\rho$  – плотность бетона, ( $\text{т}/\text{м}^3$ ),  $\rho = 2,8 \text{ т}/\text{м}^3$ .

$$M = \frac{120000 \cdot 1,8}{100} \cdot 2,8 = 6048 \text{ т.}$$

7.5.2 Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные. Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5 (ред. от 16.08.2016)).

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, 1988, таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho \text{ (т)}, \quad (7.2)$$

где  $N$  – количество арматуры, (т),  $N = 120$  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>.

$$M = \frac{120 \cdot 1,0}{100} \cdot 2,0 = 2,4 \text{ т.}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 6048 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 2,4 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон.

## **7.6 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации**

В период эксплуатации Мирного гидроузла 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:

- Регулирование водным режимом водотока;
- Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
- Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
- При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

Согласно СП от 2.2.1/2.1.11200–03 «Санитарно–защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно–защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110–02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Онега от сбросов Мирной ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения населённых пунктов, расположенных ниже по течению, регулируется 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 водоохранных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно–эпидемиологического надзора.

## **7.7 Мероприятия по охране атмосферного воздуха**

Для снижения загрязнения атмосферного воздуха в период строительства предусматриваются следующие организационно–технические и технологические мероприятия:

- укрытие сыпучих грузов во избежание сдувания и потерь при транспортировке;

- использование только исправного автотранспорта и строительной технике с допустимыми показателями содержания загрязняющих веществ в отработанных газах;

- использование современного оборудования с улучшенными показателями эмиссии загрязняющих веществ в атмосферу;

- обеспечение надлежащего технического обслуживания и использования строительной техники и автотранспорта;

- запрет на сверхнормативную работу двигателей автомобилей и строительной техники в режиме холостого хода в пределах стоянки на строительных площадках и объектах,

- использование технологических фильтров, пылеулавливающих устройств и гидрообеспылевания на оборудовании обогатительного и бетонного хозяйства.

## 7.8 Водоохранная зона

В соответствии с [31] и во исполнение требований [11] вокруг водохранилища должна быть установлена Водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

В соответствии с [31] в водоохраной зоне запрещается:

- строительство новых и расширение действующих предприятий и объектов, прямо или косвенно влияющих на санитарно–техническое состояние водохранилища и прилегающих к нему земель;

- размещение животноводческих ферм, птицефабрик, использование в качестве удобрений, не обезвреженных навозосодержащих сточных вод;

- размещение складов для хранения горюче–смазочных материалов, удобрений и ядохимикатов;

- размещение мест захоронения бытовых и промышленных отходов, скотомогильников, а также других объектов, отрицательно влияющих на качество вод;

- применение авиаопыления лесных угодий ядохимикатами, на которые не установлены предельно–допустимые концентрации (ПДК);

- разрушение грунтового растительного покрова пределах береговых уступов и пляжей водохранилища, склонов рек, оврагов, уступов и крутых участков склонов террас и других форм рельефа;

- В пределах прибрежной защитной полосы дополнительно к ограничениям, установленным в водоохраной зоне запрещается:

- распашка земель;

- складирование отвалов размываемых грунтов;

- движение автомобилей и тракторов, кроме автомобилей специального назначения.

## **8 Пожарная безопасность. Охрана труда. Безопасность ГТС**

### **8.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

Мирная ГЭС, согласно проекту, относится к второму классу по количеству людей проживающих в зоне возможного затопления. В связи с этим одной из важнейших задач эксплуатационной службы является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений.

Для контроля состояния Мирной ГЭС сооружения должны быть оснащены контрольно–измерительной аппаратурой для отслеживания напряженно–деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля. Также в состав эксплуатационного персонала должно быть введено специальное подразделение (служба мониторинга), задачей которого является измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей.

Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется в соответствии с федеральным законом от 21.07.1997 N 117–ФЗ (ред. От 08.12.2020) «О безопасности гидротехнических сооружений» обеспечение безопасности гидротехнических сооружений осуществляется на основании следующих общих требований:

- обеспечение допустимого уровня риска аварий гидротехнических сооружений;
- представление деклараций безопасности гидротехнических сооружений;
- осуществление федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений;
- непрерывность эксплуатации гидротехнических сооружений;
- осуществление мер по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений, в том числе установление критериев их безопасности, оснащение гидротехнических сооружений техническими средствами в целях постоянного контроля за их состоянием, обеспечение необходимой квалификации работников, обслуживающих гидротехническое сооружение;
- ответственность за действия (бездействие), которые повлекли за собой снижение безопасности гидротехнических сооружений ниже допустимого уровня.

На основании вышеперечисленного и Акта обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой обосновывается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по их предотвращению и ликвидации явлений, препятствующих безопасной эксплуатации.

Ответственность за обеспечение безопасности несёт собственник гидроэлектростанции.

## **8.2 Опасные производственные факторы, действующие на предприятии**

К опасным производственным факторам относятся:

- Наличие движущихся частей приводов и механизмов;
- Наличие токоведущих частей машин и оборудования, находящихся под напряжением;
- Наличие больших объёмов масла в маслохозяйстве и оборудовании;
- Наличие оборудования, при нормальной работе которого используется элегаз SF<sub>6</sub> ;
- Повышенный шум и вибрация;
- Низкие температуры воздуха в зимний период.

Работникам ГЭС должны выдаваться в полном объёме средства защиты и спецодежда. Работники станции в обязательном порядке должны использовать её в рабочей деятельности.

При ремонтных работах устанавливаются защитные ограждения, а также вывешиваются соответствующие плакаты.

Все движущиеся части и оборудование, имеющие открытые токоведущие части, ограждаются стационарными ограждениями.

## **8.3 Охрана труда Мирной ГЭС. Общие положения**

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемой ГЭС следует считать обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса; сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве, а также предупреждение возможности их возникновения.

Контроль за выполнением требований нормативов по охране труда осуществляется руководителями гидроэлектростанции и подразделениями на всех ступенях управления. Исполнение правил обязательно для всех работников, связанных с эксплуатацией сооружений и оборудования проектируемой ГЭС, а также для работодателей, в ведении которых находятся названные работники.

Для выполнения и обеспечения правил охраны труда должны выполняться следующие требования:

- проектирование, строительство, реконструкция и ремонт гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования ГЭС, территория и акватория в зоне ответственности ГЭС, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать нормам законодательства, требованиям технических регламентов, стандартов;

- при случае возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к использованию предварительно разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС;

- должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных (аварийно–спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала;

- должны быть разработаны и вывешены на видных местах схемы и пути эвакуации работников из зон возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения;

- подразделения ГЭС, соответствующие безопасные помещения должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, системами автономных устройств жизнеобеспечения, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Персонал, в свою очередь должен быть извещен и знать об объеме укомплектования рабочих зон и безопасных помещений указанными средствами;

- инструктажи во всех подразделениях на Мирной ГЭС должны производить только высококвалифицированные работники;

- должны обеспечивать контроль и систематические проверки: соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте или в резерве оборудования и сооружений ГЭС требованиям безопасности, знаний работниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их использования на практике; знаний работниками СИЗ, средств коллективной защиты и систем автономных установок жизнеобеспечения, навыков их применения по назначению;

- организация соблюдения работниками гигиены труда на рабочих местах и в производственных помещениях;

- на каждом рабочем месте должны быть производственные и должностные инструкции и инструкции по охране труда в объеме, обязательном для данной должности или профессии; персонал, принимаемый на работу по обслуживанию гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным медицинским ведомством России;

- персонал ГЭС и привлекаемый для работ на территории ГЭС организаций обязан знать требования охраны труда, руководствоваться и соблюдать его требования;

- персонал, использующий в своей работе станочное оборудование, инструменты и приспособления, а также выполняющий сварочные и другие огневые работы, обязан знать и исполнять требования правил безопасности при работе с инструментом и приспособлениями;

- персонал, допускаемый к работе в помещениях, где используются горючие, токсичные и взрывоопасные материалы, должен знать свойства этих материалов и меры безопасности при обращении с ними; весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спец. обувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ согласно ГОСТ 12.4.011 и обязан пользоваться ими во время работы;



- весь производственный персонал должен владеть приемами освобождения от воздействия электрического тока, попавшего под напряжение человека и оказания ему первой помощи, а также оказания такой помощи пострадавшим при других несчастных случаях;

- не допускается нахождение на территории и в производственных помещениях организации ГЭС лиц, не имеющих отношения к обслуживанию расположенного в них оборудования, без сопровождающих; шахты, колодцы и шурфы должны быть закрыты прочными и плотными щитами или иметь ограждения. Траншеи и котлованы в месте прохода людей должны быть ограждены;

- защитные ограждения следует окрашивать в желтый цвет в соответствии с ГОСТ 12.4.026. Ограждения необходимо оснащать предупреждающими надписями, знаками безопасности, а также сигнальным освещением, обеспечивающим в темное время суток хорошую видимость места ограждения со всех сторон возможного проезда автотранспорта и прохода пешеходов;

- в производственных помещениях должны быть установлены закрывающиеся металлические ящики с отделениями для чистого и грязного обтирочного материала. В качестве обтирочного материала может применяться хлопчатобумажная или льняная ветошь. Использованный промасленный обтирочный материал из ящиков ежедневно следует отправлять на утилизацию;

- курение на территории и в производственных помещениях разрешается только в специально оборудованных местах, не опасных в пожарном отношении, при соблюдении необходимых мер пожарной безопасности. У этих мест должны быть вывешены указательные знаки безопасности;

- в каждом подразделении ГЭС должны быть определены места расположения средств для оказания первой медицинской помощи (аптечки, носилки, шины, приспособления для реанимации);

- в производственных помещениях должны быть вывешены на видных местах плакаты, наглядно иллюстрирующие безопасные методы работы и приемы оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях;

- до начала работы руководителем структурного подразделения должно быть проверено выполнение всех требований безопасности, относящихся к предстоящей работе. При несоблюдении этого положения и необеспечении персонала необходимыми средствами индивидуальной защиты не разрешается приступать к работе;

- не разрешается ведение работ на неостановленных механизмах и оборудовании;

- не допускается эксплуатация неисправного оборудования;

- движущиеся части производственного оборудования, к которым возможен доступ работающих, должны иметь защитное ограждение, надежное и прочно закрепленное, не ограничивающее технологических возможностей оборудования;

- работник обязан знать, выполнять нести персональную ответственность за нарушение требований законодательных и иных нормативных актов по охране труда;

- капитальные и средние ремонты оборудования, а также работы, связанные с его монтажом или демонтажом, должны выполняться по ППР или технологической документации (технологическим картам и инструкциям), содержащим конкретные требования безопасности при подготовке к работе и в процессе ее выполнения;

- работы на гидроэнергетическом, электротехническом, гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях ГЭС должны проводиться по нарядам–допускам и (или) распоряжениям;

- учет и регистрацию работ по нарядам и распоряжениям ведет дежурный персонал в "Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям". При отсутствии дежурного персонала учет и регистрацию работ ведет работник, выдающий наряд (отдающий распоряжение).

Организация кабинета по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно–методическим центром по работе с персоналом.

#### **8.4 Требования охраны и безопасности труда по оказанию первой помощи**

Во исполнение требований каждый работник Мирной ГЭС должен быть обучен приемам оказания первой помощи при несчастных случаях на производстве и овладеть навыками их применения.

Руководителем Мирной ГЭС должны быть обеспечены необходимые материальная база и условия для указанного обучения, а также проверки соответствующих знаний работников ГЭС и ежегодного подтверждения ими необходимого уровня овладения практическими навыками оказания первой помощи в смоделированных ситуациях, близких к реальным.

Каждому пострадавшему при несчастном случае на месте происшествия силами ближайших к этому месту работников Мирной ГЭС незамедлительно должна быть оказана первая помощь еще до прибытия медицинских специалистов и доставки его в медсанчасть или ближайшее другое медицинское учреждение.

#### **8.5 Содержание территории**

Территория станции должна постоянно содержаться в чистоте, очищаться от сгораемых отходов.

Запрещается загромождать материалами и оборудованием проходы, проезды и дороги.

Вся территория должна иметь капитальное ограждение и оборудованные контрольно–пропускные пункты, а также наружное освещение в соответствии с действующими нормами.

Все подъездные дороги должны содержаться в исправном состоянии. Подъезды к пожарным гидрантам должны быть постоянно свободными, а в зимнее время очищаться от снега и наледи.

На территории должны быть установлены соответствующие дорожные знаки и поясняющие надписи, не допускающие остановки автотранспорта, других механизмов и оборудования в местах сужения проездных дорог и в местах расстановки пожарной техники по оперативному плану пожаротушения.

Запрещается на территории без согласования с пожарной охраной сооружение временных сгораемых зданий и сооружений.

На территории следует регулярно скашивать и вывозить траву. Запрещается хранение высушенной травы на территории предприятия и на прилегающей площадке на расстоянии ближе 100 м.

Сжигание мусора и отходов на территории предприятия необходимо производить в специальных устройствах (печах), запрещается разведение костров для этой цели.

## **8.6 Противопожарная безопасность. Общие положения**

### **8.6.1 Противопожарная безопасность. Общие положения**

Требования к пожарной безопасности для энергетических предприятий изложены в правилах пожарной безопасности, утверждены РАО «ЕЭС России». В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции.

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;
- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС;
- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- на каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;

- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;

- организовать пожарно–техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;

- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;

- специальная подготовка; проведение противопожарных тренировок;

- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;

- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

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, а также, обучение пожарной безопасности для персонала и руководителей.

Территория Мирной ГЭС находится в зоне с отдаленным расположением пожарных частей, поэтому предусматривается пожарная часть в непосредственной близости от станции, которая будет обслуживать как гидроузел, так и близлежащие населенные пункты.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль над противопожарным состоянием объекта.

### **8.6.2 Объекты водяного пожаротушения**

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, а также, обучение пожарной безопасности для персонала и руководителей.

Территория Мирная ГЭС находится в зоне с отдаленным расположением пожарных частей, поэтому предусматривается пожарная часть в непосредственной близости от станции.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль над противопожарным состоянием объекта.

Объектами автоматического водяного пожаротушения Мирной ГЭС являются:

- Гидрогенераторы;
- Кабельные помещения;
- Станционное маслохозяйство;
- Подпультные помещения.

На генераторах ГЭС устанавливаются электрические защиты, сигнализирующие о наличии возгорания. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых вылетов обмоток статора размещают кольцевые трубопроводы с дренчерными оросителями. Включение системы пожаротушения – автоматическое, с действием от защит внутренних повреждений обмоток статора.

### **8.6.3 Подготовка рабочего персонала по пожарной безопасности**

Каждое помещение (кабинеты РУСН, КРУЭ и т.п.) на Мирной ГЭС должно быть оснащено инструкцией по пожарной безопасности, актуальной для каждого конкретного помещения. В данной инструкции должны отражаться: правила ПБ, номера НСС, дежурной пожарной части. Также все помещения оснащаются средствами первичного пожаротушения в необходимом для этого объеме. За каждым помещением должно быть закреплено лицо, ответственное за противопожарную безопасность. Курение на территории станции разрешается только в специально отведенных для этого местах.

Разработаны Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий, в которых изложены основные организационные и технические требования по пожарной безопасности.

Подготовка инженерно – технических работников (ИТР), рабочих и служащих Мирной ГЭС по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- Вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- Проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи (первичный, периодический, внеплановый и целевой), в тематику которых включаются вопросы пожарной безопасности;
- Специальная подготовка персонала;
- Занятия по пожарно–техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- Проведение противопожарных тренировок с участием пожарных;
- Повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;
- Изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются «Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства».

Все лица, поступающие работать на Мирную ГЭС, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

#### **8.6.4 Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках**

1. На дверях помещения аккумуляторной батареи должны быть надписи: “Аккумуляторная”, “Огнеопасно”, “Курение запрещено” или вывешены соответствующие знаки. На дверях должны быть установлены предупреждающие плакаты “Осторожно электрическое напряжение” в соответствии с требованиями СТО 34.01.–30.1–001–2016.

2. При замене или ремонте нагревательных устройств, светильников, электродвигателей вентиляции и электропроводки основных и вспомогательных помещениях аккумуляторных батарей должны учитываться требования их монтажа, установки и эксплуатации во взрывоопасных зонах в соответствии с ПУЭ.

3. В помещениях аккумуляторных батарей должно регулярно проверяться состояние приточно–вытяжной вентиляции, которая блокируется с зарядным устройством и обеспечивает номинальный режим работы.

4. Полы и стеллажи для установки стационарных аккумуляторов должны быть выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ и технических условий.

5. При реконструкции аккумуляторной батареи помещение может отапливаться калориферным устройством, располагаемым вне этого помещения, с применением устройств против заноса искр через вентиляционные каналы.

Трубопроводы парового или водяного отопления аккумуляторных помещений должны соединяться на сварке. Запрещаются фланцевые соединения и установка вентиляей.

6. Ремонт и хранение кислотных и щелочных аккумуляторов должны осуществляться в разных помещениях.

7. В аккумуляторном помещении забор воздушно–газовой среды при вентиляции должен производиться как из верхней, так и из нижней его части. Если потолок имеет выступающие конструкции или наклон, должна быть предусмотрена вытяжка воздуха соответственно из каждого отсека или из самой верхней части потолка.

8. При естественном освещении помещения аккумуляторных батарей стекла окон должны быть матовыми или покрываться белой клеевой краской, стойкой к агрессивной среде.

9. Работы с использованием паяльных ламп в помещениях аккумуляторных батарей должны проводиться после прекращения зарядки батареи при условии тщательного проветривания и анализа воздушной среды.

10. Запрещается непосредственно в помещениях аккумуляторных батарей курить, хранить кислоты и щелочи в количествах, превышающих односменную потребность, оставлять спецодежду, посторонние предметы и стораемые материалы.

## 9 Техничко – экономические показатели

### 9.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение различных этапов, которые охватывают большой спектр разнообразных работ, начиная созданием котлована и заканчивая установкой оборудования. Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2024	2025	2026	2027	2028
Установленная мощность	МВт	99,60	200,00	200,00	200,00	200,00
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии за год	МВт·ч	59760	119520	119520	119520	119520
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	1195	2390	2390	2390	2390
Объём реализации электроэнергии за год	МВт·ч	58565	117130	117130	117130	117130
Тариф на электроэнергию	руб/МВт·ч	2506	5012	5012	5012	5012
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб	73,382	146,763	146,763	146,763	146,763
НДС к выручке	млн.руб	11,194	22,388	22,388	22,388	22,388

Анализируя полученные результаты, представленных в таблице 9.1, можно прийти к выводу, что при установившемся объеме реализации электроэнергии, выручка продолжает расти. Следовательно, проект строительство Мирной ГЭС с каждым годом все быстрее окупается чем и подтверждает свою необходимость.



## 9.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании [34]. Текущие расходы посчитаны с учётом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унифицирования исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозов на среднесрочный и долгосрочный этап жизни проекта компании ОАО «РусГидро», а также всем дочерним организациям и зависимыми организациями ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, условий и допущений, необходимых для подготовки расчётов в рамках формирования прогнозных документов.

Текущие расходы влияют на себестоимость продукции, так как характеризуют величину затрат на единицу продукции.

В данном случае текущие расходы включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определены по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере 0,08%.

Эксплуатационные расходы, представленные в таблице 9.2, ГЭС определяют на 1 МВт установленной мощности.

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	50,836
Прочие	274,0	54,581
Итого по ГЭС		105,417

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт представлены в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта, год	Величина, %
От 1 до 5	0,06
От 6 до 20	0,09
Свыше 21	0,14

Учитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии с едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро». Данные представлены в таблице 9.4

Таблица 9.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО-ЕЭС»	135,38	15,731
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097	11,776
ЦРФ (центр финансовых расчетов)	0,000318	3,544
Итого		14,051

Текущие затраты по гидроузлу представлены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Амортизационные отчисления, млн.руб	40,971	57,177	57,177	57,177	57,177
Расходы на страхование, млн.руб	37,885	46,269	40,780	35,291	29,802
Эксплуатационные затраты, млн.руб	61,493	105,417	105,417	105,417	105,417
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб	2,368	2,892	2,549	3,309	2,794
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб	14,421	24,721	24,721	24,721	24,721
Налог на воду, млн.руб	2,011	2,074	2,074	2,074	2,074
Итого, млн.руб	159,149	238,549	232,717	227,988	221,984

Расходы по ходу реализации проекта увеличиваются за счет страхования, амортизационных отчислений и расходов на ремонт производственных фондов, поскольку стоимость имущества увеличивается (закупается и монтируется новое оборудование, подключается обслуживающий персонал).

Текущие затраты за рассматриваемый период представлены на рисунке 9.1.

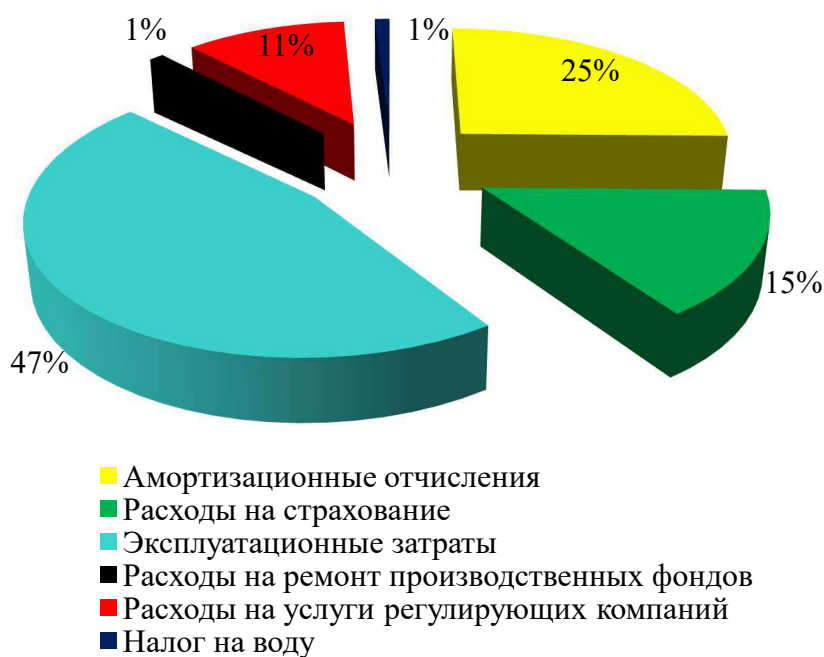


Рисунок 9.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу

### 9.3 Налоговые расходы

Налогообложение является важным средством наполнения бюджета области и страны и осуществляется в соответствии с Налоговым Кодексом Российской Федерации [49].

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот представлены в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Налог на прибыль, млн.руб	95,010	219,639	241,779	253,392	264,706
НДС, млн.руб	170,544	220,544	238,544	238,544	401,865
Взносы в социальные фонды, млн.руб	74,595	111,591	97,124	84,545	71,966
Налог на имущество, млн.руб	2,011	2,074	2,074	2,074	2,074
Итого, млн.руб	181,725	343,293	350,965	588,543	750,600

Налоги, отчисляемые государству, увеличиваются с ходом развития проекта строительства Мирной ГЭС.

### 9.4 Оценка прибыли

Прибыль, является конечным результатом от реализации электроэнергии генерирующей компании. В конечном итоге она представляет собой разницу между ценой продукции и себестоимостью. Значения прибыли представлены в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Выручка (нетто), млрд.руб	1,065	1,875	1,922	1,967	2,011
Текущие расходы, млрд.руб	1,956	3,201	3,195	3,190	3,184
ЕВИТ (прибыль от налогообложения), млрд.руб	1,067	1,877	1,924	1,969	2,013
Скорректированный налог на прибыль, млрд.руб	0,530	1,157	1,216	1,274	1,330
НОРАТ (чистая прибыль), млрд.руб	0,100	0,231	0,243	0,255	0,266
Ставка налога на прибыль, %	20,00				

График чистой прибыли с начала строительства представлен на рисунке 9.2. После ввода в эксплуатацию первого гидроагрегата (2024 год) наблюдается рост чистой прибыли, проект начинает себя окупать. Дальнейший ввод в эксплуатацию гидроагрегатов лишь увеличивает прибыль.

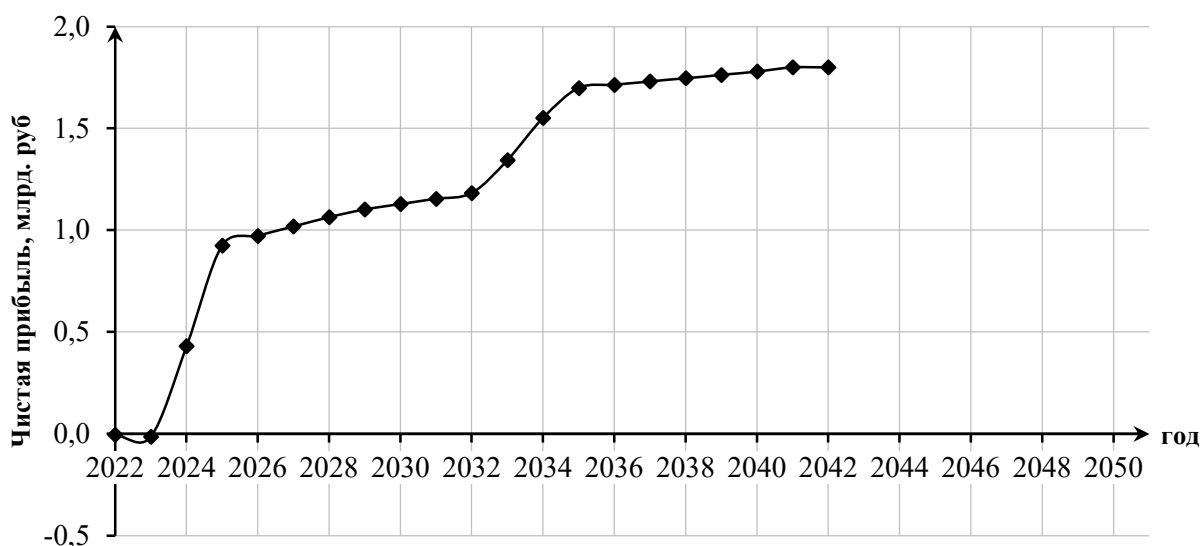


Рисунок 9.2 – Чистая прибыль, млрд. руб.

Отток денежных средств в первые годы реализации проекта связан с подготовительными работами. Далее, после последовательного ввода в эксплуатацию гидроагрегатов, увеличивается объём продаж электроэнергии, что в свою очередь приводит к росту чистой прибыли. Дальнейший рост, связан с тарифом на электроэнергию и мощностью согласно сценарным условиям РусГидро [17].

### 9.5 Анализ денежных потоков

График Cash–Flow с указанием укрупненных этапов строительства станции представлен на рисунке 9.3.

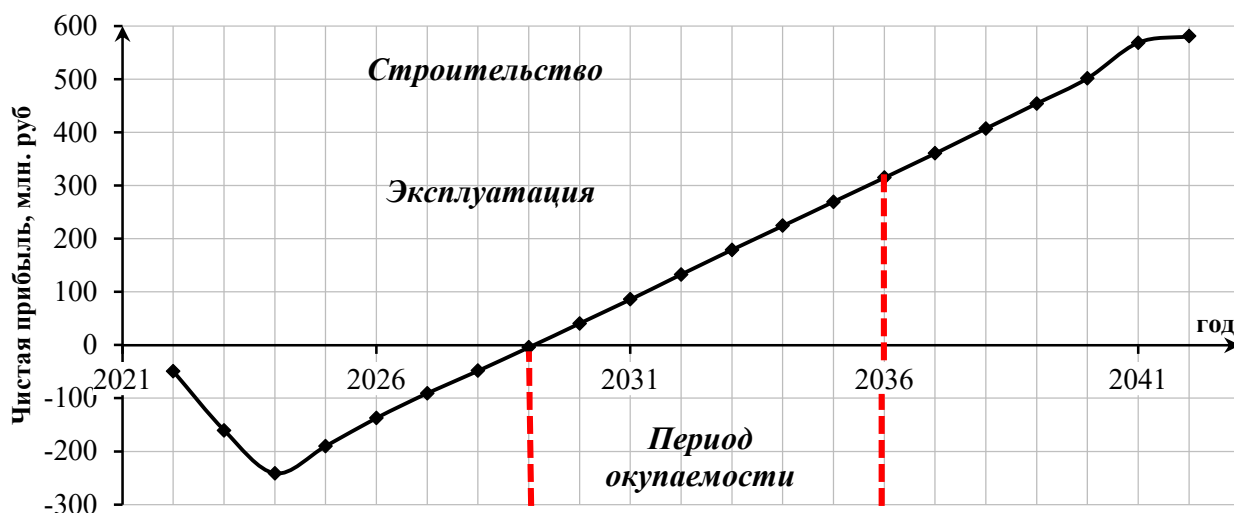


Рисунок 9.3 – График Cash–Flow

Первая часть графика в начальный период проекта находится в отрицательной стороне. Причина этому – высокие капиталовложения. Из графика видно, что период окупаемости, приблизительно, 7 лет.

## 9.6 Оценка инвестиционного проекта

Главная цель инвестиционного проекта заключается в целесообразности реализации проекта с точки зрения заказчика. (Выдержка из Приложения к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017–2042 гг.») [17].

### 9.6.1 Методология, исходные данные

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

1. Чистый, дисконтированный доход (NPV);
2. Индекс прибыльности (PI);
3. Срок окупаемости (PP).

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии со следующими нормативными документами [17,19]:

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

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования Мирной ГЭС составляет 20 лет, что соответствует сроку службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся в 1 кв. 2021 года.
- 3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации существующих правил и законов.

## 9.7 Коммерческая эффективность

Коммерческая эффективность отражена в показателях, представленных в таблице 9.8.

Таблица 9.8 – Показатели эффективности реализации проекта Мирной ГЭС на реке Онега

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,60
Дисконтированный период окупаемости – DPB, мес	84
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб	1771,83
Индекс прибыльности – PI, руб	1,31
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	15,93
Себестоимость эл. энергии, руб/кВт·ч	0,13
Удельные капиталовложения, руб/кВт	77006,30

Индекс прибыльности PI больше нуля, себестоимость электроэнергии приемлемая. Следовательно, проект можно рассматривать, как экономически целесообразный.

## 9.8 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности, отражают влияние результатов проекта на доходы федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов разных уровней формируется за счёт налоговых отчислений, которые представлены в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Год	2024	2025	2026	2027	2028
В федеральный бюджет, млн.руб	169,604	331,230	338,903	576,481	738,537
В региональный бюджет, млн.руб	2,011	2,074	2,074	2,074	2,074
Налоговые поступления, млн.руб	171,616	333,304	340,977	578,554	740,611

Рост налоговых отчислений обоснован вводом новых мощностей и увеличением продажи электроэнергии и мощности.

## 9.9 Анализ чувствительности

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

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

- 1) Объем инвестиций, представлен на рисунке 9.4;
- 2) Цена сбыта, представлен на рисунке 9.5;
- 3) Ставка дисконтирования, представлена на рисунке 9.6.

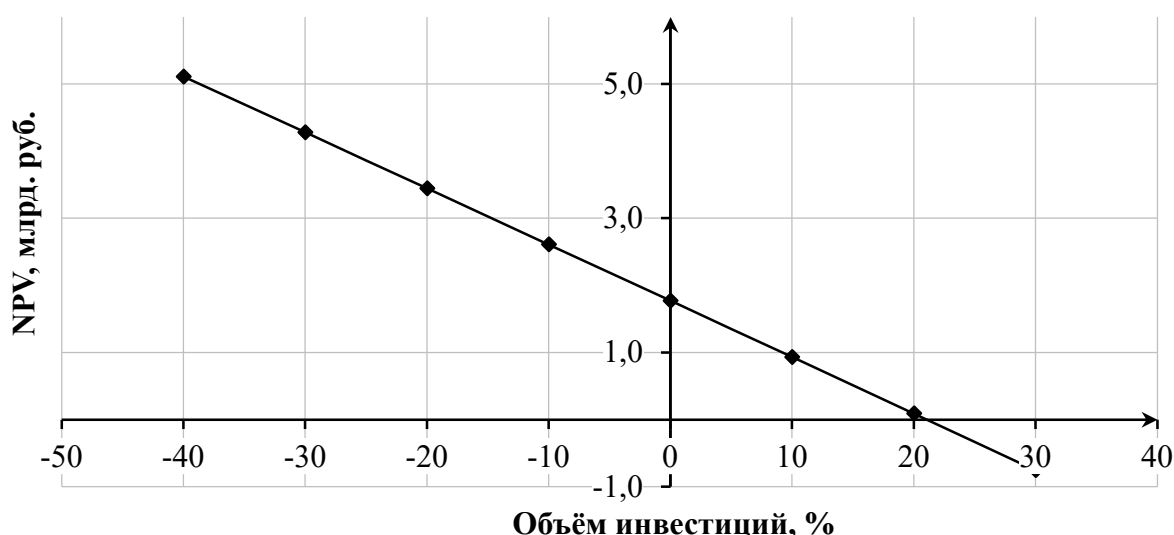


Рисунок 9.4 – Изменение NPV в зависимости от изменения объема инвестиций

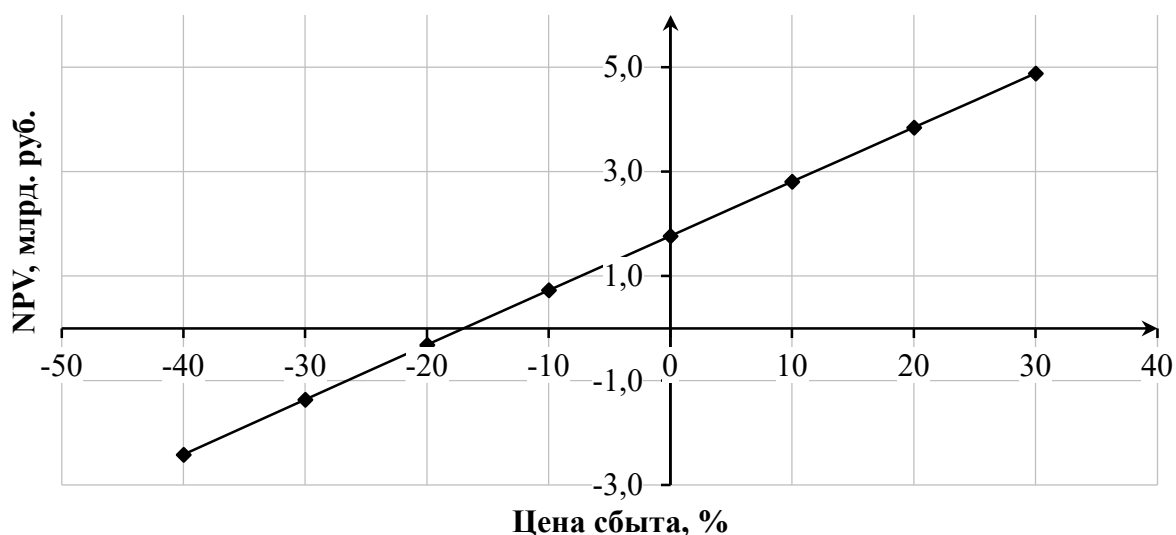


Рисунок 9.5 – Сумма NPV в зависимости от изменения цены сбыта

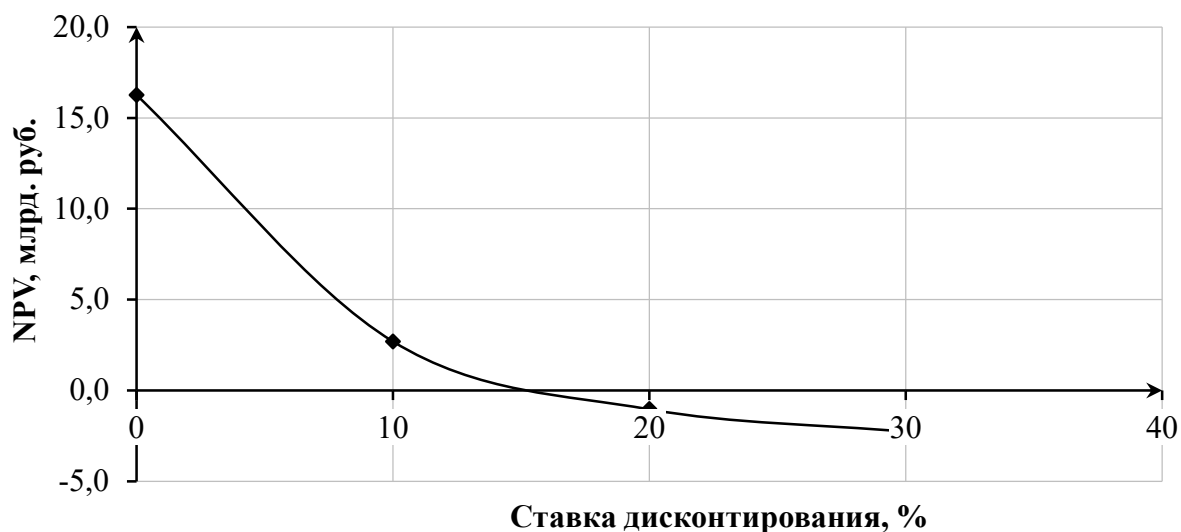


Рисунок 9.6 – Сумма NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Анализируя приведенные графики, можно вывести следующие закономерности:

- Увеличение объема инвестиций приводит к уменьшению доходности проекта.
- Увеличение цены сбыта приводит к увеличению доходности проекта.
- Увеличение ставки дисконтирования приводит к уменьшению доходности проекта.
- Наибольшее влияние на NPV оказывает ставка дисконтирования и цена сбыта продукции.

## 10 Системы смазки и охлаждения узлов ГА, основные узлы и конструктивные исполнения

### 10.1 Назначение и краткая характеристика

#### 10.1.1 Турбинный подшипник

Турбинный подшипник с водяной смазкой совместно с генераторным направляющим подшипником воспринимают радиальные нагрузки от механического, гидравлического и электрического дисбалансов ротора. Турбинные подшипники эксплуатируются в сложных условиях. Нагрузка на турбинный подшипник может резко измениться как по величине, так и по направлению, особенно в переходных режимах.

На Зейской ГЭС используется кольцевой подшипник на водяной смазке, литой чугунный корпус которого состоит из четырёх частей и крепится своим фланцем к специальному фланцу в опоре ПП. Внутри корпуса смонтированы восемь обрешиненных сегментов, представляющих из себя части стального цилиндра, к внутренней поверхности которого методом вулканизации прикреплена резина. Обрешиненная поверхность вкладыша имеет канавки, по которым во время работы турбины поступает вода из ванны ТП, охлаждающая и смазывающая ТП. Вода, прошедшая через подшипник, отводится в ОТ. Технические характеристики представлены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Технические характеристики турбинного подшипника Зейской ГЭС

Параметр	Значение
Смазочная жидкость	вода
Характер циркуляции	проточный
Количество сегментов	– 8 шт
Расход воды на смазку: – нормальный – минимальный	10 – 20 л/с 9 л/с
Поверхности трения	нержавеющая сталь по резине
Диаметральный (двойной зазор) между валом и обрешиненным вкладышем, определённый на «КАЧ»	0,2±0,25 мм
Бой вала у шейки ТП	до 0,6 мм



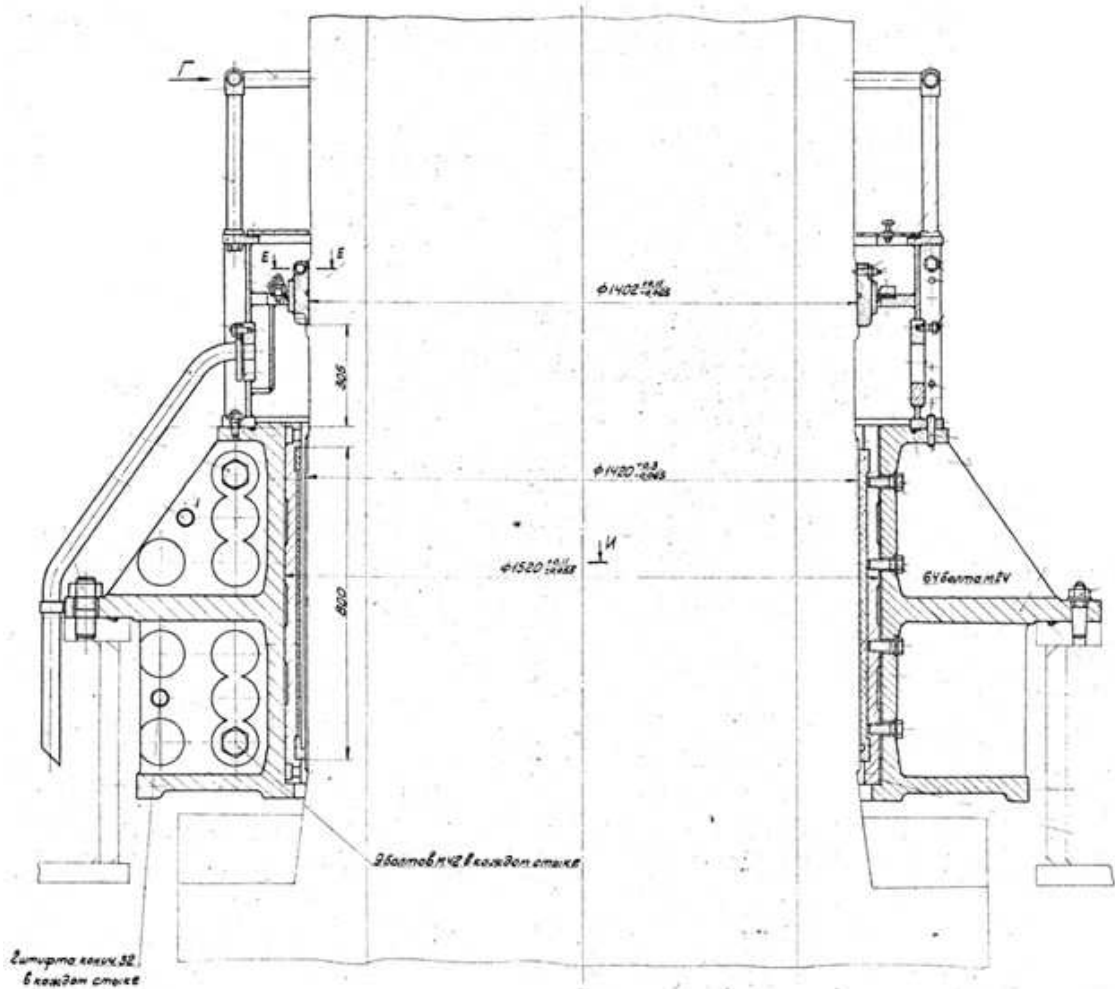


Рисунок 10.1 – Турбинный подшипник Зейской ГЭС

На работающем ГА постоянно контролируется величина биения вала у ТП с помощью стационарной системы.

Ванна ТП герметизируется воротниковым уплотнением из резины.

Основное питание водой осуществляется непосредственно из СК через дроссельное устройство и фильтры, резерв – от ТВС ГА.

Основное требование, которому должна удовлетворять система подвода смазки – бесперебойная подача воды, так как при её отсутствии резиновый подшипник из-за своей низкой теплопроводности сразу же подгорает и выходит из строя. Поэтому в системе подвода смазки наряду с основным питанием обязательно должно быть предусмотрено резервное. Контроль расхода воды через направляющий подшипник турбины осуществляется расходомерами, установленными на подводящих трубопроводах. Максимальное давление в ванне ТП – 3 кгс/см<sup>2</sup>, минимальное допустимое давление – 0,4 кгс/см<sup>2</sup>. При расходе воды на смазку менее 9,0 л/сек проходит сигнал «снижение расхода». При расходе воды на смазку менее 6,0 л/сек ГА автоматически останавливается. Для герметизации от подпора со стороны НБ или разрыве уплотнения ТП, предусмотрено ремонтное уплотнение, которое вводится в работу подачей сжатого воздуха  $p = 8$  кгс/см<sup>2</sup>.

Подвод воды к подшипнику осуществляется от водозабора из спиральной камеры и от системы технического водоснабжения ТВС. Оба водозабора постоянно работают, резервируя друг друга. Давление в ванне подшипника контролируется манометром 1, а расход воды электромагнитным расходомером 2, представленным на рисунке 10.2.

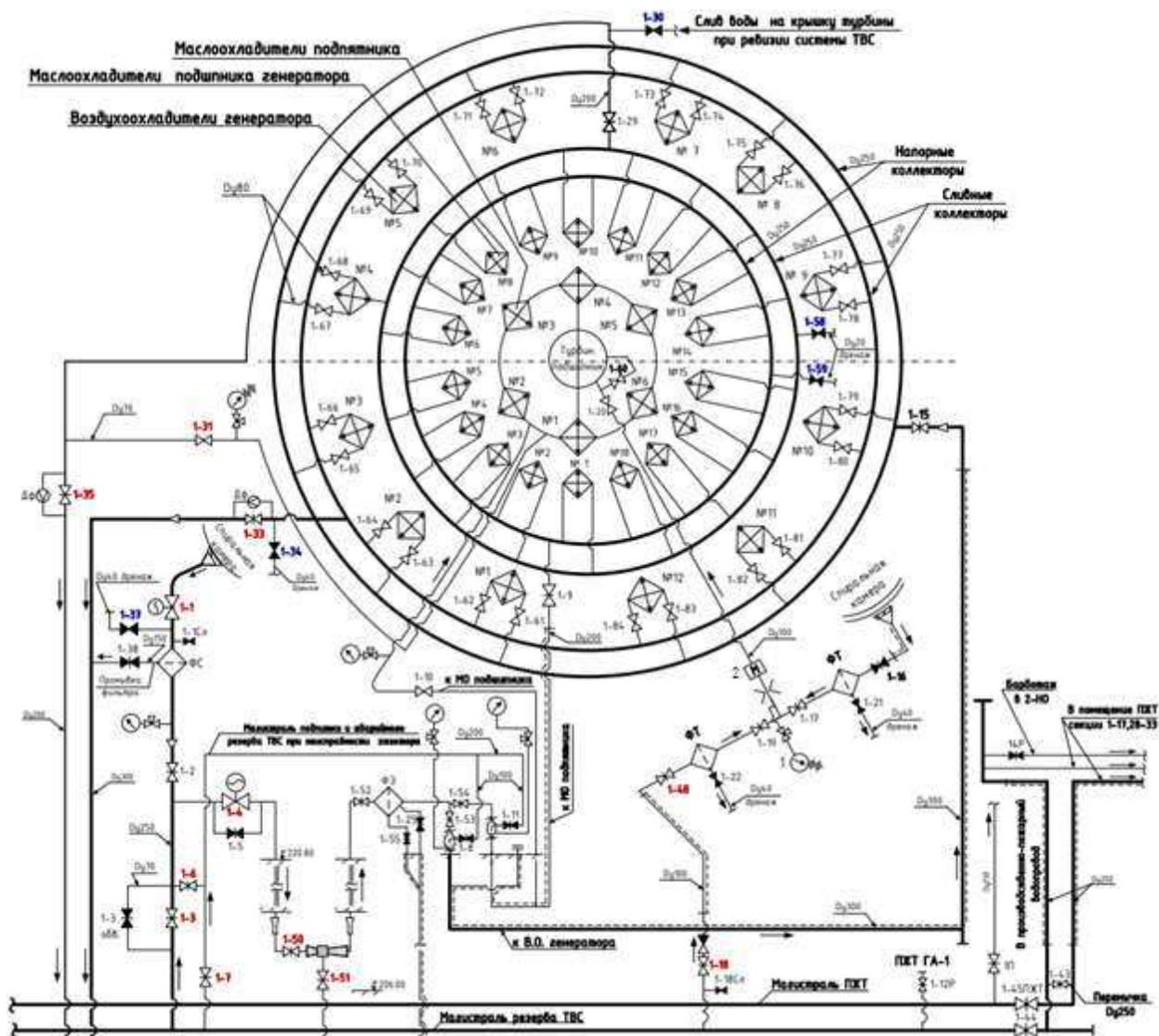


Рисунок 10.2 – Схема ТВС ГА Зейской ГЭС

### 10.1.2 Генераторный подшипник

ГП с масляной ванной встроен в центральную часть верхней крестовины генератора, представленный на рисунке 10.3. Сегменты самоустанавливающиеся. Для защиты от подшипниковых токов каждый сегмент изолирован от корпуса. Съёмная крышка масляной ванны позволяет обслуживать сегменты ГП. Необходимый зазор ( $0,15^{+0,05}$  мм.) между винтовыми опорами и сегментами ГП устанавливается непосредственно на месте. Сегменты ГП можно вынимать без снятия маслоохладителей.

Для охлаждения масла в ванне предусмотрен кольцевой маслоохладитель, представленный на рисунке 10.4, состоящий из 6 секций. Секции между собой соединяются патрубками 1, представленными на рисунке 10.5.

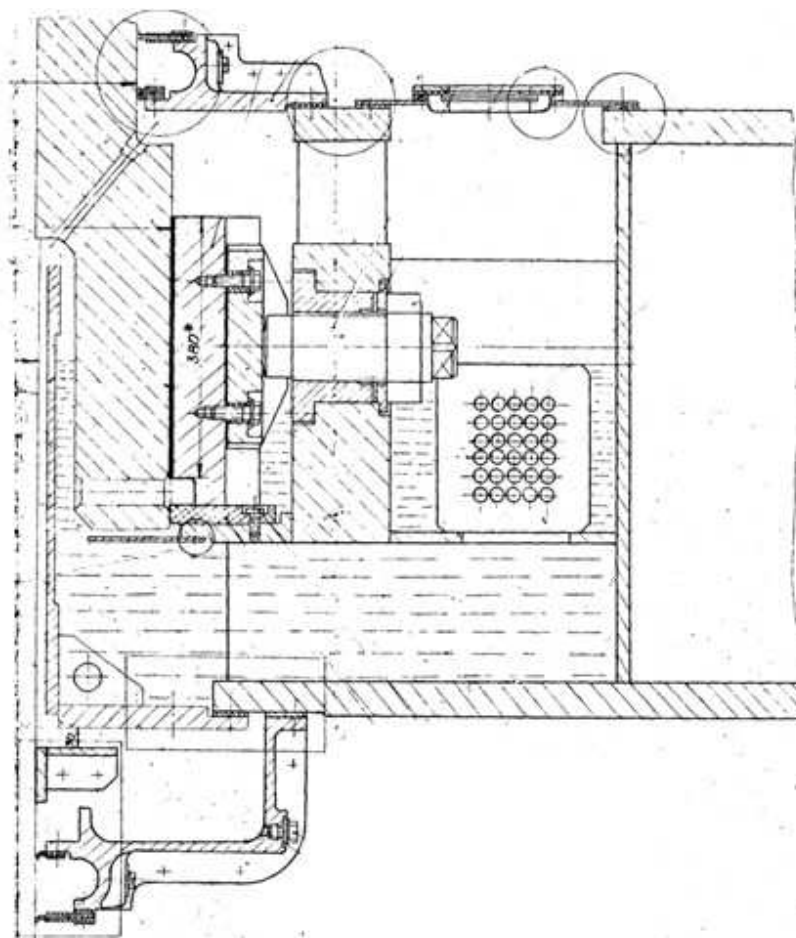


Рисунок 10.3 – Генераторный подшипник Зейской ГЭС

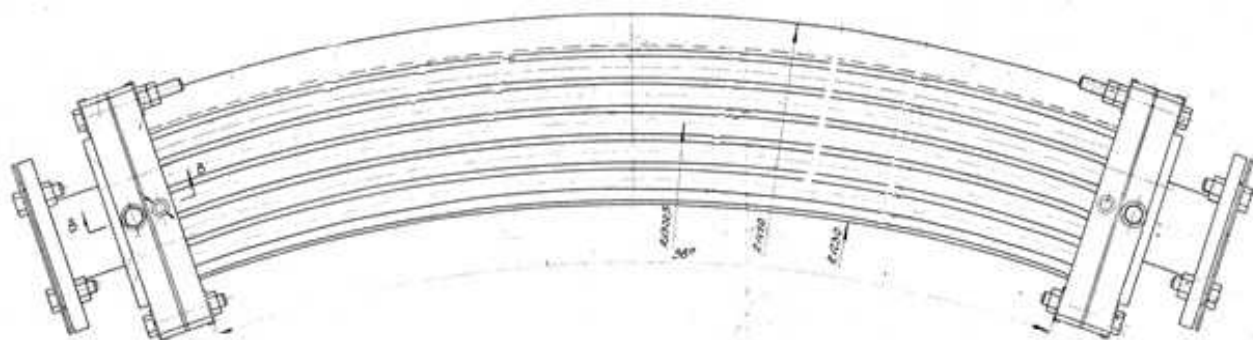


Рисунок 10.4 – Секция маслоохладителя генераторного подшипника

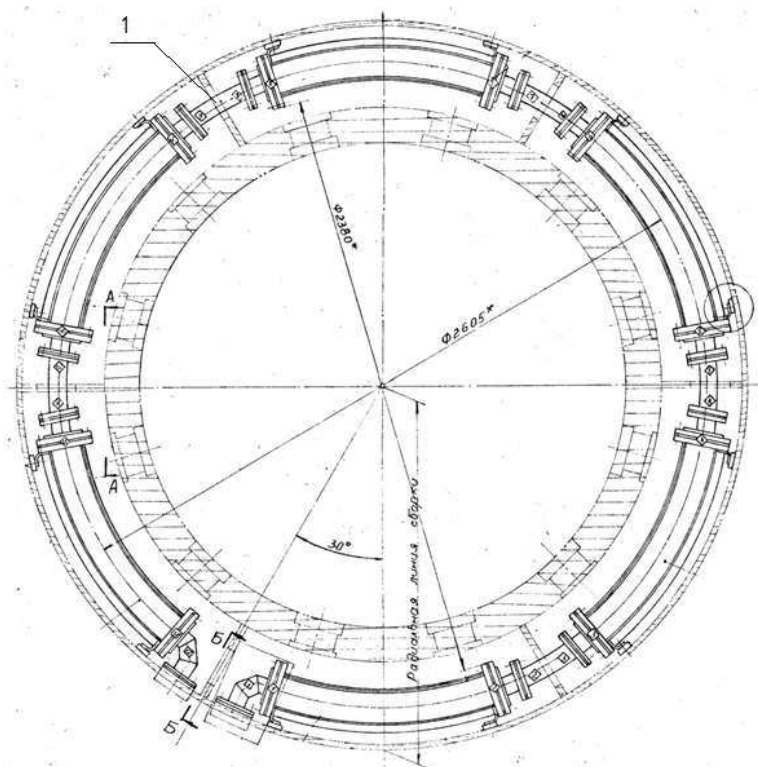


Рисунок 10.5 – Установка секций маслоохладителя генераторного подшипника

Для смазки трущихся поверхностей они на  $1/3 - 1/2$  своей высоты погружены в масло. Благодаря капиллярному эффекту масло поднимается и растекается по всей поверхности шейки вала и сегментов, обеспечивая смазку непогруженной части подшипника.

Для предотвращения выхода паров масла, масляная ванна снабжена уплотнителями и системой отвода паров масла. Схема турбинного маслохозяйства приведена в приложении Г, рисунке Г.1. Конструкция генератора обеспечивает замер сопротивления изоляции сегментов подшипника в процессе работы генератора.

Технические данные представлены в таблице 10.2.

Таблица 10.2 – Технические данные генераторного подшипника Зейской ГЭС

Параметр	Значение
Тип подшипника	сегментный с баббитовой заливкой.
Марка баббита	Б-16
Число сегментов	-12 шт
Система смазки	масляная ванна с постоянным объемом
Масло марки	Тп-30
Система охлаждения	внутренние охладители
Рабочая (охлаждающая среда)	вода из системы ТВС
Кол-во маслоохладителей	-6 шт
Регламентная граница температуры сегментов ГП	
нижняя	+10 °С
верхняя	+70 °С
аварийная	+80 °С
Регламентная граница температуры по маслу в ванне ГП	
нижняя	+10 °С
верхняя	+40 °С
аварийная	+50 °С

Подвод воды к маслоохладителям генераторного подшипника осуществляется от ТВС, схема системы ТВС представлена на рисунке 10.2. После прохождения контура маслоохладителей генераторного подшипника вода отводится в нижний бьеф.

### 10.1.3 Подпятник

Вертикальные усилия, создаваемые массой вращающихся частей агрегата и осевой составляющей гидродинамической силы, воспринимаются подпятником и передаются через опорные промежуточные детали на фундаментальные конструкции. Для подпятников ГА характерны высокие нагрузки.

Масляная ванна в сборе с ПП устанавливается на конической опоре, опирающейся на крышку турбины. Схема турбинного маслохозяйства приведена в приложении Г, рисунке Г.1. Сверху ванна закрывается крышкой, оснащенной двухрядным кожаным уплотнением. Со стороны вала к масляной ванне крепится выгородка. ПП рассчитан на нагрузку 3200 т, которая складывается из весов вращающихся частей генератора и турбины (1000 т) и осевого давления воды на лопасти РК турбины (2200 т).

ПП двухрядный, состоящий из корпуса и 18 пар самоустанавливающихся опорных сегментов, расположенных двумя concentрическими кольцами

Сегменты лежат на эластичных тарельчатых опорах, которые опираются на сферические поверхности вкладышей регулируемых опорных болтов.

Число сегментов в наружных и внутренних рядах одинаково, сегменты в радиальном направлении попарно связаны балансиром. Балансиры опираются на цилиндрическую поверхность своих опор и вместе с ними помещены в индивидуальные корпуса, ограничивающие их качение и сдвиг.

Регулировка высотного положения сегментов каждой пары достигается ввинчиванием или вывинчиванием опорного болта наружного сегмента.

Сегмент состоит из стального корпуса и ЭМП покрытия. Стальной корпус имеет отверстия для установки датчиков термоконтроля и термосигнализации. Антифрикционный элемент содержит упругий слой из бронзовой проволоки с нанесенным на него покрытием из фторопласта Ф-4. Антифрикционный элемент припаян к стальному корпусу легкоплавким припоем.

Вращающаяся часть ПП состоит из стальной литой втулки, соединяемой при помощи штифтов и болтов с втулкой ротора, и стального кованого диска. Между диском и втулкой предусмотрена изоляция, предохраняющая диск от подшипниковых токов и контактной коррозии. ПП работает на самосмазке. При вращении диска происходит непрерывное засасывание масла между диском и сегментами и пополнение масляной пленки, разделяющей поверхности трения. Образование масляной пленки облегчается поворотом сегмента так, что на входе масла зазор между сегментом и диском больше, чем на выходе. Чертеж подпятника Зейской ГЭС представлен на рисунке 10.6.

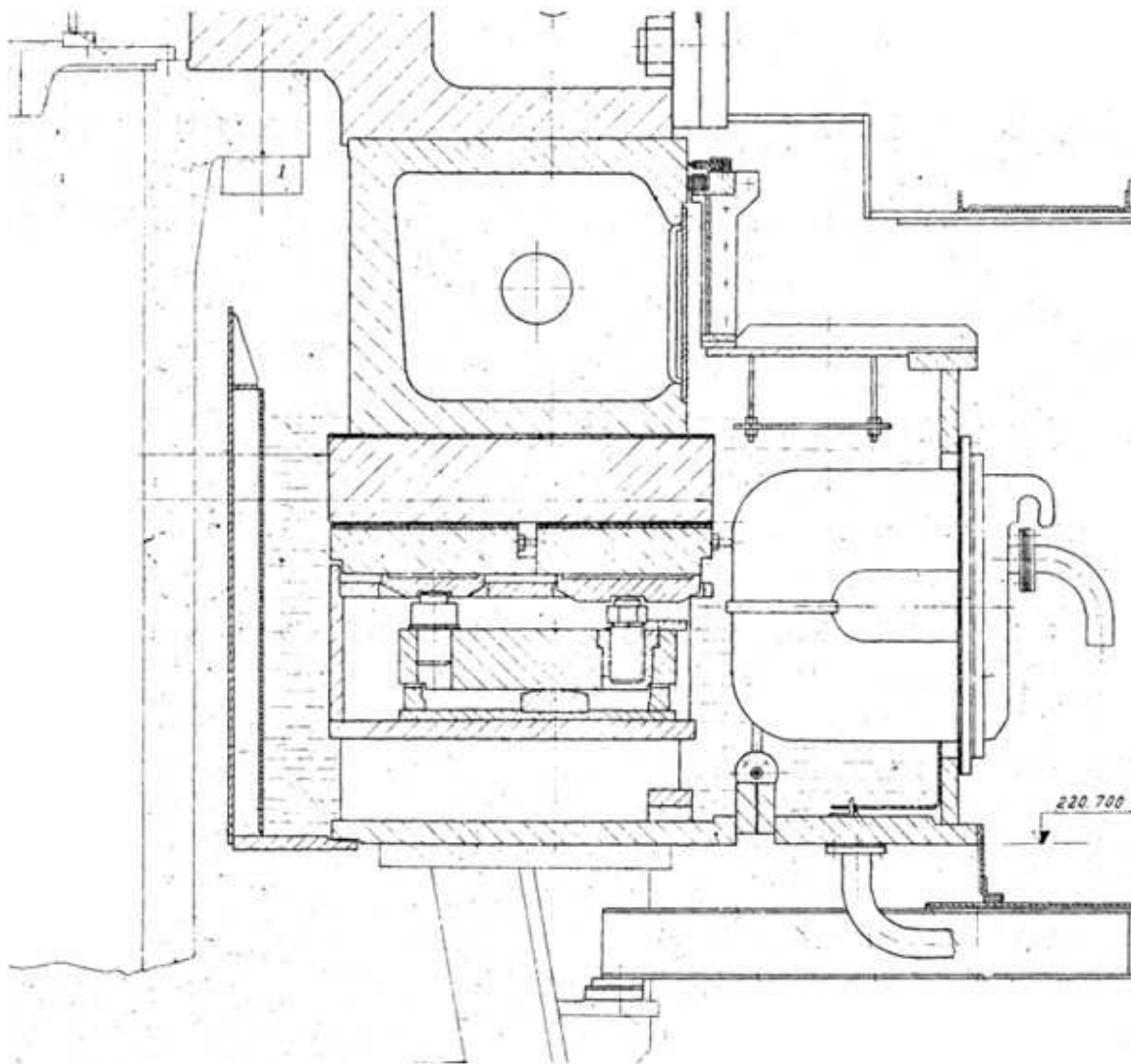


Рисунок 10.6 – Подпятник Зейской ГЭС

Охлаждение масла в ванне ПП производится восемнадцатью маслоохладителями. Количество залитого масла в ванну ПП составляет 20 м<sup>3</sup>. Визуальный контроль за уровнем масла в ванне осуществляется по масломерному стеклу, на котором нанесены риски: нормальный уровень, высокий и низкий.

Технические данные подпятника представлены в таблице 10.3.

Таблица 10.3 – Технические данные подпятника Зейской ГЭС

Параметр	Значение
Тип	Двухрядный с самоустанавливающимися сегментами
Кол-во сегментов	–36 шт
Расход воды на охлаждение ПП при напоре 2 кгс/см <sup>2</sup>	400 м <sup>3</sup> /ч
Объём масла в ванне ПП	20 м <sup>3</sup>
Давление воды в маслоохладителе: минимальный максимальный	1,5 кгс/см <sup>2</sup> 4 кгс/см <sup>2</sup>

### Окончание таблицы 10.3

Параметр	Значение
Регламентная граница температуры по маслу в ПШ	
– нижняя	+10 °С
– верхняя	+40 °С
– аварийная	+50 °С
Потери мощности	800 кВт

Подпятник допускает:

- пуск без предварительного подъёма ротора на тормозах – домкратах при нормальных рабочих пусках, независимо от времени стоянки агрегата, предшествующей пуску;
- работу в течении 15 мин. при отсутствии подачи воды в маслоохладители при нормальной рабочей температуре сегментов;
- пуск сразу же после остановки агрегата;
- остановку агрегата на выбеге без торможения.

Схема охлаждения подпятника представлена на рисунке 10.2.

#### 10.1.4 Смазка маслоприёмника

Маслоприёмник, представленный на рисунке 10.7, служит для подачи и отвода масла через штанги в сервомотор РК и слива масла из противоположных полостей в сливной бак МНУ, а также слив протечек. Подача масла осуществляется от МНУ под давлением 40 кгс/см<sup>2</sup> через регулятор, слив осуществляется в бак МНУ.

Маслоприёмник состоит из ванны, которая одновременно служит основанием для крестовины маслоприёмника. Схема турбинного маслохозяйства приведена в приложении Г, рисунке Г.1. Крестовина оснащена напорными камерами и патрубками для подсоединения к напорным трубам, идущим от регулятора. Напорные камеры разделены фторопластовыми втулками, в которых во время работы вращается надставка штанги.

Внутри ванны, под крестовиной маслоприёмника, устанавливается грибок, который крепится болтами через прокладку к надставке вала генератора и предохраняет от попадания на генератор протечек масла, поступающих из вала турбины в ванну маслоприёмника.

Сверху, к головке надставки штанги, прикреплена консоль, соединенная с надставкой штанги с помощью шарикоподшипников.

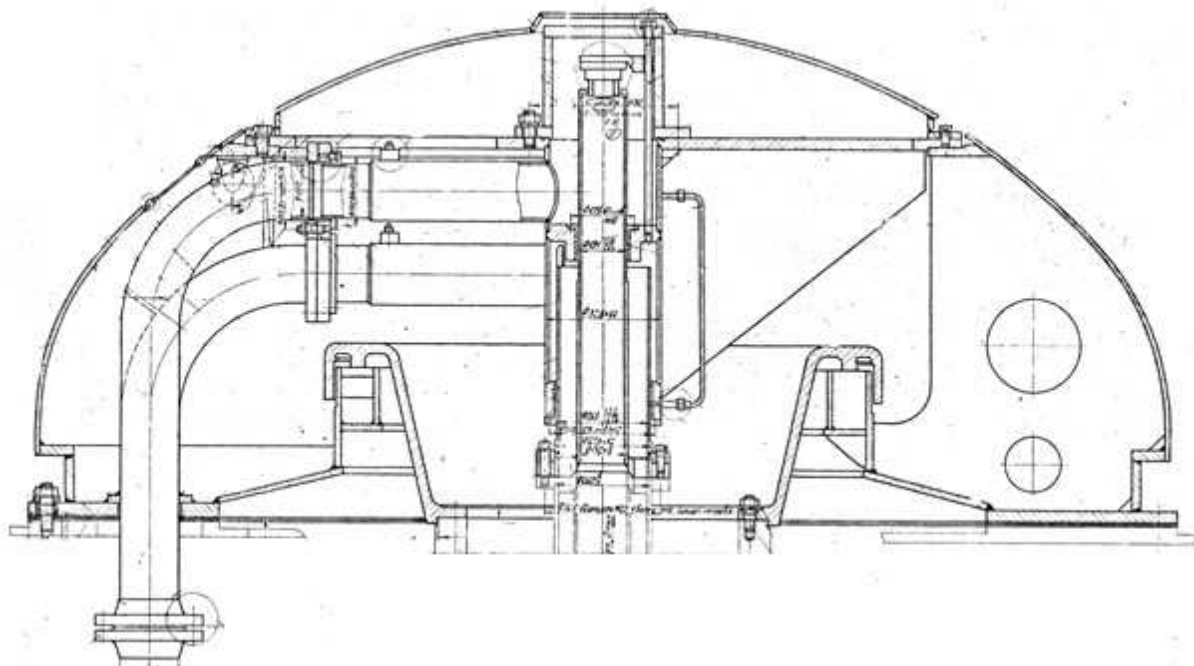


Рисунок 10.7 – Маслоприёмник Зейской ГЭС

### 10.1.5 Смазка опор лопаток направляющего аппарата и лопастей рабочего колеса

Направляющий аппарат служит для формирования потока воды перед рабочим колесом, а также для регулирования расхода воды через турбину и прекращения расхода при остановке агрегата.

Лопатки имеют три подшипника: верхний и средний, расположенные в верхнем кольце направляющего аппарата, нижний – в нижнем кольце направляющего аппарата. Поверхности цапф и пера лопатки, контактирующие с опорными втулками и уплотнениями, имеют наплавку, выполненную из нержавеющей стали. Рабочие поверхности втулок лопаток выполнены из полимерного материала тордон, не требующего смазки в процессе эксплуатации. От проникновения абразивных частиц подшипники цапф лопаток защищены манжетами.

Лопастни рабочего колеса вращаются в корпусе рабочего колеса. Для возможности вращения лопастей на цапфах установлены втулки, рабочие поверхности которых выполнены так же из материала тордон, не требующего смазки в процессе эксплуатации. Момент трения в опорах цапф по величине сопоставим с гидравлическим моментом.

### 10.1.6 Система отбора паров масла

Опыт эксплуатации и данные о специальных исследований свидетельствует о том, что воздействие масла и его паров на активные и конструктивные части электрических машин, и, в частности, гидрогенераторов отрицательным образом сказывается на их техническом состоянии. При этом



изоляция обмоток статора преждевременно утрачивает свои диэлектрические свойства.

Учитывая это, используют систему отвода паров масла. Производится принудительный отвод паров масла за пределы шахты генератора путём гидравлического соединения полости ванны с источником более глубокого разрежения, чем создаваемое при работе систем вентиляции генератора.

Сепарацию масла из паров, отводимых из-под крышки масляной ванны, предусмотрено производить в маслоотделителе лабиринтного типа.

Возможность периодического удаления конденсата масла из маслоотделителя обеспечивается вентилем слива.

### **10.1.7 Защита генератора от паров масла уплотнениями**

Известные способы защиты активных частей гидрогенераторов от воздействия масла и его паров сводится, в основном, к установке лабиринтных уплотняющих элементов, образованных латунными ножевыми маслоуловителями в сочетании с кожаными или резиновыми манжетами.

### **10.1.8 Система технического водоснабжения**

Система ТВС предназначена для охлаждения статора главного генератора, ПП, ГП, для смазки и охлаждения ТП, для ПЖТ объектов и оборудования здания ГЭС, главного и вспомогательного генераторов. Схема ТВС ГА выполнена эжекторной по блочной схеме.

Потребители ТВС:

- ВО генератора ( $\text{м}^3/\text{ч}$ ) – 400;
- Маслоохладители ПП ( $\text{м}^3/\text{ч}$ ) – 400;
- Маслоохладители ГП ( $\text{м}^3/\text{ч}$ ) – 50;
- Смазка ТП ( $\text{м}^3/\text{ч}$ ) – 72.

В системе охлаждения оборудования ГА предусмотрено основное и резервное ТВС. Основное ТВС осуществляется от СК ГА1÷6. Для создания резервного ТВС СК ГА1÷6 соединены между собой трубопроводом Ду–250, расположенным под бетонным перекрытием отм. 225,00 м в маш. зале со стороны НБ. Параллельно трубопроводу резерва ТВС расположен трубопровод системы ПЖТ, соединённый с резервным трубопроводом ТВС в районе ГА1 и ГА6.

ТВС ГА1÷6 эжекторного типа. Эжекторы располагаются на отм. 206,0 м в дренажной галерее машинного зала. Вода от СК под давлением 8–9 кгс/см<sup>2</sup> (в зависимости от напора) с отм. 220,80 м по трубопроводу Ду–150 подаётся к эжектору на отм. 206,0м. В эжекторе происходит подхват воды с НБ и подача к фильтру эжектора на отм. 220,80м, а от фильтра вода под давлением 2,0÷2,5 кгс/см<sup>2</sup> подаётся на охлаждение статора ГГ, ПП и ГП. Также имеются два дополнительных эжектора на отм. 220,8м, предназначенные для повышения давления при недостаточном охлаждении.

Аппаратура системы смазки и охлаждения ТП располагается в специальной нише в шахте турбины. Основное питание осуществляется из СК, а резервное – от резервного трубопровода ТВС. Снижение давления с  $8\div 9$  кгс/см<sup>2</sup> до  $2,0\div 2,5$  кгс/см<sup>2</sup> производится специальной регулировочной шайбой, установленной на подающем трубопроводе после фильтров ТП. За регулировочной шайбой устанавливается расходомер.

Расходомер контролирует расход воды на охлаждение и смазку ТП. Номинальный расход: 18–20 л/мин.

### **10.1.9 Воздушная замкнутая система охлаждения гидрогенератора. Воздухоохладители генератора**

Для охлаждения активных частей применена замкнутая система вентиляции с охлаждением воздуха в ВО. Ротор, действующий как центробежный вентилятор, создает необходимый напор вентилирующего воздуха. Воздух охлаждает полюсы ротора, обмотку и сердечник статора и попадает в ВО.

Для охлаждения нагретого воздуха вокруг статора на его корпусе равномерно расположены 12 водяных ВО. При выходе из ВО воздух попадает в кольцевой канал, окружающий статор. Температура входящего охлаждающего воздуха при нормальной работе охладителей не должна превышать  $+35^{\circ}\text{C}$ . Работа генератора при температуре охлаждающего воздуха ниже  $+15^{\circ}\text{C}$  не рекомендуется (по условиям отпотевания охладителей), а при температуре ниже  $+10^{\circ}\text{C}$  запрещается. Для обогрева машинного зала и других помещений имеется отбор горячего воздуха не более 15%.

Охлаждающий воздух должен быть сухим и чистым. Разрешается работа гидрогенератора в нормальном режиме с одной отключенной секцией ВО. В холодное время года следует уменьшить расход холодной воды для исключения отпотевания трубок охладителя. Длительная работа гидрогенератора при низких температурах охлаждающего воздуха, вызванных чрезмерным расходом охлаждающей воды, запрещается.

Секции ВО прикреплены к корпусу статора через промежуточные патрубки, которые имеют дверцы для осмотра сердечника статора со стороны спинки. Охлаждающая вода подается от ТВС, давление воды в пределах  $1,5\text{--}4,0$  кгс/см<sup>2</sup>.

Технические характеристики воздухоохладителя генератора представлены в таблице 10.4.

Таблица 10.4 – Технические характеристики ВО Зейской ГЭС

Параметр	Значение
Количество секций	–12 шт
Расход воздуха через одну секцию	$7,5$ м <sup>3</sup> /с
Расход воды на охлаждение одной секции	$33$ м <sup>3</sup> /час
Максимальная температура охлаждающей воды	$16$ °С
Наибольшее давление воды	$4$ кгс/см <sup>2</sup>

### **10.1.10 Непосредственное жидкостное охлаждение гидрогенератора**

Улучшая систему охлаждения, можно значительно уменьшить размеры генератора, его массу и стоимость. С этой целью применяется система форсированного непосредственного водяного охлаждения обмоток статора и форсированного воздушного охлаждения ротора (Красноярская ГЭС).

Вода из бака дистиллированной воды насосами через теплообменники, фильтры и сборные коллекторы изоляционными гибкими шлангами подается к медным водораспределительным наконечникам стержней обмотки статора. Аналогично производится отвод нагретой воды от стержней. Давление в напорном коллекторе 0,45 МПа, расход воды 20 л/с, скорость 1,1 м/с, перепад температур в системе 30 °С. Система включает в себя рабочий и резервный насосы дистиллированной воды, насосы сырой воды, дистиллятор и измерительные приборы – водомеры, манометры, термометры, на всех участках коммуникаций. При такой системе, по сравнению с системой косвенного воздушного охлаждения, размеры машин уменьшаются на 20–25 %, масса на 10–15%.

## **10.2 Преимущества и недостатки**

### **10.2.1 Сравнение турбинного подшипника на водяной и масляной смазке, преимущества и недостатки**

Преимуществами турбинного подшипника на водяной смазке являются:

- более простая конструкция;
  - меньшая металлоёмкость конструкции;
  - отсутствие необходимости в сложных уплотнениях, предотвращающих попадание воды из зоны рабочего колеса в баббитовый подшипник, а также попадание масла из подшипника в проточную часть турбины, применение которых усложняет конструкцию турбины, а значит, снижает надежность ее эксплуатации;
  - уменьшение консольности рабочего колеса турбины за счёт возможности более низкого высотного расположения резинового подшипника;
  - снижение массы вала за счёт исключения направляющего пояса;
  - способность частичного демпфирования вибраций вала вследствие эластичности резины;
  - экологичность эксплуатации ввиду полного отсутствия масла в узле.
- Недостатки турбинного подшипника на водяной смазке:
- необходима облицовка вала в зоне подшипника нержавеющей сталью;
  - обрастание элементов подшипника моллюском дрейссеной, для борьбы с дрейссеной применяются различные методы: промывка трубопроводов горячей водой, промывка обратным током воды, окраска труб системы ТВС щелочными красками;
  - более быстрое возрастание биения вала турбины в ходе эксплуатации у резиновых подшипников по сравнению с другими типами подшипников;

- высокая трудоемкость регулировки зазоров у подшипников кольцевого типа;
- немедленный выход подшипника из строя (сгорание резины) при внезапном прекращении подачи водяной смазки или ее недостаточности вследствие плохой теплопроводности резины.
- Недостатки турбинного подшипника на масляной смазке:
  - существуют риски утечки масла;
  - масло – пожароопасная среда.

### **10.2.2 Преимущества и недостатки систем ТВС**

Самотечное водоснабжение не требует специального оборудования для осуществления питания ТВС, но не может применяться на станциях, где большое изменение отметок верхнего бьефа.

Насосная система зависит от электропитания и от технического состояния двигателей. Также требуется учитывать потребление электроэнергии двигателями.

Эжекторная схема не имеет недостатков в сравнении с другими схемами питания системы ТВС: проста и надёжна.

### **10.2.3 Сравнение косвенного и непосредственного охлаждения гидрогенератора, преимущества и недостатки**

Преимущества непосредственного охлаждения:

- при выполнении непосредственно жидкостном охлаждении генератора в качестве охлаждающей жидкости применяется масло или дистиллированная вода, которые обладают более высокой теплоотводящей способностью по сравнению с водородом и позволяют больше увеличить единицы мощности при сохранении размеров генератора. Дистиллированная вода по сравнению с маслом имеет значительно больше достоинств: более высокие теплоотводящие свойства, пожаробезопасность.

Недостатки непосредственного охлаждения:

- дороговизна и сложность эксплуатации в сравнении с косвенным воздушным охлаждением.

- Преимущества косвенного воздушного охлаждения:

- данная система простая в эксплуатации и менее затратная в материальном аспекте.

- Недостатки косвенного воздушного охлаждения:

- большие результирующие габариты гидрогенератора.
- меньшая эффективность теплопередачи в сравнении с непосредственным охлаждением.

#### **10.2.4 Преимущества использования системы отбора паров масла**

Уплотнительные устройства не лишены ряда существенных недостатков, наличие которых делает их работу недостаточно эффективной.

В ряде случаев предотвращение выхода масляных паров может быть достигнуто путём соединения внутренней полости маслованны с окружающим генераторное помещения пространством.

Опыт эксплуатации гидрогенераторов Нурекской, Ингурской и некоторых других ГЭС свидетельствует о недостаточной эффективности указанного решения. Использование системы отбора масла не имеет таких недостатков.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Александровский, А. Ю. Выбор параметров ГЭС : Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев; Красноярский государственный технический институт, Саяно-Шушенский филиал. – Саяногорск : Саяно-Шушенский филиал КГТУ, 2005. – 114 с.
2. Архангельская область : офиц. сайт. – URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki> (дата обращения 28.06.2022).
3. Вода России : офиц. сайт. – URL: <http://water-rf.ru> (дата обращения 28.06.2022).
4. Водный кодекс Российской Федерации: текст с изм. и доп. на 8.12.2016 г. № 74–ФЗ // Собрание законодательства Российской Федерации. – 2020. – 8 дек. (№ 74). – С. 74–ФЗ.
5. Гидротехнические сооружения. Часть 1. : учебник для вузов / Л. Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н. А. Анискин [и др.]. – М. : Издательство АСВ, 2011. – 576 с. – ISBN 978-5-93093-593-6
6. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций : справ. пособие : в 2 т. / Л. Ф. Абдурахманов, Б. Н. Ананьин, Ф. В. Аносов [и др.]. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – Т. 2. – 366 с. – ISBN 5-283-01961-6
7. ГОСТ Р 57114–2016. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно–диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно–технологическое управление. Термины и определения : нац. стандарт Российской Федерации : изд. офиц. : утв. и введен в действие Приказом Росстандарта от 04.10.2016 N 1302–ст. – М. : ОАО «ЕЭС России», 2017. – 19 с.
8. ГОСТ Р 56303–2014. Оперативно–диспетчерское управление нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики : нац. Стандарт Российской Федерации : изд. офиц. : утв. и введен в действие Приказом Федер. агентства по техн. регулированию и метрологии от 01.09.2015. – М. : ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.
9. Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017–2042 гг. : Приказ ОАО «РусГидро». – М. : ПАО «РусГидро», 2016. – 22 с.
10. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии. Выбор параметров ГЭС суточного регулирования: учебно-методическое пособие / Е. Ю. Затеева, Н. С. Щербакова. – Сибирский федеральный университет, Саяно-Шушенский филиал. – Саяногорск; Черемушки: Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2021. – 100 с.: ил.
11. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии : методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / Е. Ю. Затеева. – Сибирский федеральный университет, Саяно-Шушенский филиал. – Саяногорск; Черёмушки: Саяно–Шушенский филиал СФУ, 2012. – 12 с.

12. Каталог «Выключатели элегазовые» // ОАО ВО «Электроаппарат» : офиц. сайт. – URL: <http://www.ea.spb.ru> (дата обращения: 27.06.2022).
13. Каталог «Гидрогенераторы» // Сервис «Онлайн Электрик» : офиц. сайт. – URL: <http://online-electric.ru> (дата обращения: 27.06.2022).
14. Каталог «Ограничители перенапряжений 6–220 кВ» // «ОАО «Разряд» : офиц. сайт. – URL: <http://www.zavod-razryad.ru> (дата обращения: 27.06.2022).
15. Каталог «Разъединители» // ЗАО «ЗЭТО» : офиц. сайт. – URL: <http://www.zeto.ru> (дата обращения: 26.06.2022).
16. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» // ОАО «Свердловский завод» : офиц. сайт. – URL: <http://www.cztt.ru/main.html> (дата обращения: 27.06.2022).
17. Лыбина Т. А. Речные гидротехнические сооружения. Проектирование бетонной водосливной плотины и грунтовой плотины в составе гидроузла : методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / Т. А. Лыбина, Н. П. Ульянова, В. Б. Затеев. – Сибирский федеральный университет, Саяно-Шушенский Филиал. – Саяногорск ; Черемушки : Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2016. – 64 с.
18. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике : утв. Приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000 г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999 г. № 24–16–1/20–113.
19. Налоговый кодекс Российской Федерации от 5 августа 2000 г. № 117–ФЗ. Часть вторая // Собрание законодательства Российской Федерации. – 2000. – 7 авг. (№ 32). – С. 32.
20. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справ. материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с. – ISBN 5-283-01086-4
21. Онега. – URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki/> (дата обращения 28.06.2022).
22. Правила устройства электроустановок / Главэнергонадзор России. 7–е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1998. – 608 с.
23. Российская Федерация. Правительство. О внесении изменений в некоторые постановления Правительства Российской Федерации по вопросам, связанным с регулированием водных отношений, и признании утратившим силу постановления Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. № 1404 : Постановление Правительства РФ от 21 ноября 2007 г. № 800 // Правительства РФ // КонтурНорматив : сайт. – URL: <https://normativ.kontur.ru> (дата обращения: 00.00.2022).
24. Российская Федерация. Правительство. О классификации гидротехнических сооружений : Постановление Правительства РФ от 00.00.00. № 986. – М. : Правительство Российской Федерации, 2013. – 9 с.
25. СП 38.13330.2018. Нагрузки и Воздействия на ГТС : дата введения 17.02.2019 – М. : Минстрой России, 2019.

26. СП 2.1.4.1110–02. Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения : дата введения 01.06.2002 – М. : Минздрав России, 2020.
27. СП 40.13330.2012. Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06 – 85. : дата введения 01.01.2013 – М. : Минрегион России, 2012.
28. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. : дата введения 01.01.2013 – М. : Минстрой России, 2012.
29. Справочник гидроэлектростанции России: справ. пособие / В. Д. Новоженин, Е. В. Невский, А. К. Вахрамеев [и др.]. – М. : Типография АО «Институт Гидропроект», 1998. – 467 с.
30. Справочник по гидравлическим расчётам : 4–е изд. / А. Д. Альтшуль, Н. В. Данильченко, А. А. Каспарсон [и др.]. – М. : «Энергия», 1972. – 312 с.
31. Стандарт организации ПАО «РусГидро». Рекомендации по проектированию технологической части гидроэлектростанции и гидроаккумулирующих электростанций / РАО «ЕЭС России». – М. : Издательство НЦ ЭНАС, 2004.
32. СТО 70238424.27.140.014–2010. Технические системы гидроэлектростанций. Условия создания. Нормы и требования : введ. в действие 30.09.2010. – М. : НП «ИНВЭЛ», 2010. – 77 с.
33. СТО 56947007–29.240.014–2008. Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35–750 кВ и линий электропередачи напряжением 6,10–750 кВ : введ. в действие 18.04.2008. – М. : ОАО «ФСК ЕЭС», 2008. – 12 с.
34. СТО 56947007–29.240.124–2012 Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35–750 кВ : введ. в действие 09.07.2012. – М. : ОАО «ФСК ЕЭС», 2012. – 34 с.
35. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта : введ. в действие 06.12.2007. – М. : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007. – 20 с.
36. Толстихина, Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учеб. пособие для практических занятий / Л. В. Толстихина. – Сибирский федеральный университет, Саяно-Шушенский филиал. – Саяногорск: Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2010. – 180 с. – ISBN 978-5-7638-2076-8.



## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Водно – энергетические расчеты

Таблица А.1 – Гидрологический ряд р. Онега за период 1932–1983гг.

№	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср.- год
1	1914	148	130	125	982	1930	673	449	283	224	239	267	145	466
2	1915	102	118	112	552	1470	1170	393	240	192	224	210	132	410
3	1916	189	147	107,2	508	1050	1030	452	458	459	431	345	351	461
4	1917	142	127	125	505	2180	1016	345	185	172	221	240	172	453
5	1918	107	112	104	605	1560	749	266	362	265	182	209	224	395
6	1919	144	136	129	1046	1510	720	480	494	498	391	348	342	520
7	1920	218	192	158	1026	1730	629	453	304	264	193	229	175	464
8	1921	128	126	117	1132	600	745	324	233	153	159	194	159	339
9	1922	115	126	121	1410	760	1370	447	229	163	217	298	148	450
10	1923	110	117	108	511	1730	1220	416	490	386	465	229	211	499
11	1924	146	141	123	1330	1690	991	388	514	305	305	311	229	539
12	1925	150	145	128	583	1050	769	325	437	424	426	442	419	442
13	1926	152	156	115	625	2310	1520	551	394	315	230	296	190	571
14	1927	261	199	142	518	640	622	386	382	378	381	400	382	391
15	1928	152	165	146	762	2140	961	605	640	657	652	570	547	666
16	1929	250	209	176	618	2010	1450	462	402	405	303	378	210	573
17	1930	152	151	140	548	1470	633	399	384	256	249	246	163	399
18	1931	107	103	100	816	391	588	302	309	294	290	216	193	309
19	1932	133	124	128	727	2060	1300	632	619	632	690	699	537	690
20	1933	180	179	169	1550	1860	809	697	701	690	679	625	384	710
21	1934	180	176	141	685	1640	674	377	434	388	354	311	249	467
22	1935	170	147	127	587	1680	880	352	287	304	221	232	203	433
23	1936	152	146	132	585	1270	837	446	427	394	359	419	229	450
24	1937	145	126	129	775	2500	1750	651	730	640	592	501	315	738
25	1938	149	147	150	1076	1020	785	368	377	434	309	224	249	441
26	1939	154	149	144	688	2530	1200	446	363	301	282	339	220	568
27	1940	143	136	123	723	1670	1003	560	559	557	458	243	567	562
28	1941	266	203	170	685	1460	827	405	479	399	476	300	267	495
29	1942	157	187	143	608	1910	1250	519	567	431	441	368	285	572
30	1943	155	139	128	502	1220	947	275	179	180	156	197	357	370
31	1944	158	144	127	700	1470	735	245	199	196	178	175	161	374
32	1945	93	110	109	583	1340	1240	357	185	203	219	285	186	409
33	1946	161	172	159	1390	880	564	271	214	187	185	203	148	378
34	1947	199	188	137	554	1460	1140	500	518	408	520	530	266	535
35	1948	140	138	136	702	1290	954	521	534	535	486	502	509	537
36	1949	273	157	130	838	1333	1103	561	573	532	522	518	504	587
37	1950	166	152	124	674	1904	806	525	503	476	346	425	237	528
38	1951	124	137	123	583	1814	1367	545	524	505	301	274	287	549
39	1952	172	141	132	523	1356	712	284	162	144	184	214	160	349
40	1953	180	180	147	777	1687	749	464	419	360	260	257	222	475
41	1954	243	176	175	1862	956	643	446	553	557	543	441	437	586
42	1955	264	199	172	842	1682	656	520	553	543	512	418	292	554
43	1956	150	126	115	523	1122	899	400	405	385	250	291	202	406
44	1957	231	111	92	723	1380	730	469	482	463	489	356	392	493
45	1958	187	148	129	598	1050	920	396	409	265	319	407	128	413
46	1959	143	137	86	626	1300	867	434	489	391	482	495	434	490
47	1960	192	203	214	1310	1420	642	519	617	611	617	625	495	622
48	1961	226	219	252	1814	1183	932	445	406	347	294	359	259	561
49	1962	184	169	162	1257	1500	885	419	464	407	386	335	500	556
50	1963	250	200	180	667	2319	724	298	151	121	186	206	125	452
Сред		170	153	137	816	1510	928	436	416	376	357	344	284	494

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – Расчет эмпирических кривых обеспеченности средневодного, среднемеженного и среднеполоводного расходов

m	P, %	Q <sub>ср.год</sub>	Q <sub>ср.половодный</sub>	Q <sub>ср.меженный</sub>
1	2	738	1675	478
2	4	710	1485	466
3	6	690	1473	459
4	8	666	1406	455
5	10	622	1362	425
6	12	587	1359	419
7	14	586	1337	397
8	16	573	1310	389
9	18	572	1288	386
10	20	571	1256	372
11	22	568	1255	363
12	24	562	1237	344
13	25	561	1234	343
14	27	556	1214	343
15	29	554	1195	336
16	31	549	1180	329
17	33	539	1154	329
18	35	537	1154	328
19	37	535	1132	327
20	39	528	1128	323
21	41	520	1128	322
22	43	499	1124	313
23	45	495	1092	312
24	47	493	1091	311
25	49	490	1071	300
26	51	475	1064	290
27	53	467	1060	281
28	55	466	1054	277
29	57	464	1051	274
30	59	461	1049	267
31	61	453	1000	267
32	63	452	991	266
33	65	450	982	265
34	67	450	971	258
35	69	442	968	243
36	71	441	960	238
37	73	433	945	227
38	75	413	944	223
39	76	410	931	213
40	78	409	897	207
41	80	406	890	203
42	82	399	884	196
43	84	395	864	194
44	86	391	863	192
45	88	378	856	191
46	90	374	848	191
47	92	370	826	189
48	94	349	801	177
49	96	339	598	177
50	98	309	593	176

Продолжение приложения А

Таблица А.3 – Расчёт конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК

Месяцы	Г	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q <sub>90%</sub> , м <sup>3</sup> /с	172	157	138	666	1398	699	267	217	214	194	191	175
Q <sub>и</sub> , м <sup>3</sup> /с	2	2	1	7	14	7	3	2	2	2	2	2
Q <sub>ф</sub> , м <sup>3</sup> /с	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Q <sub>л</sub> , м <sup>3</sup> /с	10	11	15	-30	-20	0	0	0	0	0	5	9
Q <sub>шл</sub> , м <sup>3</sup> /с	0	0	0	3	3	3	3	3	3	0	0	0
Q <sub>пол</sub> , м <sup>3</sup> /с	156	14	118	682	1397	685	257	208	205	188	180	160
Q <sub>ВХК</sub> , м <sup>3</sup> /с	200	200	200	300	300	300	300	300	300	200	200	200
Режим работы по бытовому стоку												
Q <sub>пол</sub> , м <sup>3</sup> /с	172	157	138	666	1398	699	267	217	214	194	191	175
Z <sub>ВБ</sub> , м	59,00											
Z <sub>НБ</sub> , м	16,75	16,62	16,46	18,87	20,98	18,98	17,08	16,76	16,74	16,93	16,90	16,77
H, м	41,95	42,08	42,24	39,83	37,72	39,72	41,62	41,94	41,96	41,77	41,80	41,93
N <sub>быт</sub> , МВт	62	57	50	228	453	239	96	78	77	70	69	63
Режим работы по требованиям ВХК												
Q <sub>ВХК</sub>	200	200	200	300	300	300	300	300	300	200	200	200
Z <sub>ВБ</sub> , м	59,00											
Z <sub>НБ</sub> , м	16,97	16,97	16,97	17,27	17,27	17,27	17,27	17,27	17,27	16,97	16,97	16,97
H, м	41,73	41,73	41,73	41,43	41,43	41,43	41,43	41,43	41,43	41,73	41,73	41,73
N <sub>ВХК</sub> , МВт	72	72	72	107	107	107	107	107	107	72	72	72
Сравнение режимов												
N <sub>быт</sub> , МВт	62	57	50	228	453	239	96	78	77	70	69	63
N <sub>ВХК</sub> , МВт	72	72	72	107	107	107	107	107	107	72	72	72
N <sub>быт</sub> - N <sub>ВХК</sub> , МВт	-10	-15	-22	121	346	132	-11	-29	-30	-2	-3	-9

Продолжение приложения А

Таблица А.4 – ВЭР режима ГЭС в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности

Месяц	Qбыт, м <sup>3</sup> /с	Qшл, м <sup>3</sup> /с	Qф, м <sup>3</sup> /с	Qисп, м <sup>3</sup> /с	Qл, м <sup>3</sup> /с	Qпол.б, м <sup>3</sup> /с	Qводх, м <sup>3</sup> /с	QВХК, м <sup>3</sup> /с	QГЭС, м <sup>3</sup> /с	Qх.сбр, м <sup>3</sup> /с	Qнб, м <sup>3</sup> /с	Vнач, км <sup>3</sup>	ΔV, км <sup>3</sup>	Vкон, км <sup>3</sup>	Zнач.ВБ, М	Zкон.ВБ, М	Zср.ВБ, М	Zнб, М	НГЭС, М	Нгэс, МВт	Нгар, МВт
VII	267	3	4	3	0	257	36	300	293	0	300	7,5	0,093	7,41	59,00	58,92	58,96	17,2	41,3	104	по ВХК
VIII	217	3	4	2	0	208	85	300	293	0	300	7,407	0,22	7,19	58,92	58,59	58,76	17,2	41,1	104	по ВХК
IX	214	3	4	2	0	205	88	300	293	0	300	7,187	0,228	6,96	58,59	58,13	58,36	17,2	40,7	103	по ВХК
X	194	0	4	2	0	188	161	200	349	0	353	6,959	0,417	6,54	58,13	57,21	57,67	17,9	39,3	118	118
XI	191	0	4	2	5	180	300	200	480	0	484	6,542	0,778	5,76	57,21	55,71	56,46	18,6	37,5	155	155
XII	175	0	4	2	9	160	418	200	578	0	582	5,764	1,083	4,68	55,71	53,69	54,7	19,0	35	176	176
I	172	0	4	2	10	156	480	200	636	0	640	4,681	1,244	3,44	53,69	49,79	51,74	19,3	32	176	176
II	157	0	4	2	11	140	520	200	660	0	664	3,437	1,348	2,09	49,79	44,25	47,02	19,3	27	155	155
III	138	0	4	1	15	118	600	200	718	0	722	2,089	1,555	0,53	44,25	30,12	37,19	19,6	17	107	118
IV	666	3	4	7	-30	682	-389	200	293	0	300	0,534	-1,008	1,54	30,12	41,46	35,79	17,2	18	46	по ВХК
V	1398	3	4	14	-20	1397	-1104	300	293	0	300	1,542	-2,862	4,40	41,46	52,99	47,23	17,2	30	75	по ВХК
VI	699	3	4	7	0	685	-392	300	293	0	300	4,404	-1,016	5,42	52,99	55,13	54,06	17,2	36,4	92	по ВХК

Продолжение приложения А

Таблица А.5 – ВЭР режима ГЭС в маловодном году по правильному варианту гарантированной мощности

Месяц	Qбыг, м <sup>3</sup> /с	Qпл, м <sup>3</sup> /с	Qф, м <sup>3</sup> /с	Qисп, м <sup>3</sup> /с	Qл, м <sup>3</sup> /с	Qпол.б, м <sup>3</sup> /с	Qводлх, м <sup>3</sup> /с	QВХК, м <sup>3</sup> /с	QГЭС, м <sup>3</sup> /с	Qх.сбр, м <sup>3</sup> /с	Qнб, м <sup>3</sup> /с	Vнач, км <sup>3</sup>	ΔV, км <sup>3</sup>	Vкон, км <sup>3</sup>	Zнач.ВБ, М	Zкон.ВБ, М	Zср.ВБ, М	Zнб, М	НГЭС, М	Нгэс, МВт	Нгар, МВт
VII	267	3	4	3	0	257	36	300	293	0	300	7,5	0,093	7,41	59,00	58,92	58,96	17,2	41,4	104	по ВХК
VIII	217	3	4	2	0	208	85	300	293	0	300	7,407	0,22	7,19	58,92	58,59	58,76	17,2	41,2	104	по ВХК
IX	214	3	4	2	0	205	88	300	293	0	300	7,187	0,228	6,96	58,59	58,13	58,36	17,2	40,8	103	по ВХК
X	194	0	4	2	0	188	111	200	299	0	303	6,959	0,288	6,67	58,13	57,49	57,81	17,6	39,8	102	102
XI	191	0	4	2	5	180	230	200	410	0	414	6,671	0,596	6,08	57,49	56,27	56,88	18,3	38,3	135	135
XII	175	0	4	2	9	160	333	200	493	0	497	6,075	0,863	5,21	56,27	54,77	55,52	18,7	36,5	155	155
I	172	0	4	2	10	156	366	200	522	0	526	5,212	0,949	4,26	54,77	52,60	53,68	18,8	34,5	155	155
II	157	0	4	2	11	140	349	200	489	0	493	4,263	0,905	3,36	52,60	49,49	51,05	18,6	32,1	135	135
III	138	0	4	1	15	118	285	200	403	0	407	3,358	0,739	2,62	49,49	46,51	48	18,2	29,4	102	102
IV	666	3	4	7	-30	682	-389	300	293	0	300	2,619	-1,008	3,63	46,51	50,51	48,51	17,2	30,9	78	по ВХК
V	1398	3	4	14	-20	1397	-1102	300	295	0	302	3,627	-2,856	6,48	50,51	57,08	53,79	17,2	36,2	92	по ВХК
VI	699	3	4	7	0	685	-392	300	293	0	300	6,483	-1,016	7,50	57,08	59,00	58,04	17,2	40,5	102	по ВХК

Продолжение приложения А

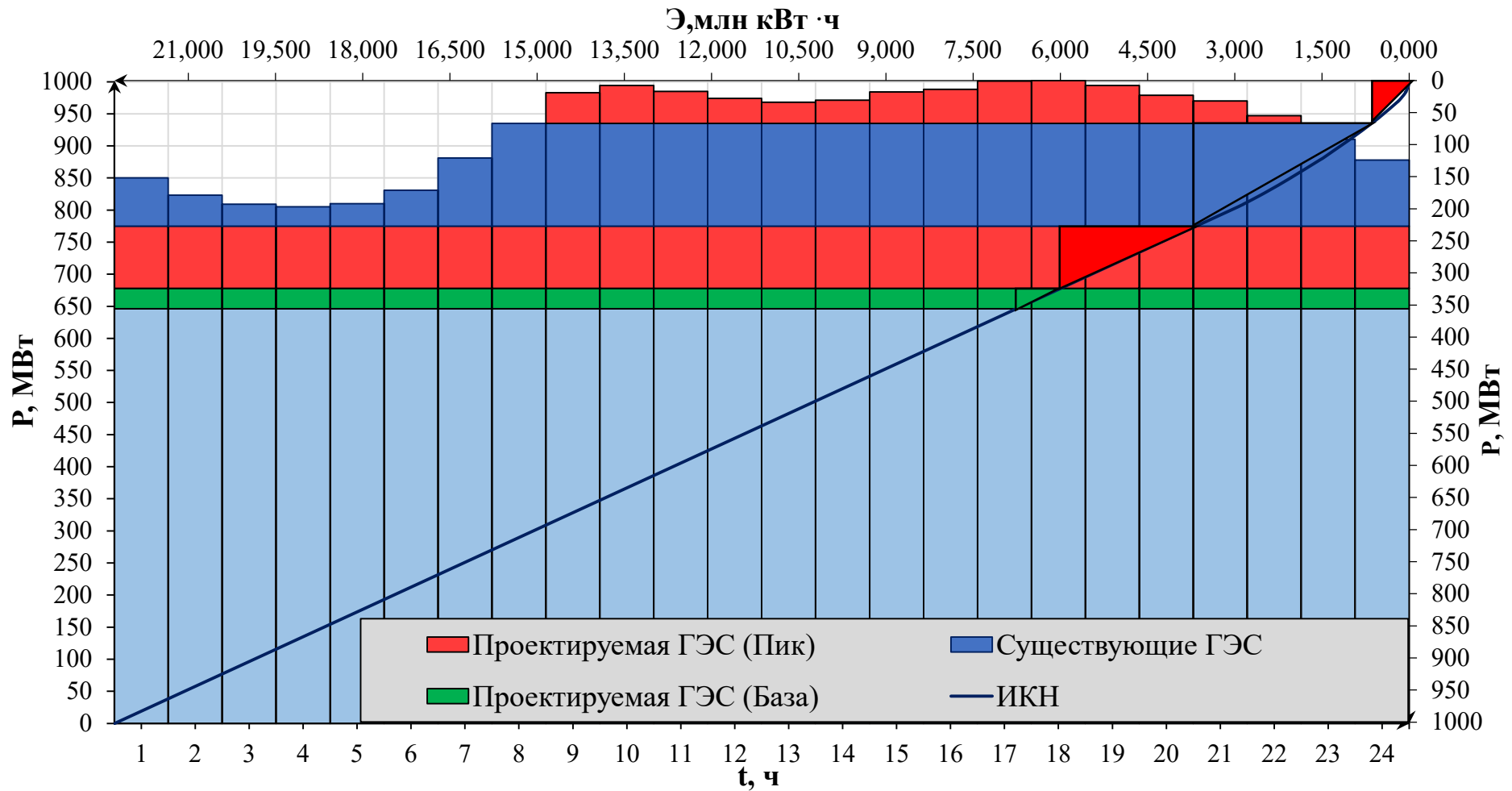


Рисунок А.1– График нагрузки и ИКН (январь)

Продолжение приложения А

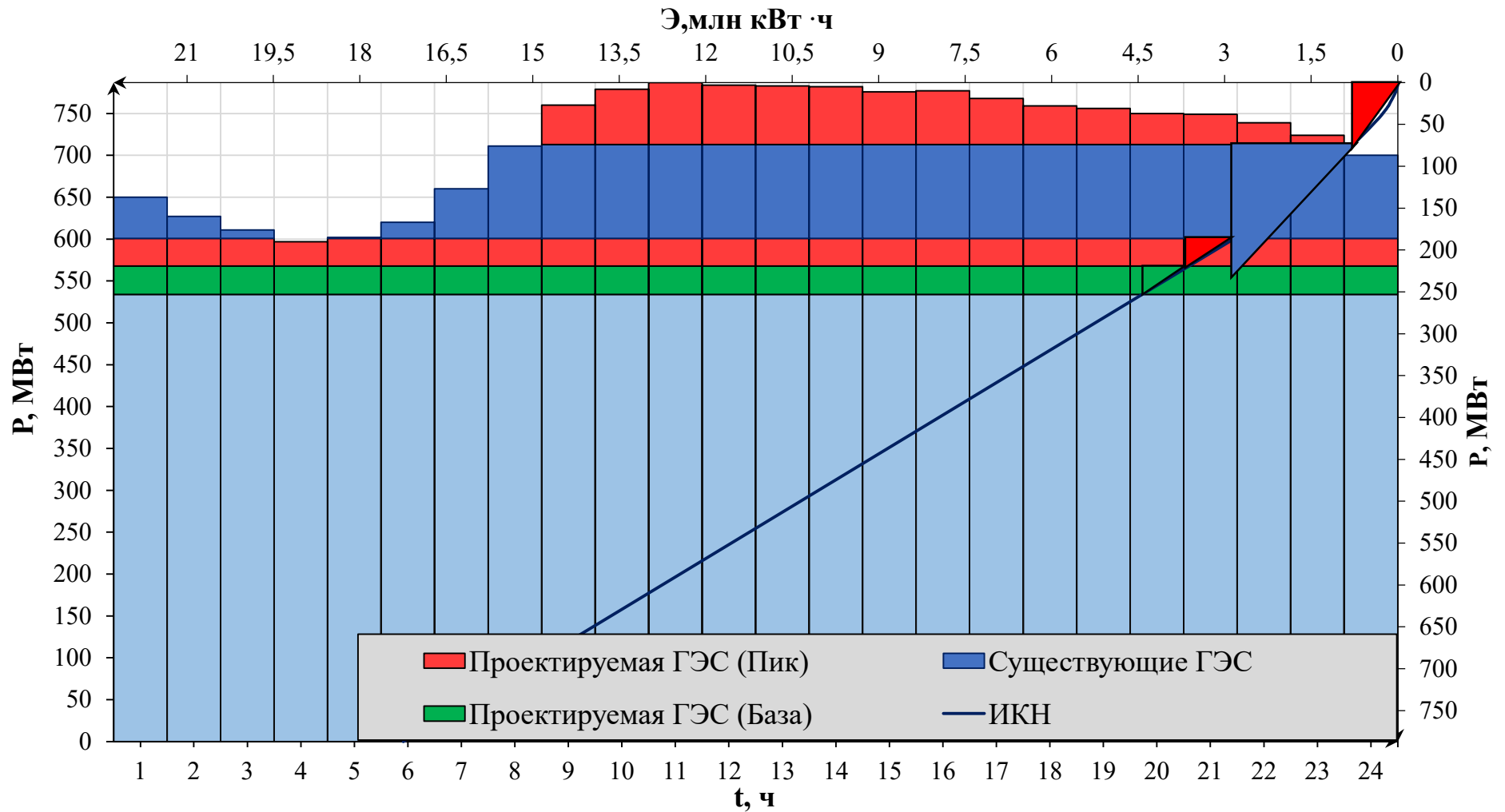


Рисунок А.2– График нагрузки и ИКН (июнь)

Продолжение приложения А

Таблица А.6 – Баланс мощностей

Месяцы	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ТЭС, МВт			
	Рmax	Равар	Рнагр	Нраб	Ннагр	Нрем	Нраб	Ннагр	Нрем	Нраб	Ннагр	Нрем	Навар
1	999	100	30	160	8	0	194	6	0	645	16	0	100
2	971	97	29	160	8	0	166	5	0	645	16	0	97
3	923	92	28	160	8	0	118	4	0	645	16	0	92
4	867	87	26	140	7	0	112	3	0	615	16	0	87
5	819	82	25	125	6	0	126	4	0	568	15	0	82
6	791	79	24	110	6	0	143	4	0	538	14	54	79
7	791	79	24	110	6	0	143	4	0	538	14	54	79
8	819	82	25	125	6	0	138	4	0	556	15	0	82
9	867	87	26	140	7	27	135	4	32	592	15	0	87
10	923	92	28	160	8	0	118	4	0	645	16	0	92
11	971	97	29	160	8	0	166	5	0	645	16	0	97
12	999	100	30	160	8	0	194	6	0	645	16	0	100



Окончание приложения А

Таблица А.7 – ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году по отметкам

Месяц	Qбыт, м <sup>3</sup> /с	Qпл, м <sup>3</sup> /с	Qф, м <sup>3</sup> /с	Qисп, м <sup>3</sup> /с	Qл, м <sup>3</sup> /с	Qпол.б, м <sup>3</sup> /с	Qводх, м <sup>3</sup> /с	QВХК, м <sup>3</sup> /с	QГЭС, м <sup>3</sup> /с	Qх.сбр, м <sup>3</sup> /с	Qнб, м <sup>3</sup> /с	Vнач, км <sup>3</sup>	ΔV, км <sup>3</sup>	Vкон, км <sup>3</sup>	Zнач.ВБ, М	Zкон.ВБ, М	Zср.ВБ, М	Zнб, М	НГЭС, М	Нгэс, МВт	Нгар, МВт
VII	487	4	5	5	0	473	36	300	509	0	518	7,5	0,093	7,41	59,00	58,92	58,96	18,3	40,3	177	по ВХК
VIII	440	4	5	4	0	427	85	300	512	0	521	7,407	0,22	7,19	58,92	58,59	58,76	18,3	40,1	177	по ВХК
IX	378	4	5	4	0	365	88	300	453	0	462	7,187	0,228	6,96	58,59	58,13	58,36	18,0	40,0	156	по ВХК
X	273	0	5	3	0	265	35	200	300	0	305	6,959	0,091	6,87	58,13	57,93	58,03	17,7	40,0	103	102
XI	270	0	5	3	5	257	144	200	401	0	406	6,868	0,373	6,50	57,93	57,11	57,52	18,2	38,9	134	135
XII	233	0	5	2	9	217	263	200	480	0	485	6,495	0,682	5,81	57,11	55,80	56,45	18,6	37,5	155	155
I	189	0	5	2	10	172	328	200	500	0	505	5,813	0,85	4,96	55,80	54,29	55,05	18,7	36,0	155	155
II	189	0	5	2	11	171	350	200	521	0	526	4,963	0,907	4,06	54,29	51,98	53,13	18,8	34,0	152	135
III	154	0	5	2	15	132	554	200	686	0	691	4,056	1,436	2,62	51,98	46,51	49,24	19,5	29,4	174	102
IV	747	4	5	7	-30	761	-470	300	291	0	300	2,62	-1,218	3,84	46,51	51,26	48,88	17,2	31,3	78	по ВХК
V	1621	4	5	16	-20	1616	-1283	300	333	0	342	3,838	-3,326	7,16	51,26	58,55	54,9	17,5	37,1	106	по ВХК
VI	720	4	5	7	0	704	-130	300	574	0	583	7,164	-0,337	7,50	58,55	59,00	58,77	18,5	39,9	197	по ВХК

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Основное и вспомогательное оборудование

Таблица Б.1 – Сводная таблица рассчитанных параметров гидротурбин

Параметры	ПЛ50-В			РО45-В		
	4,75	5	5,3	4,75	5	5,3
$D_1$ , м	4,75	5	5,3	4,75	5	5,3
$\eta_T$ , о.е	0,946	0,945	0,945	0,936	0,936	0,936
$N_{agr}$ , кВт	61,154	67,78	76,18	57,20	63,40	71,26
$Z'_{agr}$ , шт	3,27	2,95	2,63	3,50	3,15	2,81
$Z_{agr}$ , шт	4	3	3	4	4	3
$N'_{agr}$ , кВт	50,0	66,7	66,7	50,0	50,0	66,7
$\Delta_1$	1,064	1,080	1,080	1,069	1,070	1,070
$n'$ , об/мин	146,69	140,36	132,44	103,94	98,76	93,19
$n'_{синх}$ , об/мин	150	150	136,4	107,1	100	93,8
$n'_{I\max}$ , об/мин	105,6	110,3	106,3	75,2	73,9	73,5
$n'_{I\text{расч}}$ , об/мин	118,6	124,0	119,5	84,5	83,0	82,5
$n'_{I\min}$ , об/мин	132,9	138,9	133,9	94,7	93,0	92,5
$Q'_p \cdot \eta_T$	1,174	1,413	1,257	1,174	1,059	1,257
$Q'_{\max} \cdot \eta_T$	4,75	5	5,3	0,827	0,747	0,886

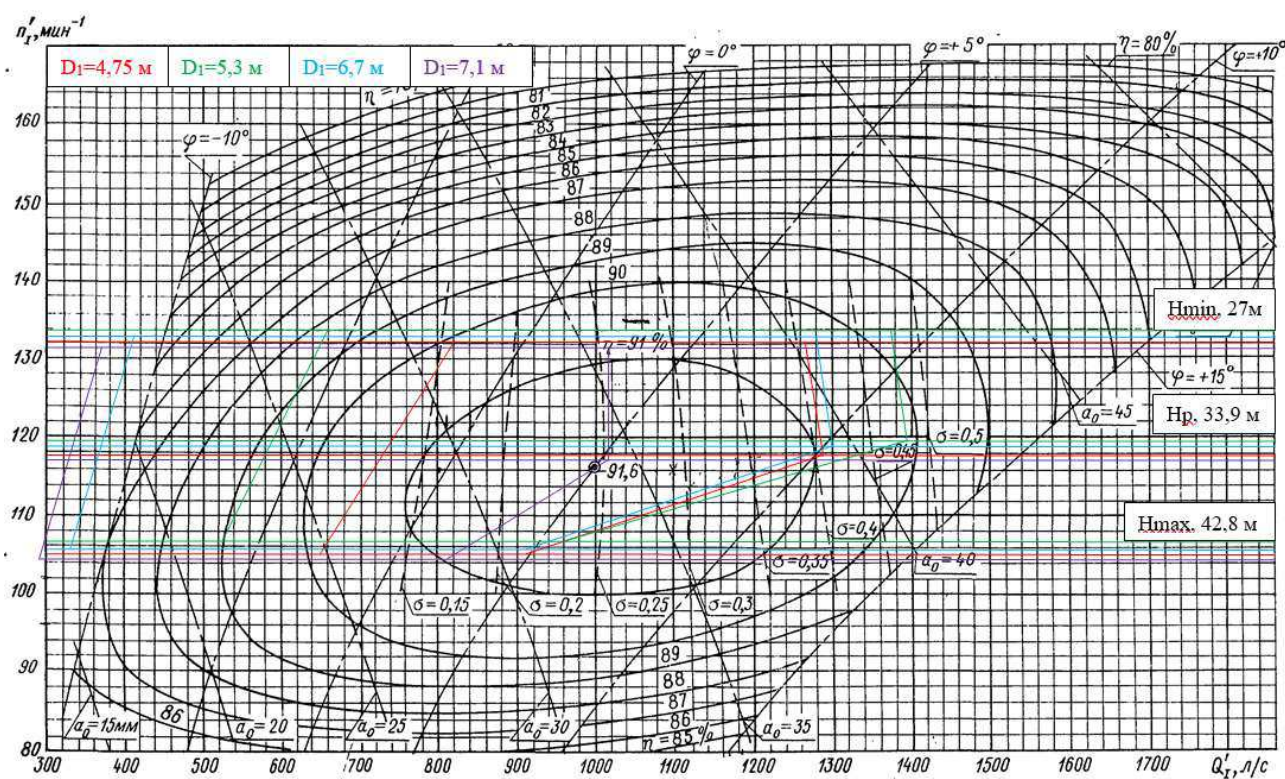


Рисунок Б.1 – Главная универсальная характеристики турбины ПЛ50-В

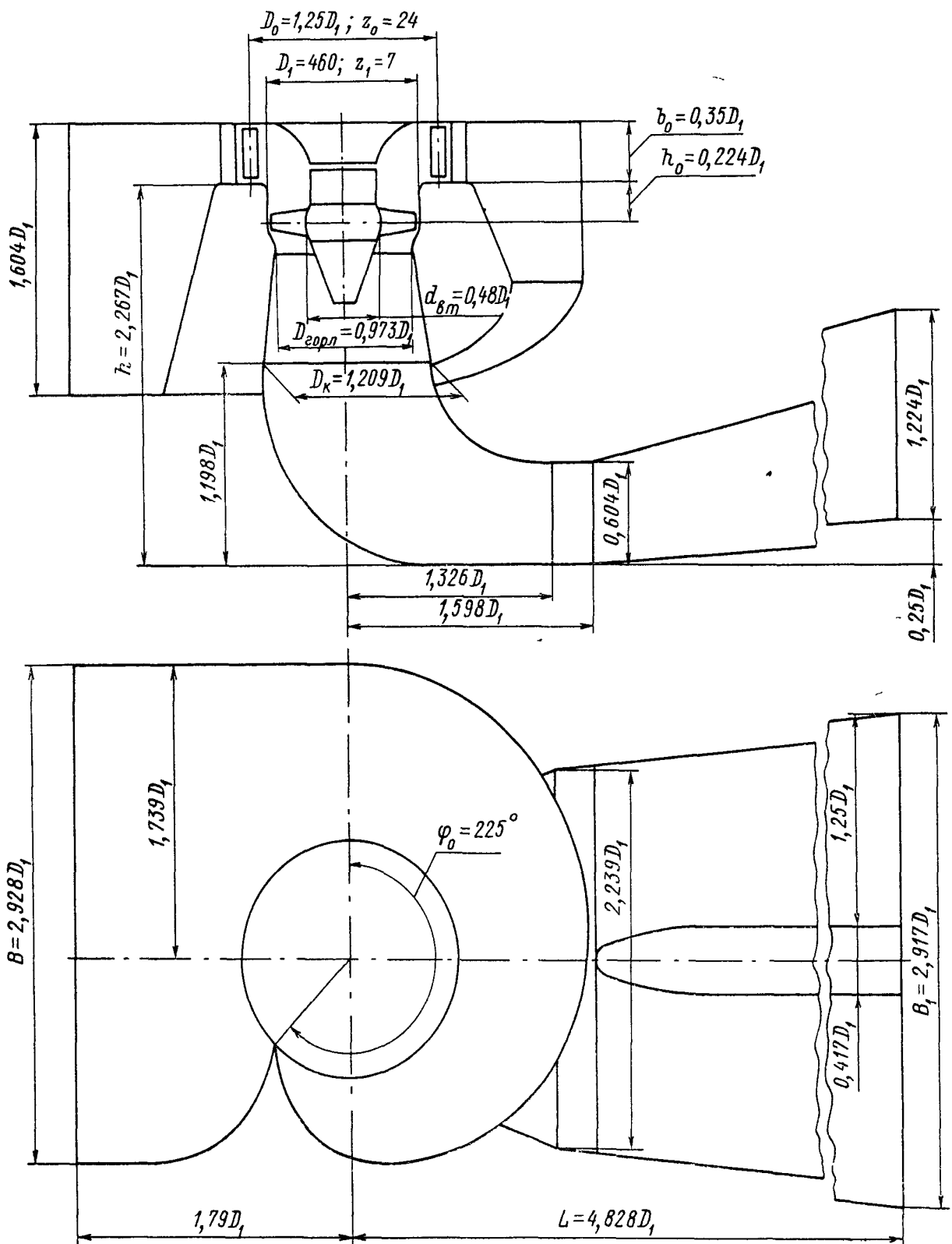


Рисунок Б.2 – Проточная часть турбины ПЛ150–В

Продолжение приложения Б

Номенклатурные диаметры рабочих колес  $D_1$ , диаметры расположения осей лопаток направляющего аппарата  $D_0$ , количество направляющих лопаток  $z_0$  и основные размеры статоров

$D_1$ , мм	$D_0$ , мм	$z_0$	Для бетонной спиральной камеры						Для металлической спиральной камеры				
			$D_b$	$D_a$	$D_*$	$\sim R$	$h_1$	$h_2$	$D_b$	$D_a$	$D_*$	$R$	$h$
1800	2200	16	—	—	—	—	—	—	2600	3050	3300	200	210
2000	2400	16	—	—	—	—	—	—	2850	3350	3600	200	230
2250	2750	16	—	—	—	—	—	—	3200	3750	4000	200	230
2500	2900	24	3400	3900	4000	280	320	230	3300	3900	4150	250	250
2800	3250	24	3820	4380	4480	300	350	250	3720	4380	4630	250	250
3200	3750	24	4370	5000	5100	300	400	300	4260	5000	5350	300	320
3600	4200	24	4850	5000	5700	350	400	300	4800	5550	5900	350	350
4000	4650	24	5420	6200	6300	350	450	350	5320	6150	6500	350	350
4500	5250	24	6100	7000	7100	400	450	350	6000	6950	7350	400	410
5000	5800	24	6750	7700	7800	400	500	400	6600	7650	8050	400	410
5500	6400	24	7450	8550	8050	500	500	400	7300	8450	8850	500	460
6000	7000	24	8150	9350	9450	500	550	450	8000	9250	9650	500	460
6500	7500	24	8850	10100	10200	600	550	450	8700	10000	10400	600	500
7000	8100	24	9200	10550	10650	600	550	500	9320	10750	11500	600	500
7500	8750	24	9850	11300	11400	600	550	500	10000	11500	12000	650	550
8000	9300	24	10450	11950	12050	600	550	500	10650	12300	12750	650	550
8500	9850	24	11150	12700	12800	600	550	500	11350	13100	13600	650	550
9000	10500	32	11800	13500	13600	600	600	550	—	—	—	—	—
9500	11000	32	12450	14250	14350	600	600	550	—	—	—	—	—
10000	11500	32	13100	15000	15150	600	600	550	—	—	—	—	—
10500	12000	32	13750	15750	15850	600	600	550	—	—	—	—	—

Рисунок Б.3 – Параметры спиральных камер

Таблица Б.2 – Данные расчетов спиральной камеры

Величина	Сечения											
	Вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Вых
ri	8,260	7,801	7,342	6,884	6,425	5,966	5,507	5,048	4,589	4,130	3,671	3,213
bi	4,772	4,461	4,150	3,839	3,527	3,216	2,905	2,594	2,283	1,971	1,660	1,349
rk	4,508	4,425	4,341	4,258	4,175	4,091	4,008	3,925	3,841	3,758	3,674	3,591
rk/ra	1,227	1,204	1,181	1,159	1,136	1,113	1,091	1,068	1,045	1,023	1,000	0,977
ln(rk/ra)	0,204	0,186	0,167	0,147	0,127	0,107	0,087	0,066	0,044	0,022	0,000	-0,023
ri/ra	2,248	2,123	1,998	1,873	1,748	1,623	1,498	1,374	1,249	1,124	0,999	0,874
ln(ri/ra)	0,810	0,753	0,692	0,628	0,559	0,484	0,404	0,317	0,222	0,117	-0,001	-0,135
b·ln(ri/ra)	3,865	3,358	2,872	2,409	1,970	1,558	1,175	0,823	0,507	0,230	-0,002	-0,181
rk·ctg( $\gamma$ )	16,825	16,514	16,203	15,891	15,580	15,269	14,958	14,647	14,335	14,024	13,713	13,402
rk·ctg( $\gamma$ )·ln(rk/ra)	3,438	3,066	2,700	2,340	1,986	1,639	1,297	0,962	0,634	0,312	-0,002	-0,310
mi	3,110	2,799	2,487	2,176	1,865	1,554	1,242	0,931	0,620	0,309	-0,002	-0,314
Ji	3,760	3,314	2,883	2,469	2,073	1,697	1,344	1,016	0,717	0,450	0,222	0,039
$\phi_i$	225,0	198,3	172,5	147,7	124,0	101,5	80,4	60,8	42,9	27,0	13,3	2,3
ai	4,585	4,126	3,667	3,209	2,750	2,291	1,832	1,373	0,914	0,455	-0,004	-0,463

Окончание приложения Б

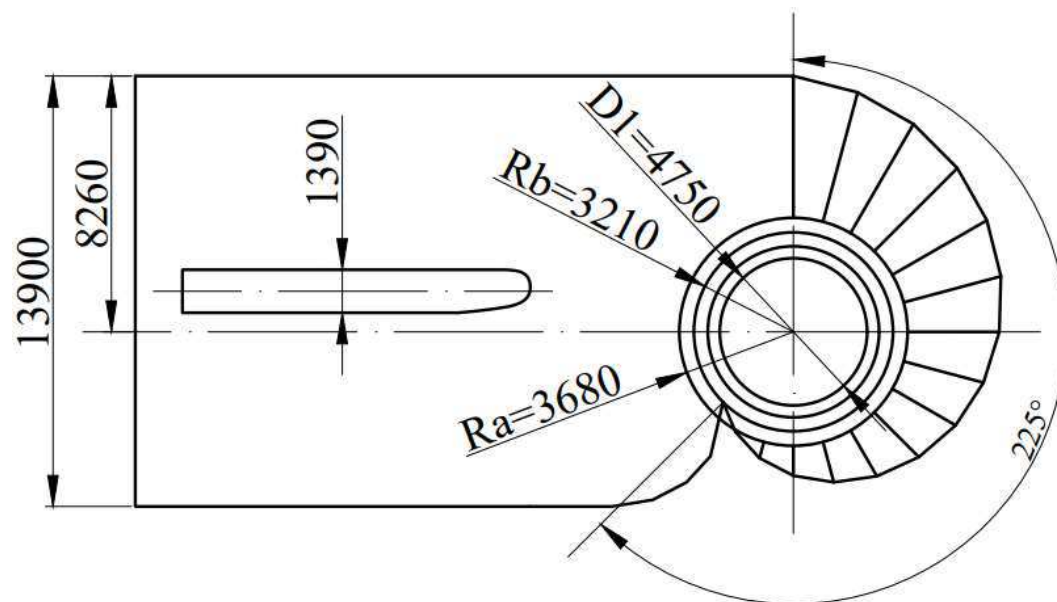


Рисунок Б.4 – План спиральной камеры

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Микропроцессорные электрические защиты гидрогенератора

Таблица В.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,50 \cdot I_H$	2,23 А
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,5	–
		Уставка начального торможения, $I_{HT}$	$1,0 \cdot I_H$	4,45 А
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,67 А
		Ток отсечки, $I_{отс}$	$2 \cdot I_H$	8,90 А
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	10 В
		$t_2$	$U_{0G}$	20 В
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,3	–
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{ср2}$	140 В
		1 ступень	$U_{ср1}$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,12 \cdot I_H$
		ОТС I	$I_{2с.з.}$	$0,80 \cdot I_H$
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,22 \cdot I_{НОМ}$
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,07
		2 ступень	$Z_{II}$	0,48
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_p СИГН.$	$1,07 \cdot I^{(1)}_{НОМ.Р}$
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,12 \cdot I^{(1)}_{НОМ.Р}$
		Отсечка	$I_p ПУСК.$	$2,24 \cdot I^{(1)}_{НОМ.Р}$

Окончание приложения В

Таблица В.2 – Матрица отключений защит

Действие Защиты		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТГГ	Отключение В-220 и В- ТСН	Отключение ШСВ – 220	Предупредительный сигнал	
Наименование	Обозначение								
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+				
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$						+	
		$t_2$	+	+	+				
	$U_{03}$	$t$	+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 ступень $t_1$	+	+					
		2 ступень $t_2$	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС I	$t_1$					+	
			$t_2$					+	
		$t_3$	+	+					
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС	$t_1$					+	
			$t_2$					+	
$t_3$	+		+						
ДЗ	1 ступень	$t_1$				+			
		$t_2$	+	+	+				
	2 ступень	$t_1$					+		
		$t_2$					+		
		$t_3$	+	+					
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО						+	
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				



# ПРИЛОЖЕНИЕ Г

## Системы смазки и охлаждения узлов ГА, основные узлы и конструктивные исполнения

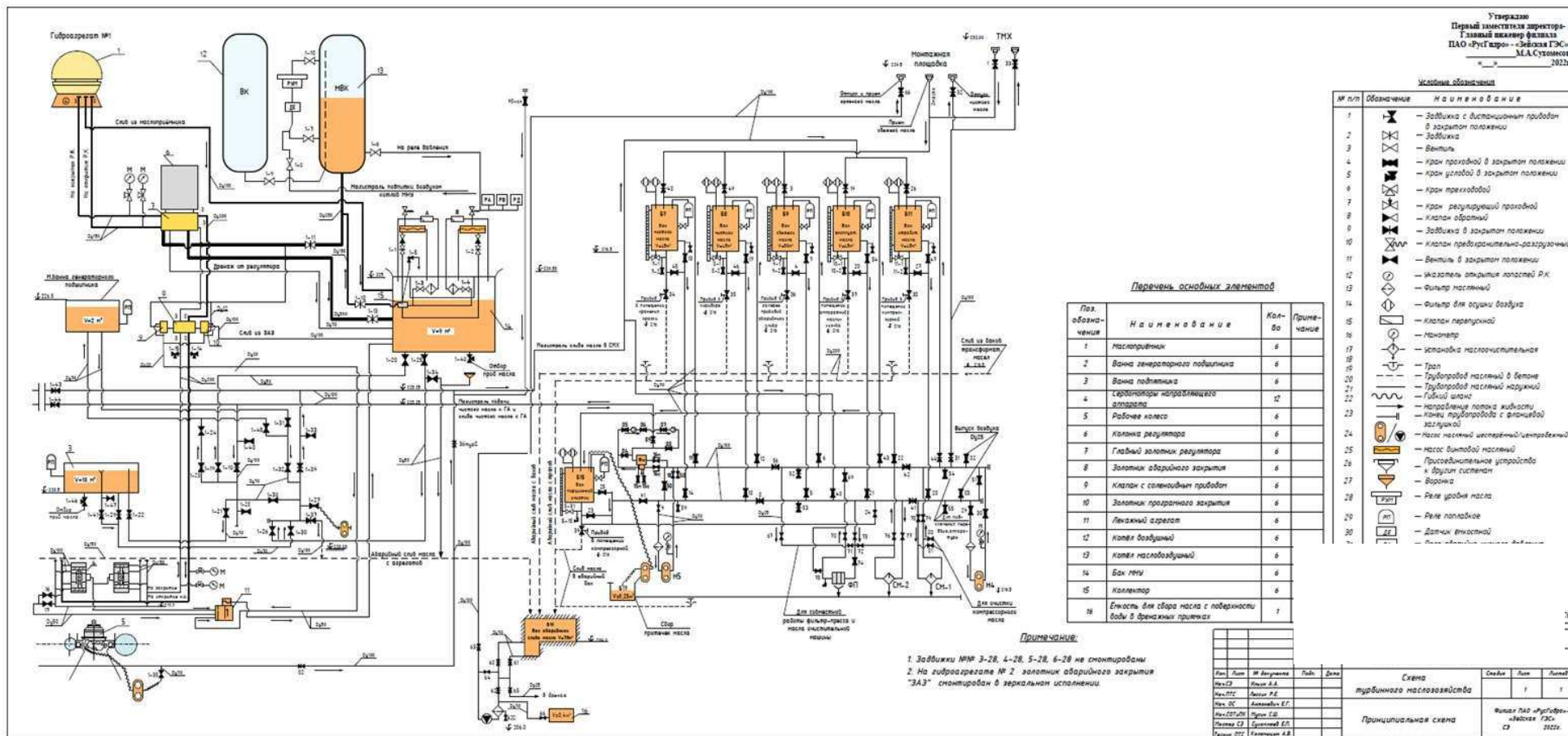




Рисунок Г.1 – Схема турбинного маслохозяйства Зейской ГЭС

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


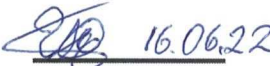
Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических  
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
  
подпись  
«16»  
  
инициалы, фамилия  
«Шушенский» 2022 г

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

ПРОЕКТИРОВАНИЕ МИРНОЙ ГЭС НА РЕКЕ ОНЕГА. СИСТЕМЫ СМАЗКИ  
И ОХЛАЖДЕНИЯ УЗЛОВ ГА, ОСНОВНЫЕ УЗЛЫ И КОНСТРУКТИВНЫЕ  
ИСПОЛНЕНИЯ

Руководитель	 подпись, дата	<u>Канд. техн. наук, доцент</u> <u>кафедры ГГЭЭС Саяно–</u> <u>Шушенский филиал СФУ</u> должность	А.А. Ачитаев
Выпускник	 подпись, дата		В.А. Цибизов

Саяногорск; Черёмушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Мирной ГЭС на реке Онега. Системы смазки и охлаждения узлов ГА, основные узлы и конструктивные исполнения»

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты	<u>Зайд 11.04.20</u> подпись, дата	<u>Е.Ю. Замеева</u> инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	<u>Арт 14.04.22</u> подпись, дата	<u>А.В. Масинский</u> инициалы, фамилия
Электрическая часть	<u>Акс 8.04.22</u> подпись, дата	<u>А.Х. Хисиев</u> инициалы, фамилия
Релейная защита и автоматика	<u>Варша 19.04.22</u> подпись, дата	<u>М.С. Вармахин</u> инициалы, фамилия
Компоновка и сооружение гидроузла	<u>СД 10.06.22</u> подпись, дата	<u>С.У. Рашеминов</u> инициалы, фамилия
Пожарная безопасность. Охрана труда	<u>ЖС 28.04.22</u> подпись, дата	<u>В.В. Тетякин</u> инициалы, фамилия
Охрана окружающей среды	<u>КФ 21.04.22</u> подпись, дата	<u>В.А. Кадогеров</u> инициалы, фамилия
Технико-экономическое обоснование	<u>Юрк 20.04.22</u> подпись, дата	<u>В.В. Лапасова</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролер	<u>Синь 16.06.22</u> подпись, дата	<u>К.П. Симелинкова</u> инициалы, фамилия