

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

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, энергетических систем и  
электрических сетей»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ А.А. Ачитаев  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВИТИМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ВИТИМ.  
ГИДРОЭНЕРГЕТИКА И ЭКОЛОГИЯ**

тема

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

должность

В.А. Кадычegov  
инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_  
подпись, дата

М.М. Чеченов  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Витимской ГЭС на реке Витим. Гидроэнергетика и экология.»

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 сооружения  
гидроузла

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана  
труда

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Охрана окружающей  
среды

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Технико-экономическое  
обоснование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ВИТИМСКОЙ ГЭС .....	8
ВВЕДЕНИЕ .....	10
1 Общая часть.....	11
1.1 Природные условия.....	11
1.1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла.....	11
1.1.2 Гидрологические данные .....	11
1.1.3 Инженерно-геологические условия.....	13
1.1.4 Топографические условия.....	13
1.1.5 Населенность района.....	14
1.1.6 Транспортная инфраструктура .....	14
1.1.7 Полезные ископаемые .....	14
1.2 Энерго-экономическая характеристика района .....	14
2 Водно-энергетические расчеты .....	15
2.1 Регулирование стока воды.....	15
2.1.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года.....	15
2.2 Выбор установленной мощности на основе водно-энергетических расчетов .....	16
2.2.1 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований ВХК .....	16
2.2.2 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС.....	19
2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС .....	20
2.2.4 Построение баланса мощности системы.....	20
3 Основное и вспомогательное оборудование .....	22
3.1 Построение режимного поля и выбор числа и типа гидроагрегатов.....	22
3.1.1 Построение режимного поля .....	22
3.1.2 Выбор числа и типа гидроагрегатов .....	23
3.2 Гидротурбины и их проточная часть.....	27
3.2.1 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы .....	27
3.2.2 Гидромеханический расчет спиральной камеры .....	28
3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора.....	31
3.4 Разработка схемы установки .....	31
3.4.1 Расчет деталей и узлов гидротурбины .....	31
3.4.2 Выбор маслonaпорной установки.....	33
3.4.3 Выбор электрогидравлического регулятора .....	33
4 Электрическая часть.....	34
4.1 Исходные данные .....	34
4.2 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС.....	34
4.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком....	35
4.4 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком	36
4.5 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий.....	38

4.6 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта .....	39
4.7 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin. ....	41
4.7.1 Расчёт исходных данных.....	41
4.7.2 Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin» .....	42
4.7.3 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима .....	43
4.8 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ.....	44
4.9 Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	45
4.10 Выбор параметров КРУЭ. ....	45
4.10.1 Выбор выключателей и разъединителей.....	45
4.10.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения .....	46
5 Релейная защита и автоматика .....	47
5.1 Расчет номинальных токов .....	47
5.2 Перечень защит основного оборудования .....	48
5.3 Описание защит и расчет уставок .....	49
5.3.1 Продольная дифференциальная защита генератора.....	49
5.3.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ( $U_N$ ( $U_0$ )) ....	51
5.3.3 Защита от повышения напряжения ( $U1>$ ), ( $U2>$ ) .....	54
5.3.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ) .....	54
5.4 Защита от симметричных перегрузок ( $I_1$ ) .....	57
5.5 Защита от перегрузки обмотки ротора.....	59
5.6 Дистанционная защита генератора ( $Z1<$ ), ( $Z2<$ ) .....	60
5.7 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор .....	64
5.8 Таблица уставок и матрица отключений защит .....	64
6 Проектирование сооружений напорного фронта .....	67
6.1 Определение отметки гребня плотины .....	67
6.1.1 Грунтовые плотины.....	67
6.2 Гидравлические расчеты.....	69
6.2.1 Определение ширины водосливного фронта.....	69
6.2.2 Определение отметки гребня водослива .....	71
6.2.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае.....	72
6.2.4 Расчет водопропускных отверстий.....	73
6.2.5 Построение профиля водосливной грани.....	73
6.3 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе .....	75
6.4 Расчет элементов в нижнем бьефе .....	75
6.4.1 Водобойная плита.....	75
6.4.2 Расчет водобойного колодца .....	76
6.4.3 Рисберма .....	77

6.5	Конструирование плотины .....	78
6.5.1	Определение ширины подошвы плотины .....	78
6.5.2	Разрезка бетонной водосливной плотины швами.....	78
6.5.3	Быки .....	79
6.5.4	Устои .....	79
6.5.5	Галереи в теле бетонной плотины .....	79
6.6	Конструирование элементов подземного контура плотины .....	80
6.6.1	Дренажные устройства.....	80
6.7	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины .....	81
6.7.1	Определение основных нагрузок на плотину .....	81
6.7.2	Вес сооружения и затворов.....	81
6.7.3	Сила гидростатического давления воды .....	81
6.7.4	Равнодействующая взвешивающего давления .....	82
6.7.5	Сила фильтрационного давления .....	82
6.7.6	Давление грунта .....	82
6.7.7	Волновое давление .....	83
6.7.8	Оценка прочности плотины .....	84
6.7.9	Критерии прочности плотины и ее основания.....	86
6.7.10	Обоснование устойчивости плотины .....	87
6.8	Проектирование грунтовой плотины .....	88
7	Объемы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации .....	89
7.1	Оценка объемов реализации электроэнергии .....	89
7.2	Текущие расходы на производство электроэнергии .....	89
7.3	Налоговые расходы .....	91
7.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	92
7.5	Оценка инвестиционного проекта.....	94
7.5.1	Методология и исходные данные, оценка инвестиционного проекта .....	94
7.5.2	Показатели коммерческой эффективности проекта .....	94
7.5.3	Бюджетная эффективность .....	95
7.6	Анализ чувствительности .....	95
8	Мероприятия по охране окружающей среды Витимской ГЭС. Охрана труда и пожарная безопасность. ....	98
8.1	Общие сведения, охрана окружающей среды .....	98
8.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в зоне влияния ГЭС.....	98
8.3	Устройство охраны труда .....	100
8.4	Безопасность гидротехнических сооружений .....	103
8.5	Пожарная безопасность .....	104
8.5.1	Пожаротушение гидрогенераторов .....	105
8.5.2	Пожаротушение силовых трансформаторов.....	106
8.5.3	Пожаротушение кабельных сооружений .....	106
8.5.4	Пожаротушение стационарного маслохозяйства .....	107
9.	Гидроэнергетика и экология.....	108
9.1	Влияние гидроэлектростанций на окружающую среду .....	108

9.2	Воздействие водохранилищ ГЭС на окружающую среду .....	110
9.2.1	Общая характеристика водохранилищ.....	110
9.2.2	Зона затопления водохранилища в верхнем бьефе.....	110
9.2.3	Воздействие водохранилища на окружающую среду в нижнем бьефе плотины.....	113
9.3	Действующие нормативные документы .....	114
9.4	Политика Русгидро.....	115
9.5	Экологическая политика .....	118
9.6	Управление экологическими рисками РУСГИДРО .....	119
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	122
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Гидрологический ряд наблюдений р. Витим в створе Витимской ГЭС .....	125
	ПРИЛОЖЕНИЕ В Таблицы сработки маловодного и средневодного годов .....	129

## СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ВИТИМСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Витим;
2. Местонахождение ГЭС.....Иркутская область;
3. Тип проектируемой установки.....Гидроэлектростанция;
4. Характерные расходы воды:
  - а) всех турбин.....377,6 м<sup>3</sup>/с;
  - б) максимальный с обеспеченностью: 1%.....650,1 м<sup>3</sup>/с;  
0,1% .....762,6 м<sup>3</sup>/с;
  - в) ВХК.....69 м<sup>3</sup>/с;
5. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока.....годовой;
  - б) отметка: НПУ .....277,0 м;  
ФПУ.....278,0 м;  
УМО.....273,1 м;
  - в) объемы:
    - полный.....5,67 км<sup>3</sup>;
    - полезный.....1,52 км<sup>3</sup>;
6. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный.....36,7 м;
  - б) расчетный.....32,7 м;
  - в) минимальный.....32,6 м;
7. Энергетические характеристики:
  - а) мощность:
    - установленная.....118,2 МВт;
    - гарантированная.....58,0 МВт;
  - б) среднегодовой выработка энергии.....344,9 млн кВт·ч;
8. Бетонные плотины (общая длина):
  - а) правобережная грунтовая.....539,5 м;
  - б) водосливная.....25,0 м;
  - в) стационарная.....99,3 м;
  - г) левобережная глухая бетонная.....149,0 м;
9. Водобросные сооружения:
  - а) тип.....2 поверхностных и 2 глубинных;
  - б) число и размер пролетов.....2 пролета по 8 м;
  - в) общая длина.....25,0 м;
  - г) максимальная высота.....53,3 м;
  - д) гаситель.....водобойный колодец;
10. Здание ГЭС:
  - а) тип здания.....руслонное;
  - б) число агрегатов.....4 шт;
  - в) грунты в основании.....гранит;
  - г) тип спиральной камеры.....бетонная;
  - д) тип отсасывающей трубы.....изогнутая;

11. Основное оборудование:

- а) тип турбины.....ПЛ406-В-375;
- б) тип генератора.....СВ-595/100-30УХЛ5;
- в) мощность генератора.....36,7 МВ·А;
- г) частота вращения.....200 об/мин;

12. Техничко-экономические показатели:

- а) удельные капиталовложения.....1056 долл./кВт;
- б) себестоимость энергии.....0,49 руб/кВт·ч;
- в) срок окупаемости.....7 лет.



## ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика - одна из ведущих отраслей энергетики, в которую входят сбыт, производство и передача электроэнергии. Гидроэнергетика - одна из ведущих составляющих электроэнергетики России. Преимуществом ГЭС перед другими электростанциями является способность быстро увеличивать объем выработки электроэнергии для покрытия пиковых нагрузок в энергосистеме. У России большой гидроэнергетический потенциал, что подразумевает возможности развития отечественной гидроэнергетики.

Себестоимость производства электроэнергии в 7-10 раз ниже, чем на тепловых и атомных станциях. Источник энергии - текущая вода. Вода является возобновляемым источником, в отличие от нефти, газа и твердого топлива. Так же преимущество гидроэнергетики перед другими видами электроэнергетики, что выработка данной энергии является экологически безопасной.

Гидроэлектростанция - комплекс сооружений и оборудования, посредством которых энергия потока воды преобразуется в электрическую энергию.

Гидроэлектростанции являются составной частью гидроузла - комплекса ГТС, предназначенных для использования водных ресурсов в интересах народного хозяйства: получения электроэнергии, ирригации, водоснабжения, защиты от наводнений и др.

Цель бакалаврской работы - на основе знаний, полученных в ходе обучения проработать основные этапы проектирования гидроэлектростанции.

## **1 Общая часть**

### **1.1 Природные условия**

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

Иркутская область расположена в юго-восточной части Сибирского федерального округа. Крайняя южная точка области располагается на 51° северной широты, северная оконечность почти достигает 65-й параллели. С севера на юг область протянулась почти на 1450 км, с запада на восток на 1318 км. Климат Иркутской области резко континентальный. Средние температуры холодного периода года варьируют от -5°С до -40°С, а теплого от 10°С до 35°С. Среднее выпадение осадков около 450 мм в год

Река Витим начинается слиянием рек Витимкан и Чина на высоте 1171. Питание преимущественно дождевое. Витим судоходен от устья вверх по течению на 515 км, при высокой воде возможно судоходство на отдельных участках до 1475 км. Река используется для сплава леса и сена.

#### **1.1.2 Гидрологические данные**

Витим - правый приток Лены. Длина 1837км. Начинается при слиянии реки Витимкан с рекой Чиной. Питание реки преимущественно дождевое. Для Витима характерно растянутое половодье (с мая по октябрь). Наиболее многоводный месяц — июнь. Средний расход воды 1530 м<sup>3</sup>/с. Замерзает в начале ноября, вскрывается во второй декаде мая.

Бассейн Витима расположен в зоне тёмнохвойно-лиственничных лесов. Верхнее и среднее течение Витима расположено в пределах Витимского плоскогорья и Станового нагорья. Принимает 10 притока и более.. Вскрывается в мае, замерзает в ноябре.

Средний уклон не превышает 0,5 м/км.

Скорость реки: 2 м/с (в межень: 1,5 м/с).

Гидрологический ряд наблюдений за рекой Витим в период 1939-1988 гг. приведен в приложении А, таблица А.1.

Кривые связи верхнего и нижнего бьефа представлены на рисунках 1.1 и 1.2.

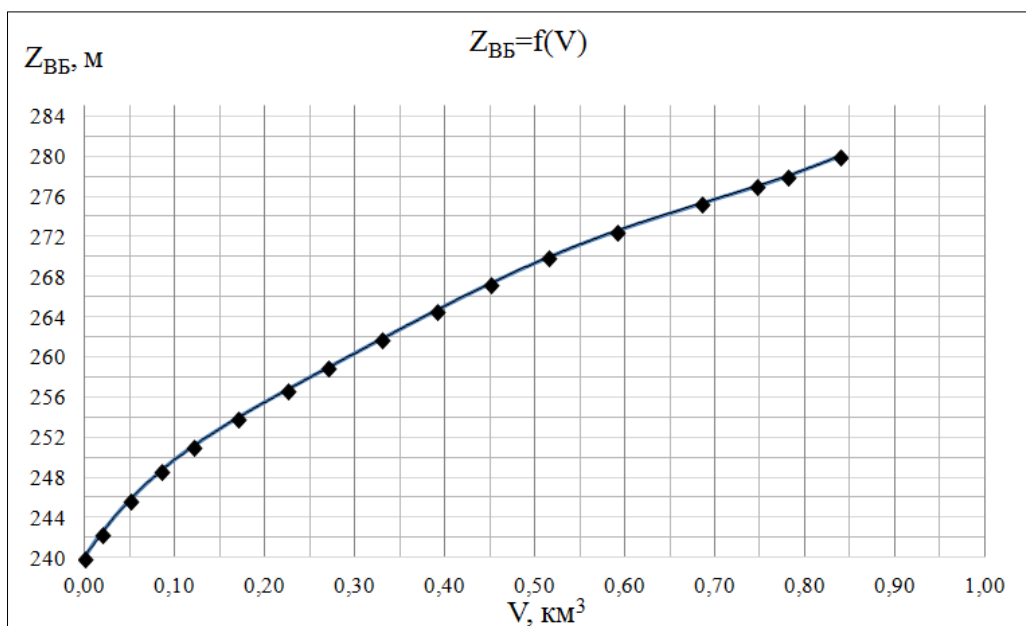


Рисунок 1.1 - Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

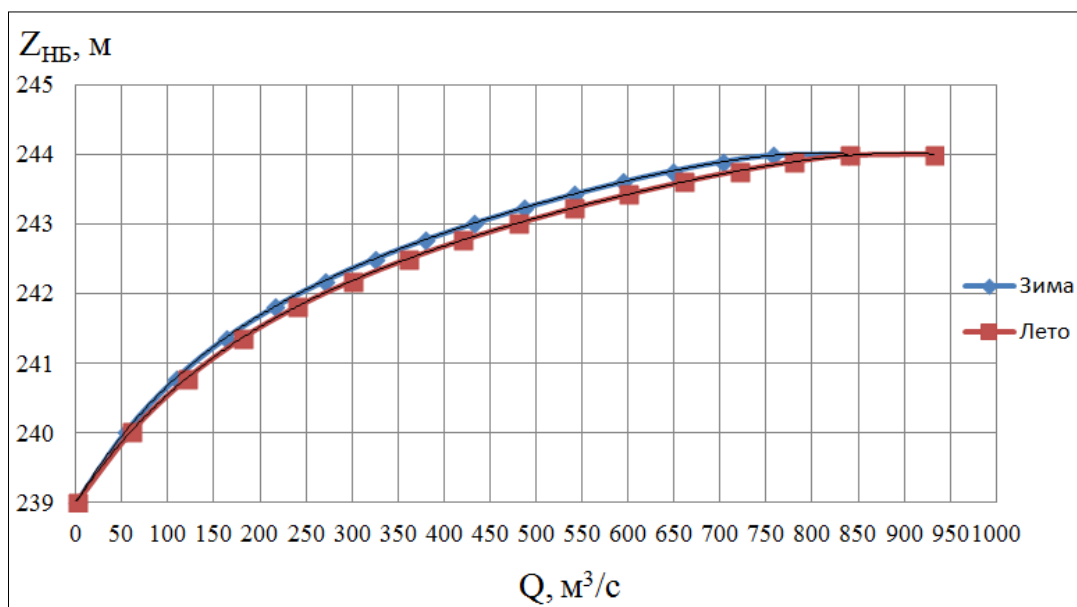


Рисунок 1.2 - Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа для летнего и зимнего периодов

Требования участников ВХК и потери расхода представлены в таблице 1.1

Таблица 1.1 - Требования участников ВХК и потери расхода

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q <sub>вхк</sub>	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
Q <sub>испар</sub>	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0
Q <sub>лед</sub>	-1	-1	-1	5	3	0	0	0	0	-2	-2	-1
Q <sub>фильтр</sub>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

### 1.1.3 Инженерно-геологические условия

В основании сооружения залегает гранит. Ширина створа по НПУ: 810 м. Отметка дна: 239,0 м. Профиль створа проектируемого гидроузла представлен на рисунке 1.3.

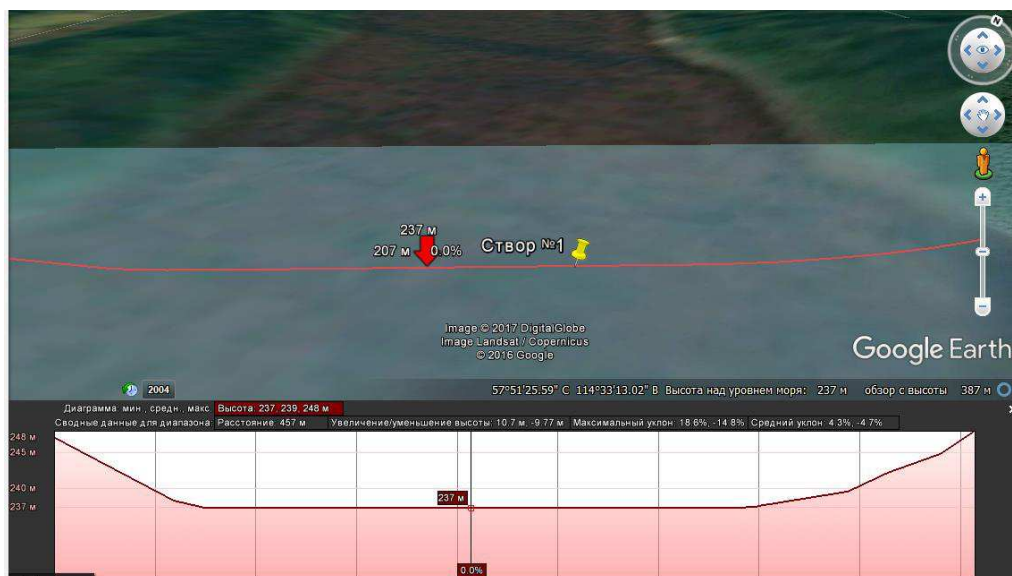


Рисунок 1.3 - Профиль створа проектируемого гидроузла

### 1.1.4 Топографические условия

В створе проектируемого гидроузла преимущественно горная местность. Правый берег более крутой, поэтому все промышленные здания на период строительства и эксплуатации будут размещены на левом берегу. На рисунке 1.4 показан выбранный створ проектируемой ГЭС на топографической карте.

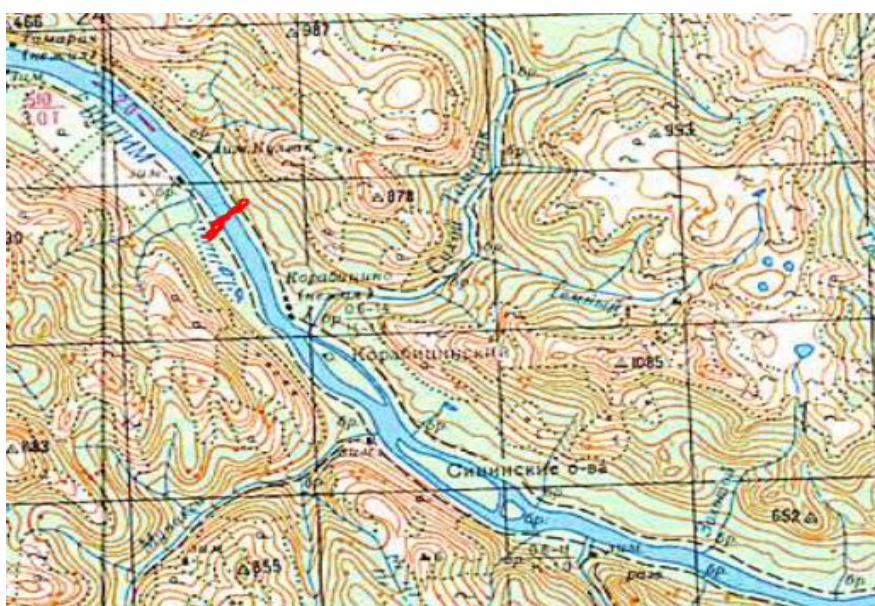


Рисунок 1.4 - Выбранный створ Витимской ГЭС на топографической карте

### **1.1.5 Населенность района**

В нижнем бьефе проектируемого гидроузла располагаются следующие населенные пункты: пгт Мама, п Колотовка, п Витимский, п Мусковит суммарное население которых составляет около 3000 человек.

### **1.1.6 Транспортная инфраструктура**

В Верхнем бьефе проектируемой ГЭС находится город Бодайбо - административный центр Бодайбинского района Иркутской области. В этом городе расположен действующий аэропорт. Так же город Бодайбо является транспортным узлом и располагается вблизи железнодорожной и Байкало-Амурской магистрали автомобильной магистралей. Рядом с гидроузлом располагаются дороги регионального и межмуниципального назначения.

Через проектируемый гидроузел не проходят судоходные пути, так как река Витим является судоходной только на расстоянии 515 км от устья.

### **1.1.7 Полезные ископаемые**

Минеральные ресурсы - одно из основных природных богатств Иркутской области. Известны месторождения золота, нефрита, слюды.

## **1.2 Энерго-экономическая характеристика района**

Проектируемая ГЭС относится к ОДУ Сибири, Иркутское РДУ.

Операционная зона охватывает территорию 774,8 тыс.км<sup>2</sup> с населением 2,4 млн. человек. В управлении и ведении Иркутского РДУ находятся объекты генерации установленной электрической мощностью 13132,1 МВт. Наиболее крупными из них являются: Братская ГЭС, Усть-Илимская ГЭС, Иркутская ГЭС и тепловые станции ПАО «Иркутскэнерго»: Иркутская ТЭЦ-10 (г. Ангарск) и Иркутская ТЭЦ-9 (г. Ангарск), Ново-Иркутская ТЭЦ (г. Иркутск), Усть-Илимская ТЭЦ (г. Усть-Илимск), Иркутская ТЭЦ-11 (г. Усолье-Сибирское), Иркутская ТЭЦ-6 (г. Братск) и Ново-Зиминская ТЭЦ (г. Саянск).

В электроэнергетический комплекс Иркутской области входят 24 линии электропередачи класса напряжения 500 кВ (в том числе 2 ВЛ, класс напряжения при эксплуатации которой 220 кВ), 100 линий электропередачи класса напряжения 220 кВ (в том числе 1 ВЛ, класс напряжения при эксплуатации которой 110 кВ), 274 линии электропередачи класса напряжения 110 кВ, 309 трансформаторных подстанций и распределительных устройств электростанций напряжением 500, 220, 110 кВ с суммарной мощностью трансформаторов 39 195 МВА (по данным на 01.01.2020).

Выработка электроэнергии в операционной зоне Иркутского РДУ в 2019 году составила 57,577 млрд.кВт·ч, потребление – 55,481 млрд.кВт·ч.

## 2 Водно-энергетические расчеты

### 2.1 Регулирование стока воды

#### 2.1.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года

Исходный гидрологический ряд (приложение А, таблица А1) делится на два периода: половодье и межень. К периоду половодья относятся месяцы, расход в которых больше или равен среднегодовому расходу. Остальные месяцы относят к межени. Определив границы сезонов необходимо вычислить для всех лет ряда средние расходы за год, межень и половодье. Ранжировать каждую последовательность в порядке убывания и вычислить вероятность (приложение Б, таблица Б1).

Выбор расчётного года (P=50%):

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчётной обеспеченности 50%: 1939 и 1964 года. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. В итоге принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

Для 1939 года:

$$K_n = \frac{Q_{\text{баз.пол}}}{Q_{1939}} = \frac{223,5}{217} = 1,03 \quad (2.1)$$

$$K_m = \frac{Q_{\text{баз.меж}}}{Q_{1939}} = \frac{45,5}{49} = 0,93 \quad (2.2)$$

Для 1964 года:

$$K_n = \frac{Q_{\text{баз.пол}}}{Q_{1964}} = \frac{223,5}{225} = 0,99 \quad (2.3)$$

$$K_m = \frac{Q_{\text{баз.меж}}}{Q_{1964}} = \frac{45,5}{25} = 1,82 \quad (2.4)$$

Поэтому в качестве расчетного маловодного года принимаем 1939 год.

Выбор расчётного года (P=90%):

Принимаем 1977 год базовым для обеспеченности P=90%.

Считаем коэффициент приведения для межени и половодья:

$$K_n = \frac{Q_{\text{баз.77}}}{Q_{1977}} = \frac{166}{166} = 1 \quad (2.5)$$

$$K_M = \frac{Q_{\text{баз.77}}}{Q_{M77}} = \frac{31}{44} = 0,73 \quad (2.6)$$

Так как, коэффициент половодья равен 1, следовательно берем 1977 год в качестве расчетного без корректировок.

Корректируем расходы в принятых годах с учетом полученных коэффициентов. Данные сведем в таблицу 2.1

Таблица 2.1 - Скорректированные расходы средневодного и маловодного годов

Мес	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q^{50\%}$ , м <sup>3</sup> /с	33	32	34	46	129	290	306	216	191	172	94	56
$Q^{90\%}$ , м <sup>3</sup> /с	28	29	31	34	109	263	236	149	129	112	84	46

По полученным данным строим гидрограф (рисунок 2.1). Расходы маловодного года не должны превышать расходы средневодного.

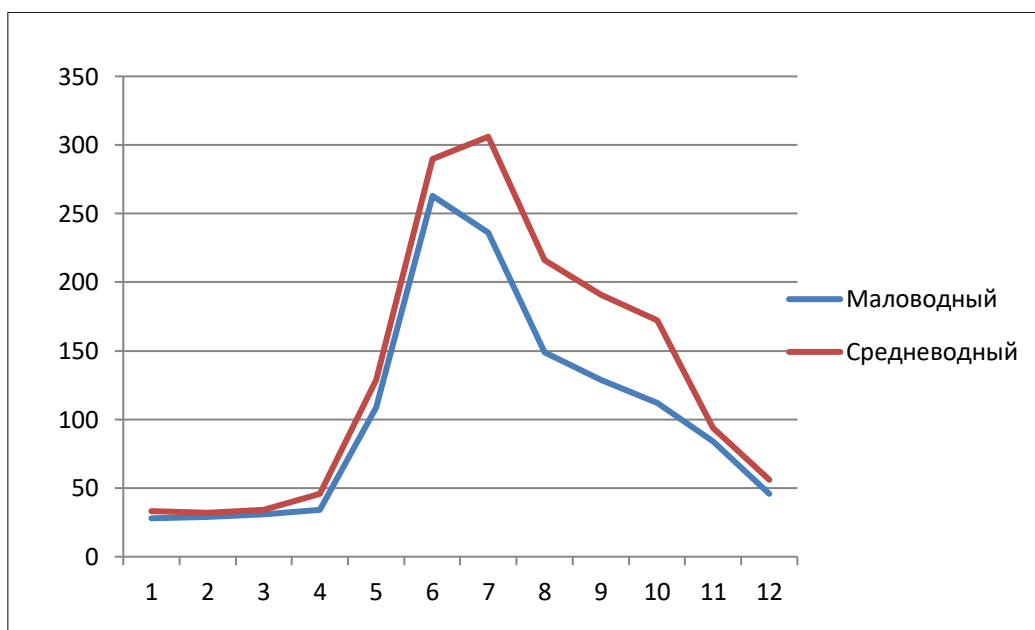


Рисунок 2.1 - Гидрограф расчетных маловодного и средневодного годов

## 2.2 Выбор установленной мощности на основе водно-энергетических расчетов

### 2.2.1 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований ВХК

Произведем расчет двух режимов работы ГЭС: работа по водотоку и по ВХК. Результаты приведены в таблицах 2.2 и 2.3.

Значение мощности на полезном бытовом стоке:

$$N_{\text{ГЭСбыт}} = k_N \cdot Q_{\text{пр90\%}} \cdot H, \quad (2.7)$$

где  $k_N$  - коэффициент мощности,  $k_N=8,8$ ;  
 $Q_{\text{пр90\%}}$  - бытовой расход маловодного года, м<sup>3</sup>/с;  
 $H$  - подведенный напор, м.

Подведенный напор:

$$H = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.8)$$

где  $Z_{\text{ВБ}}$  - отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ, м;  
 $Z_{\text{НБ}}$  - уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по кривой связи, м;  
 $\Delta h$  - потери напора в водоподводящих сооружениях,  $\Delta h = 0,53$  м.

Значение мощности с учетом требований ВХК:

$$N_{\text{ГЭС ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H, \quad (2.9)$$

где  $Q_{\text{ВХК}}$  - расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса, м<sup>3</sup>/с.

Таблица 2.2 - Режим работы без регулирования с учетом ВХК

Мес	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$\Sigma Q$	2	2	2	-3	-1	2	2	2	2	4	3	2
Qпол	26	27	29	37	110	261	234	147	127	108	81	44
Qвхк	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
Qсан	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
ZНБ	240,26	240,26	240,26	240,16	240,16	240,16	240,16	240,16	240,16	240,26	240,26	240,26
H	36,24	36,24	36,24	36,34	36,34	36,34	36,34	36,34	36,34	36,24	36,24	44
Nбыт	9	9	10	12	35	79	72	46	40	34	26	2
Nвхк	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	68
Nбыт-Nвхк	-13	-13	-12	-10	13	57	50	24	18	12	4	-65

Из таблицы 2.2 видно, что сработка водохранилища начинается с 12 месяца.

Также из таблицы 2.2 получаем избыток гарантированной мощности  $\Sigma \Delta N = 121,5$  МВт. Этот избыток укажет положение линии гарантированной мощности на графике баланса энергии.

Для дальнейших расчетов потребуются графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы (таблица 2.3).



Таблица 2.3 - Расчет годового графика максимальных и среднемесячных нагрузок

Месяц	$P_{\text{макс.}} \text{ МВт}$	$P_{\text{средн.}} \text{ МВт}$	$P_{\text{средн.}} \text{ МВт}$	$P_{\text{средн.}} \text{ МВт}$
1	2192	2048	2048	2048
2	2088	1942	1942	1942
3	1907	1758	1758	1758
4	1698	1546	1546	1546
5	1518	1362	1362	1362
6	1413	1256	1256	1256
7	1413	1256	1256	1256
8	1517	1362	1362	1362
9	1697	1545	1545	1545
10	1906	1757	1757	1757
11	2087	1941	1941	1941
12	2192	2048	2048	2048

На полученном графике средних нагрузок откладываются мощности  $N_{\text{быт}}$  и  $N_{\text{вхк}}$  и определяется положение линии гарантированной мощности за счет распределения избытков гарантированной мощности  $\sum \Delta N = 121,5$  МВт между месяцами (рисунок 2.2). Из рисунка 2.2 получаем гарантированные мощности:

- $N_{\text{гар.янв}} = 58$  МВт;
- $N_{\text{гар.фев}} = 4$  МВт;
- $N_{\text{гар.ноя}} = 2$  МВт;
- $N_{\text{гар.дек}} = 57$  МВт.

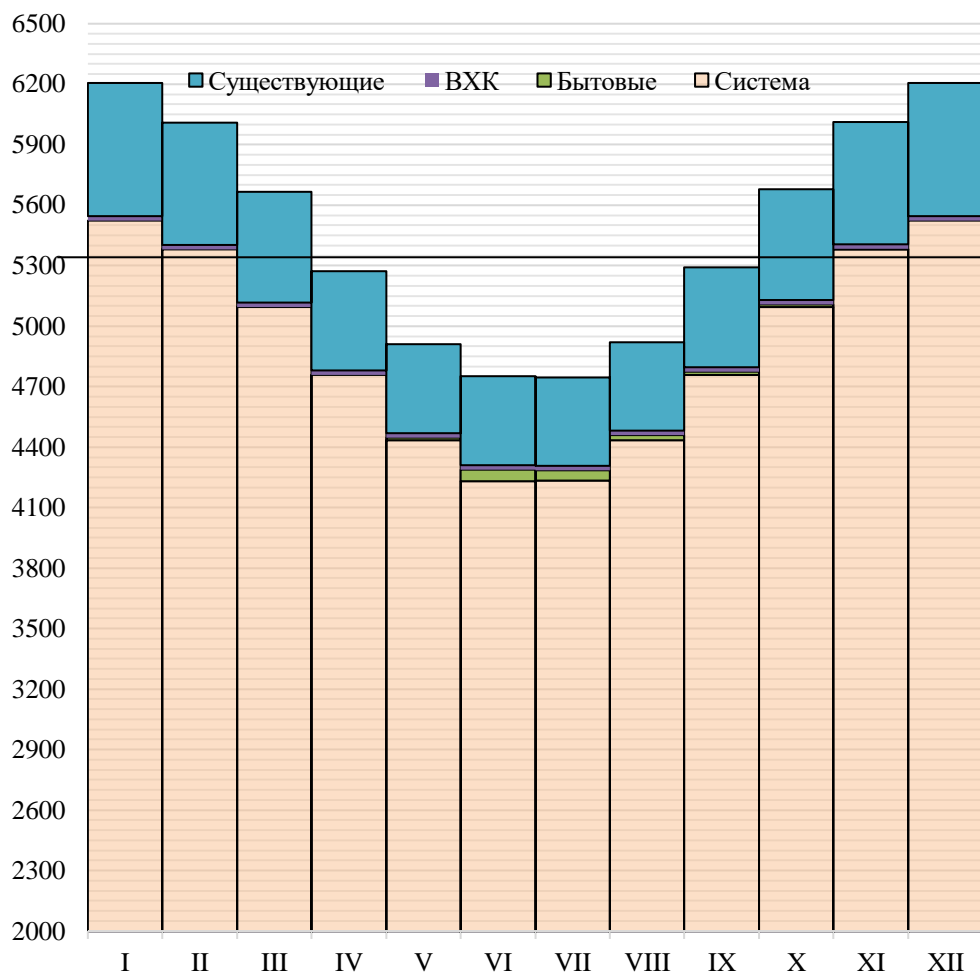


Рисунок 2.2 - Баланс энергии

### 2.2.2 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС

Основная задача водно-энергетических расчетов состоит в том, чтобы по годовому графику среднемесячных мощностей, а так же по расчетным гидрографам маловодного и средневодного года, и требованиям ВХК определить: гарантированные мощности для каждого месяца, минимальный уровень сработки водохранилища, среднемноголетнюю выработку. А также определить установленную мощность проектируемой ГЭС.

Расчет начинается с момента, когда водохранилище наполнено (с отметки  $\nabla_{НПУ}=277,0$  м). Показателем верности данного расчета является равенство начальной и конечной отметок уровня верхнего бьефа, а также равенство  $\sum Q_{вдхр} = 0$ .

Сработка средневодного года производится по работе ГЭС с гарантированными мощностями, равными принятым в маловодном году.

Сработка за маловодный и средневодный года представлена в приложении В, таблицы В1, В2.

Выработка в средневодном году при работе по мощностям - 344,9 млн. кВт·ч. График сработки - наполнения водохранилища за маловодный и средневодный года представлен на рисунке 2.3.

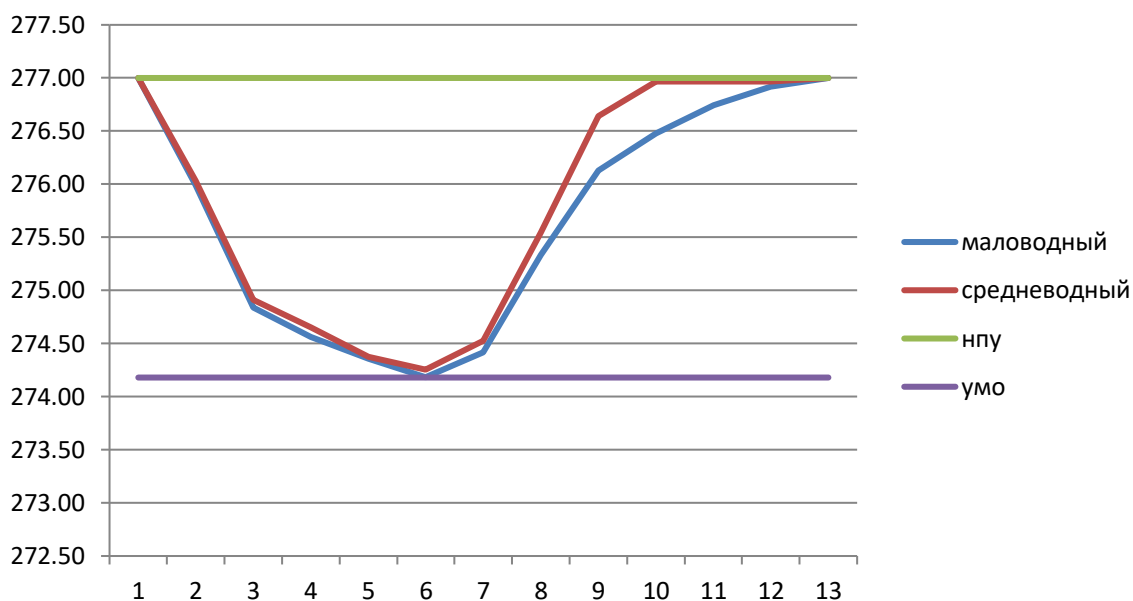


Рисунок 2.3 - График сработки и наполнения водохранилища

### 2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС

Установленная мощность ГЭС определяется по формуле:

$$N_{уст} = N_{раб} + N_{рез}, \quad (2.10)$$

где  $N_{раб}$  - рабочая мощность, определяется по ИКН,  $N_{раб}=108$  МВт;  
 $N_{рез}$  - нагрузочный резерв, 10,2 МВт.

$$N_{уст} = 108 + 10,2 = 118,2 \text{ МВт.}$$

### 2.2.4 Построение баланса мощности системы

Баланс мощности строится на основе графика максимальных нагрузок (таблица 2.3). Он отображает резервы, находящиеся в энергосистеме.

Нагрузочный резерв системы распределяется на ТЭС и на ГЭС.

Аварийный резерв приходится только на ТЭС.

Ремонтная мощность приходится на ремонт оборудования на тепловых и гидроэлектростанциях.

Ремонтная мощность проектируемой ГЭС размещается в сентябре, так как в этом месяце не ожидается прихода большой воды. Ремонтную мощность ТЭС размещаем в мае, июне, июле, августе.

Баланс мощности для энергосистемы представлен на рисунке 2.4.

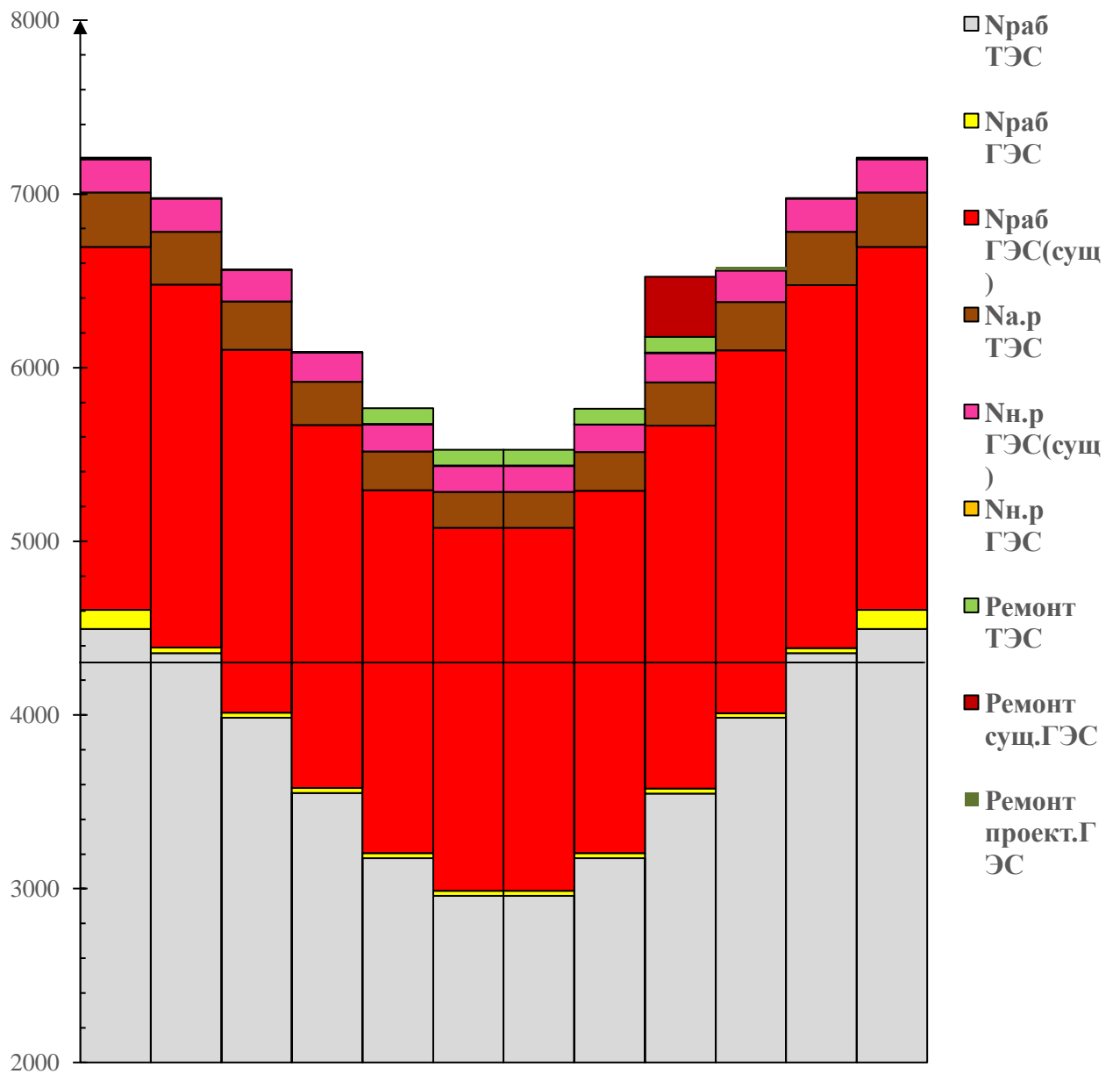


Рисунок 2.4 - Баланс мощности энергосистемы

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Построение режимного поля и выбор числа и типа гидроагрегатов

##### 3.1.1 Построение режимного поля

Режимное поле (рисунок 3.1) строится для определения области допустимого режима работы проектируемой ГЭС. Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижней границей - при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО. Расчеты режимного поля проектируемой ГЭС сведем в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 - Результаты расчета режимного поля Витимской ГЭС

Кривые связи нижнего бьефа		Напорные характеристики			Линия ограничения по установленной мощности ГЭС		Линия ограничения по пропускной способности турбины	
$Q_{\text{нб}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Z_{\text{нб}}, \text{ м}$	$H_{\text{НПУ}}, \text{ м}$	$H_{\text{УМО}}, \text{ м}$	$H_{\text{нб}}^{\text{я}}, \text{ м}$	$H, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$H, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$
0	239,0	37,6	34,8	36,1	34,4	277,5	32,7	291,7
25	239,5	37,1	34,3	35,5	34,1	279,8	32,5	290,7
50	239,9	36,7	33,9	35,1	33,8	282,1	32,2	289,6
75	240,2	36,3	33,5	34,7	33,6	284,4	32,0	288,6
100	240,6	36,0	33,1	34,4	33,3	286,8	31,8	287,6
125	240,8	35,7	32,8	34,1	33,0	289,3	31,6	286,5
150	241,1	35,4	32,6	33,8	32,7	291,7		
175	241,3	35,2	32,3	33,6				
200	241,5	35,0	32,1	33,4				
225	241,7	34,8	31,9	33,2				
250	241,9	34,6	31,8	33,0				
275	242,0	34,4	31,6	32,8				
300	242,2	34,3	31,5	32,7				
325	242,3	34,1	31,3	32,6				
350	242,4	34,0	31,2	32,4				
375	242,6	33,9	31,1	32,3				
400	242,7	33,8	31,0	32,2				
425	242,8	33,7	30,8	32,1				

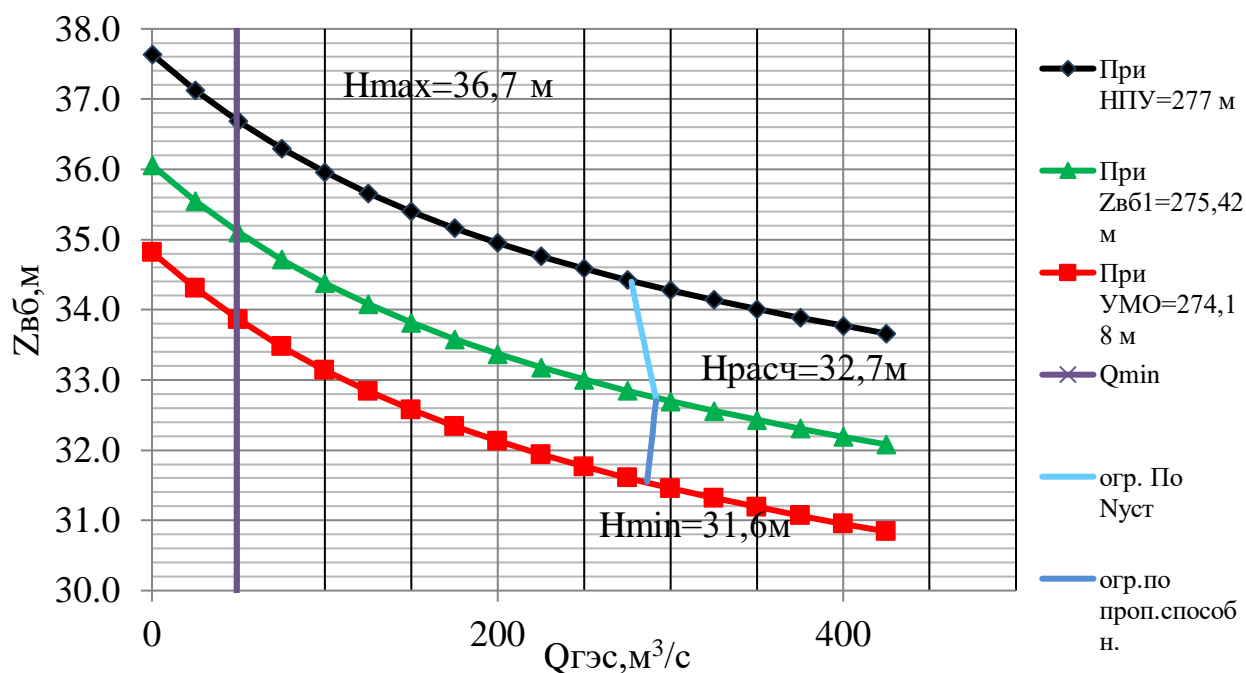


Рисунок 3.1 - Режимное поле проектируемой ГЭС

Из режимного поля определяем максимальный, расчетный и минимальный напоры:  $H_{\max}=36,7$  м,  $H_{\text{расч}}=32,7$  м,  $H_{\min}=31,6$  м.

### 3.1.2 Выбор числа и типа гидроагрегатов

Выбор оборудования с использованием ГУХ состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, подобрать такие варианты диаметра  $D_1$  рабочего колеса и синхронной частоты вращения  $n_{\text{синх}}$ , при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса.

Производим подбор вариантов турбин, основываясь на полученном из режимного поля диапазоне напоров, выбираем тип гидротурбин ПЛ40а-В и ПЛ40б-В, их параметры моделей этих гидротурбин представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Параметры гидротурбин

Параметр	ПЛ40а	ПЛ40б
$H_{\text{пред}}$ , м	40	40
$H_{\min}/H_{\max}$	0,5	0,5
$n'_{\text{Горт}}$ , мин <sup>-1</sup>	125	123
$Q'_{\text{Горт}}$ , м <sup>3</sup> /с	0,882	0,892
$\eta_{\text{м орт}}$	1680	1620
$Q_{\text{I max}}$ , м <sup>3</sup> /с	0,65	0,65
$D'_1$ , м	0,46	0,46
$H_{\text{мод}}$ , м	4	4

Задаемся рядом стандартных значений диаметров  $D_1$  и для каждого диаметра рассчитываем следующие параметры:

- мощность агрегата в расчетной точке

$$N_a = 9.81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{0.5} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.1)$$

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

$\eta_T$  - КПД натурной турбины;

$\eta_G$  - КПД гидрогенератора.

- КПД натурной турбины

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

(3.2)

где  $\eta_M$  - КПД модельной турбины;

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

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

$D_1$  - диаметр натурной турбины;

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

$H_p$  - расчетный напор натурной гидротурбины;

$\nu_H, \nu_{\text{мод}}$  - коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натуральных и модельных условий.

- количество агрегатов

$$Z'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}}, \quad (3.3)$$

где  $N_{\text{уст}}$  - установленная мощность ГЭС ( $N_{\text{уст}} = 118,2$  МВт);

$N_{\text{агр}}$  - мощность агрегата.

- поправка КПД

$$\Delta_1 = \frac{\eta_H}{\eta_M}, \quad (3.4)$$

- частота вращения турбины (с последующим округлением до стандартного значения)

$$n' = \frac{n'_{Iр} \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.5)$$

где  $n'_{Iр}$  - приведенная частота вращения модельной гидротурбины в расчетной точке.

- приведенные максимальная, расчетная и минимальная частоты вращения

$$n'_{I \max} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\min})^{0.5}} \quad (3.6)$$

$$n'_{I \text{ расч}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_p)^{0.5}} \quad (3.7)$$

$$n'_{I \min} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\max})^{0.5}} \quad (3.8)$$

- произведение приведенного расхода в расчетной точке на КПД

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1.5} \cdot \eta_{T \text{ ср}}} \quad (3.9)$$

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии  $n'_{Iр}$ , чтобы произведение  $Q'_p \cdot \eta_T$  в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

- произведение для ограничения по генератору

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\max}^{1.5} \cdot \eta_{T \text{ ср}}} \quad (3.10)$$

- приведенные расходы

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

$$Q'_p = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\max} \cdot \Delta}} \quad (3.12)$$

Расчеты ПЛ40а-В нескольких диаметров представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - параметры гидротурбин ПЛ40а-В

Параметры	ПЛ40а									
	3	3,15	3,35	3,55	3,75	4	4,25	4,5	4,75	5
$\eta$ , о.е.	0,921	0,922	0,922	0,923	0,923	0,924	0,925	0,925	0,926	0,926
$N'$ агр, МВт	24,78	27,34	30,94	34,77	38,82	44,19	49,92	56,00	62,42	69,20
$Z'$ , шт	4,77	4,32	3,82	3,40	3,05	2,67	2,37	2,11	1,89	1,71
$Z_a$ , шт	6	6	4	4	4	3	3	3	2	2



Нагр, МВт	19,70	19,70	29,55	29,55	29,55	39,40	39,40	39,40	59,10	59,10
$\Delta_1$ , о.е.	1,044	1,045	1,046	1,046	1,047	1,048	1,048	1,049	1,049	1,050

Продолжение таблицы 3.3

Параметры	ПЛ40а									
$n_{c1}$ , об/мин	243,50	231,97	218,19	205,96	195,03	182,90	172,19	162,67	154,15	146,48
$n_{c1}$ , об/мин	250	250	230,8	214,3	200	187,5	187,5	166,7	166,7	150
$n_1$ (Hmin), об/мин	130,55	137,04	134,51	132,31	130,40	130,35	138,46	130,30	137,51	130,21
$n_1$ (Hр), об/мин	128,33	134,72	132,22	130,06	128,19	128,14	136,11	128,09	135,17	128,00
$n_1$ (Hmax), об/мин	121,14	127,16	124,81	122,77	121,00	120,96	128,48	120,91	127,60	120,83
Q· $\eta$ (max)	1,035	0,938	1,245	1,108	0,993	1,164	1,031	0,92	1,238	1,117
Q· $\eta$ (расч)	1,230	4,00	1,48	1,329	1,181	1,384	1,226	1,094	1,472	1,329
$Q'_1$ (Hmin) м <sup>3</sup> /с	0,879	0,797	0,705	0,627	0,562	0,494	0,437	0,390	0,350	0,316
$Q'_1$ (Hmax) м <sup>3</sup> /с	0,948	0,859	0,760	0,676	0,606	0,532	0,471	0,420	0,377	0,340

Расчеты ПЛ40б-В нескольких диаметров представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Параметры гидротурбин ПЛ40б-В

Параметры	ПЛ40б									
$D_1$ , м	3	3,15	3,35	3,55	3,75	4	4,25	4,5	4,75	5
$\eta$ , о.е.	0,926	0,926	0,927	0,927	0,928	0,928	0,929	0,929	0,930	0,930
N' агр, МВт	24,01	26,49	29,97	33,68	37,60	42,81	48,36	54,24	60,47	67,03
Z', шт	4,92	4,46	3,94	3,51	3,14	2,76	2,44	2,18	1,95	1,76
Za, шт	6	6	4	4	4	3	3	3	2	2
Нагр, МВт	19,70	19,70	29,55	29,55	29,55	39,40	39,40	39,40	59,10	59,10
$\Delta_1$ , о.е.	1,038	1,038	1,039	1,039	1,040	1,041	1,041	1,042	1,042	1,043
$n_{c1}$ , об/мин	238,82	227,51	213,99	201,99	191,27	179,37	168,87	159,53	151,17	143,65
$n_{c1}$ , об/мин	250	230,8	214,3	214,3	200	187,5	187,5	166,7	166,7	150
$n_1$ (Hmin), об/мин	130,98	126,93	125,30	132,75	130,83	130,79	138,93	130,74	137,97	130,65
$n_1$ (Hр), об/мин	128,76	124,78	123,18	130,49	128,61	128,57	136,57	128,53	135,63	128,44
$n_1$ (Hmax), об/мин	121,54	117,78	116,27	123,18	121,40	121,36	128,91	121,32	128,03	121,24
Q· $\eta$ (max)	1,035	0,938	1,245	1,108	0,993	1,164	1,031	0,920	1,238	1,117
Q· $\eta$ (расч)	1,23	1,116	1,48	1,318	1,181	1,384	1,226	1,093	1,472	1,329
$Q'_1$ (Hmin) м <sup>3</sup> /с	0,882	0,800	0,707	0,630	0,564	0,496	0,439	0,391	0,351	0,317
$Q'_1$ (Hmax) м <sup>3</sup> /с	0,951	0,862	0,762	0,678	0,608	0,534	0,473	0,422	0,378	0,341

Сопоставим различные турбины по следующим параметрам и к дальнейшему рассмотрению принимаем турбины, удовлетворяющие следующим условиям:

- наибольший КПД;

- точка оптимума должна находиться в границах зоны работ турбины;
- зона работы не должна выходить за области главной универсальной характеристики;
- наименьшее число агрегатов при наибольшей мощности;
- минимальный диаметр рабочего колеса.

Из всех рассмотренных вариантов, принимаем турбины ПЛ40б-В-375 с синхронной частотой вращения  $n_c=200$  об/мин и количеством агрегатов  $Z_a=4$ , так как эти турбины удовлетворяют перечисленным выше требованиям. Главная универсальная характеристика выбранных турбин представлена в приложении В, рисунок В.1.

## 3.2 Гидротурбины и их проточная часть

### 3.2.1 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы

Отметка расположения РК гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы определяется по формуле 3.16:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s \quad (3.13)$$

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

Расчетное значение высоты отсасывания  $H_s$  определяется 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:

- для максимального напора  $H_{max}$  и номинальной мощности;
- для расчетного напора  $H_p$  и номинальной мощности;
- для минимального напора  $H_{min}$  и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высота отсасывания находится по формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma \cdot H - \Delta H_s + \Delta Z_{x.пл} \quad (3.14)$$

где  $B$  - барометрическое давление (10,0 м вод.ст);

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

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

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

$\Delta Z_{x,пл.}$  - разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин.

Гидротурбина ПЛ406-В-375.

При  $H_{max}$ :

$$H_s = 10,33 - \frac{241,32}{900} - 0,27 \cdot 36,7 - 1,5 = -1,38 \text{ м};$$

При  $H_p$ :

$$H_s = 10,33 - \frac{241,5}{900} - 0,379 \cdot 32,7 - 1,5 = -3,86 \text{ м};$$

При  $H_{min}$ :

$$H_s = 10,33 - \frac{241,45}{900} - 0,375 \cdot 31,6 - 1,5 = -3,32 \text{ м};$$

Далее из рассчитанных значений высот отсасывания, выбирается то, которое будет обеспечивать бескавитационную работу во всех режимах. По этому условию  $H_s$  принимается наименьшая, равная -3,86 м., следовательно, отметка РК будет равна:

$$\nabla Z_{PK} = Z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_s = 241,5 - 3,86 = 236,13 \text{ м}; \quad (3.15)$$

### 3.2.2 Гидромеханический расчет спиральной камеры

Угол охвата спиральной камеры, рекомендуемый угол охвата спиральной камеры берется из ГУХ:

$$\varphi_{сп} = 225^\circ;$$

Наружный радиус входного сечения также из ГУХ:

$$r_{вх} = 1,578 \cdot D_1 = 1,578 \cdot 3,75 = 5,92 \text{ м}; \quad (3.16)$$

Диаметр расположения входных кромок статора:  $D_{вх} = 5,45 \text{ м};$

Диаметр расположения выходных кромок статора:  $D_{вых} = 5,064 \text{ м};$

Высота направляющего аппарата, определенная по ГУХ:

$$b_0 = 0,375 \cdot D_1 = 0,375 \cdot 3,75 = 1,41 \text{ м}; \quad (3.17)$$

Высота статора:

$$V_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 1,41 + 0,0033 \cdot 3,75 = 1,42 \text{ м}; \quad (3.18)$$

Допустимая скорость во входном сечении  $v_{\text{вх}}=4,8 \text{ м/с}$ .

Полный расход через турбину при расчетных значениях мощности и напора:

$$Q_T = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{\text{опт}}} = \frac{29550}{9,81 \cdot 32,6 \cdot 0,882} = 132,9 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (3.19)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_T \cdot \varphi}{360} = \frac{132,9 \cdot 225}{360} = 77,52 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (3.20)$$

Площадь входного сечения:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_i}{v_{\text{вх}}} = \frac{77,52}{4,8} = 16,15 \text{ м}^2; \quad (3.21)$$

Ширина входного сечения:

$$a_{\text{вх}} = r_{\text{вх}} - r_a = 5,92 - 2,73 = 3,19 \text{ м}; \quad (3.22)$$

Высота входного сечения определяется из квадратного уравнения:

$$F_{\text{вх}} = b_0 \cdot (r_a - r_b) + (r_{\text{вх}} - r_a) \cdot b_{\text{вх}} - \frac{(b_{\text{вх}} - b_0)^2}{2} \tan 15^\circ; \quad (3.23)$$

Отбрасывая один из корней получили:  $b_{\text{вх}} = 5,61 \text{ м}$ ;

В таблице 3.5 представлен расчет бетонной спиральной камеры, выполненный с использованием MicrosoftExcel:

Таблица 3.5 – Расчёт бетонной спиральной камеры

Величина	Сечения											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
ri	5,92	5,61	5,30	5,00	4,69	4,38	4,07	3,76	3,45	3,15	2,84	2,53
bi	3,20	2,89	2,58	2,27	1,96	1,65	1,35	1,04	0,73	0,42	0,11	-0,19
ai	5,62	5,22	4,81	4,41	4,00	3,60	3,19	2,78	2,38	1,97	1,57	1,16
rk	3,85	3,74	3,63	3,53	3,42	3,31	3,20	3,09	2,98	2,87	2,76	2,66
rk/ra	1,41	1,37	1,33	1,29	1,25	1,21	1,17	1,13	1,09	1,05	1,01	0,97
ln (rk/ra)	0,35	0,32	0,29	0,26	0,23	0,19	0,16	0,13	0,09	0,05	0,02	-0,03
ri/ra	2,17	2,06	1,95	1,83	1,72	1,61	1,49	1,38	1,27	1,15	1,04	0,93
ln (ri/ra)	0,78	0,72	0,67	0,61	0,54	0,47	0,4	0,32	0,24	0,14	0,04	-0,074
b*ln (ri/ra)	4,36	3,77	3,21	2,67	2,17	1,71	1,28	0,90	0,56	0,28	0,06	-0,09
rk*ctgy	14,38	13,97	13,56	13,16	12,75	12,35	11,9	11,54	11,13	10,7	10,3	9,91

rk*ctgy*ln (rk/ra)	4,98	4,44	3,91	3,39	2,89	2,40	1,92	1,45	1,00	0,57	0,15	-0,25
mi	4,21	3,80	3,39	2,99	2,58	2,18	1,77	1,37	0,96	0,55	0,15	-0,26

Продолжение таблицы 3.5

Величина	Сечения											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
Ji	3,70	3,24	2,80	2,37	1,97	1,59	1,24	0,91	0,62	0,37	0,17	0,01
φi	180,0	157,6	136,13	115,52	95,93	77,46	60,3	44,49	30,36	18,1	8,09	0,68

По рассчитанным промежуточным сечениям спирали строится график  $\varphi_{сп} = f(r_i)$  из которого с интервалом  $\Delta\varphi_{сп} = 15^\circ$  берутся значения  $r_i$ , по полученным значениям строится график зависимости  $\varphi_{сп} = f(r_i)$  представленный на рисунке 3.2.

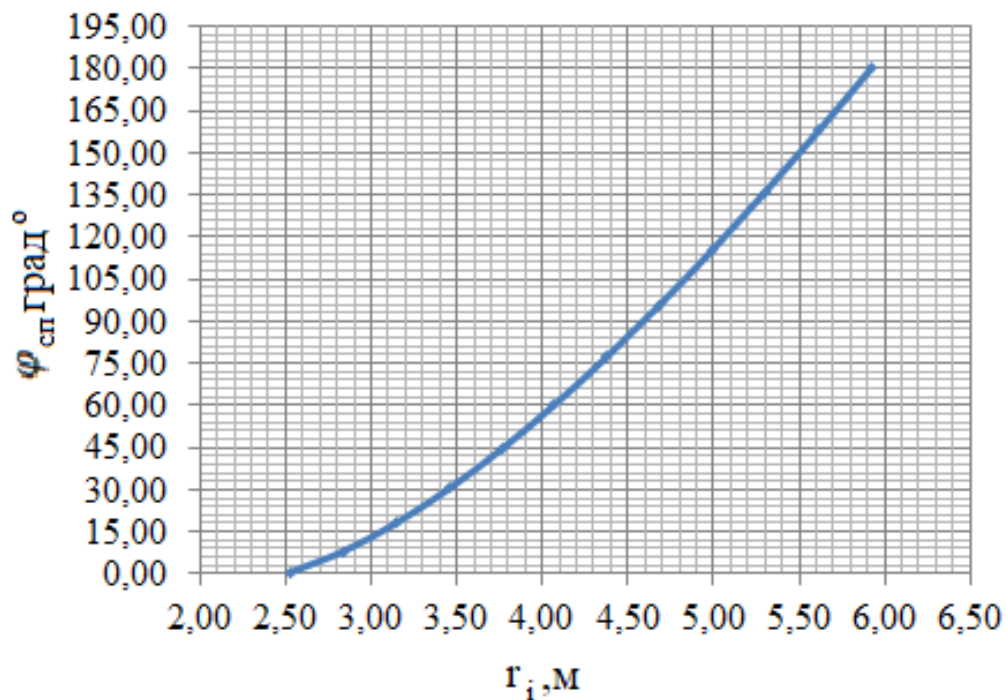


Рисунок 3.2 – График зависимости  $\varphi_{сп} = f(r_i)$

Ширина подвода  $B'$ , определяется по ГУХ:

$$B' = 2,63 \cdot D_1 = 2,63 \cdot 3,75 = 9,86 \text{ м}; \quad (3.24)$$

Ширина подвода оказалась значительно больше допустимых 7 метров, поэтому устанавливается промежуточный бычок, толщина которого равна:

$$b = 1 + \frac{Q_{max}}{400} = 1 + \frac{126,94}{400} = 1,32 \text{ м}; \quad (3.25)$$

Тогда ширина подвода с учетом промежуточного бычка:

$$B = B' + b = 9,86 + 1,32 = 11,18 \text{ м}; \quad (3.26)$$

### 3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора

Используя значения синхронной частоты вращения и номинальной мощности турбины, по справочным данным, производится подбор гидрогенератора.

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_{\text{арп}}}{\cos\varphi} = \frac{29,55}{0,85} = 34,76 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad (3.27)$$

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_c} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{200} = 30 \quad (3.28)$$

Опираясь на справочные данные, принимаем гидрогенератор СВ-595/100-30УХЛ5 с  $S_{\text{ном}} = 36,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}$  и  $n_{\text{ном}} = 200 \text{ об/мин}$ .

### 3.4 Разработка схемы установки

#### 3.4.1 Расчет деталей и узлов гидротурбины

Расчет вала на прочность.

Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора.

$$D_e^* \geq \left( 5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33}, \quad (3.29)$$

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

Крутящий момент определяют по формуле:

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{синх}}, \quad (3.30)$$

$$D_e^* = \left( 5,1 \cdot \frac{1,44}{35} \right)^{0,33} = 0,6 \text{ м} = 921 \text{ мм}$$

Полученное значение диаметра вала округляется до стандартизированного:

$$D_B = 0,6 \text{ м};$$

Расчет подшипника

В данном разделе представлен расчет сегментного и кольцевого подшипников.

Диаметр вала под подшипником  $d_{\text{п}}$ , с учётом облицовки принимается на 20 мм больше  $D_{\text{в}}$ , таким образом  $d_{\text{п}} = 0,62$  м.

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{\text{рад}} = \frac{0,8 \cdot N}{n_{\text{синх}} \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 29550}{200 \cdot 3,75} = 31,52 \text{ кН} \quad (3.31)$$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{п}} \cdot h_{\text{п}}} = \frac{31,52}{0,62 \cdot 0,3} = 169,46 \text{ кПа}; \quad (3.32)$$

Допускаемая нагрузка:

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot U = 29 \cdot 12,99 = 376,57 \text{ кПа}; \quad (3.33)$$

где  $U = \pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot \frac{d_{\text{п}}}{30} = 3,14 \cdot 200 \cdot \frac{0,62}{30} = 12,99 \text{ м/сек};$

Для сегментного подшипника предварительно выбирается число и высота сегментов.

Высоту подшипника  $h_{\text{п}}$  при диаметре вала равном 0,6 м, принимается равным 300 мм, а число сегментов  $Z_{\text{сегм}}=8$ .

Усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1 + 2 \cdot \cos\left(\frac{360^\circ}{Z_{\text{сегм}}}\right) + 2 \cdot \cos\left(\frac{2 \cdot 360^\circ}{Z_{\text{сегм}}}\right)} = \frac{31,52}{1 + 2 \cdot \cos\left(\frac{360^\circ}{8}\right) + 2 \cdot \cos\left(\frac{2 \cdot 360^\circ}{8}\right)} = 7,59 \text{ кН} \quad (3.34)$$

Длина сегмента в окружном направлении:

$$l_{\text{сегм}} = \frac{0,9 \cdot \pi \cdot d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{0,9 \cdot \pi \cdot 0,62}{8} = 0,219 \text{ м}; \quad (3.35)$$

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} = \frac{31,52}{0,219 \cdot 0,3} = 479,48 \text{ кПа}; \quad (3.36)$$

Допускаемая нагрузка на сегмент:

$$[p_{уд}] = 50 \cdot U = 50 \cdot \frac{\pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot d_{\text{п}}}{30} = 50 \cdot \frac{\pi \cdot 200 \cdot 0,62}{30} = 649,26 \text{ кПа}; \quad (3.37)$$

Как видно из расчётов сегментный подшипник подходит по допускаемой нагрузке, следовательно, выбираем его, так как он проще по конструкции.

### 3.4.2 Выбор маслонапорной установки

Маслонапорные установки (МНУ) предназначены для питания маслом под давлением гидравлической части системы регулирования гидротурбины. Выбор типоразмера МНУ определяется вместимостью гидроаккумулятора.

По номограмме для предварительного выбора маслонапорных установок ПЛ турбин, представленной в справочном пособии «Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций», определяется тип МНУ:

МНУ 25/1-40-4-2,

где, 25 – объем гидроаккумулятора 25 м<sup>3</sup>;

1 – количество гидроаккумуляторов;

40 – сосуд, рассчитанный на давление 4 МПа;

4 – сливной бак, вместимостью 4 м<sup>3</sup>;

2 – количество насосов.

### 3.4.3 Выбор электрогидравлического регулятора

По справочным данным [4, стр. 103], определяем тип ЭГР.

Для поворотно – лопастной турбины принимаем: ЭГРК-100-4 – регулятор скорости электрогидравлический с электромеханическим комбинатором вне колонки управления:

где, ЭГР – электрогидравлический регулятор;

100 – диаметр главного золотника;

4 – гидромеханическая колонка 3-го исполнения.



## 4 Электрическая часть

### 4.1 Исходные данные

Исходные данные числа и мощности генераторов и системы представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные числа и 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
4×33	10,5	0,85	110	120	100

- 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  $\cos \varphi_{\text{с.н.}} = \cos \varphi_{\text{ном}}$ ;
- Подстанция «Мамакан», энергосистема изолированная.

### 4.2 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

Выбор главной схемы электрических соединений является одним из самых ответственных этапов проектирования электрических станций, так как от этого зависит надежность работы электроустановок, ее экономичность, оперативная гибкость, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность дальнейшего расширения.

В районе расположения проектируемой ГЭС существуют подстанции 220 кВ, 110 кВ. По карте – схеме размещения линий электропередачи подстанций было определено, что ближайшей является ПС 110 кВ с расстоянием 100 км.

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

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

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

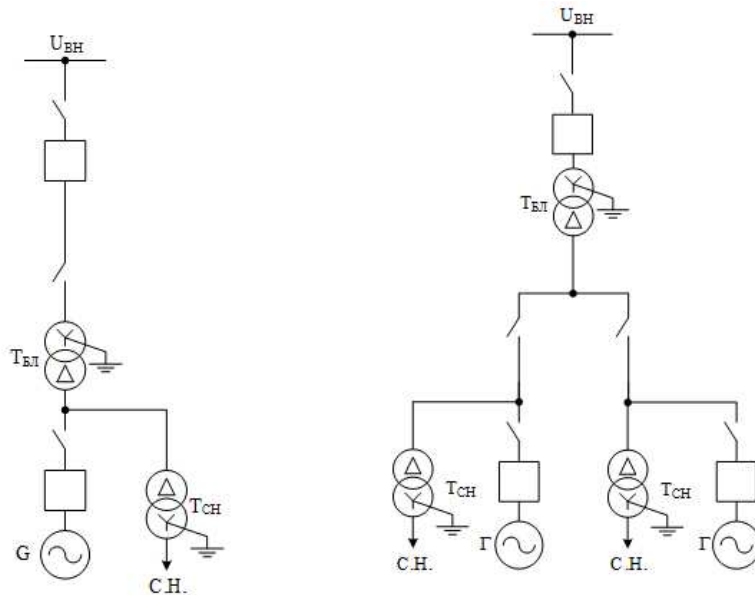


Рисунок 4.1 – Схема с одиночными и укрупненными блоками

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

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

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г ном}} - P_{\text{СН}}}{\cos \varphi} = \frac{33 - 0,01 \cdot 33}{0,85} = 38 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.1)$$

Выбираются трансформаторы ТД-40000/110. Каталожные данные приведены в таблице 4.2

Таблица 4.2 - Паспортные данные ТД-40000/110

S <sub>ном</sub>	U <sub>н</sub>		U <sub>к</sub> , %	dP <sub>к</sub>	dP <sub>хх</sub>	I <sub>хх</sub>
	U <sub>ВН</sub>	U <sub>НН</sub>				
40000	115	10,5	10,5	175	52	0,7

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок T<sub>max</sub> и время максимальных потерь τ:

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

Время работы блока в течение года:

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

где  $\mu = 1$  – частота ремонтов, 1/год

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

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

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

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{т}} \cdot dP_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,052 \cdot 8729 = 454 \quad (4.4)$$

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

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W = \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{n} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,175}{1} \cdot \left( \frac{38}{40} \right)^2 \cdot 2405 = 389 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{\text{пот}} = \Delta W_{\text{хх}} \cdot \beta_1 + \Delta W_{\text{н}} \cdot \beta_2 = 454 \cdot 0,006 + 389 \cdot 0,009 = 6,22 \text{ тыс.руб} \quad (4.6)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для 4 блоков:

$$I_{\text{пот}} = 4 \cdot 6,22 = 24,88 \text{ тыс.руб}$$

#### **4.4 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком**

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{2 \cdot (P_{\text{Г ном}} - P_{\text{СН}})}{\cos \varphi} = \frac{2(33 - 0,01 \cdot 33)}{0,85} = 77 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.7)$$

Выбираются трансформаторы ТД-80000/110, паспортные данные которых сведены в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 - Паспортные данные ТД-80000/110

S <sub>ном</sub>	U <sub>н</sub>		U <sub>к</sub> , %	dP <sub>к</sub>	dP <sub>хх</sub>	I <sub>хх</sub>
	U <sub>вн</sub>	U <sub>нн</sub>				
80000	121	10,5	10,5	315	70	0,6

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \frac{\text{ч}}{\text{год}} \quad (4.8)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{раб} = 8760 - \mu \cdot T_{пл} - \omega \cdot T_{в} \quad (4.9)$$

где  $\mu = 1$  – частота ремонтов, 1/год

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

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

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

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot dP_{xx} \cdot t_{раб} = 2 \cdot 0,315 \cdot 8728 = 611 \quad (4.10)$$

где  $n_T$  – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W = \frac{\Delta P_{кз}}{n} \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{ном}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,315}{2} \cdot \left(\frac{77}{80}\right)^2 \cdot 2405 = 699 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.11)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{пот} = \Delta W_{xx} \cdot \beta_1 + \Delta W_{н} \cdot \beta_2 = 611 \cdot 0,006 + 699 \cdot 0,009 = 9,96 \text{ тыс.руб} \quad (4.12)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для двух блоков:

$$I_{пот} = 9,96 \cdot 2 = 19,92 \text{ тыс.руб}$$

Расчет тр-ов СН.

Доля мощности, потребляемой на СН станции, составляет 2,4% от  $N_{уст}$ :

$$S_{с.н} = 0,005 \cdot \frac{P_{уст}}{\cos\varphi} = 0,024 \cdot \frac{33}{0,85} = 932 \text{ кВ}\cdot\text{А} \quad (4.13)$$

Условие выбора трансформатора СН:

$$S_{тс.н} \geq S_{с.н} \quad (4.14)$$

Выбирается трансформатор ТСЗС-1000/10, данные которого сведены в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 - Паспортные данные ТСЗС-1000/10

S <sub>ном</sub>	U <sub>н</sub>		U <sub>к</sub> ,%	dP <sub>к</sub> ,кВт	dP <sub>хх</sub> ,кВт	I <sub>хх</sub>
	U <sub>вн</sub>	U <sub>нн</sub>				
1000	10,5	0,4	8	12	3	2

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

Число отходящих линий:

$$S_{\Sigma} = n_{Г} \cdot \left( \frac{P_{Г} - P_{СН}}{\cos\varphi_{Г}} \right) = 4 \cdot \left( \frac{33 - 0,01 \cdot 33}{0,85} \right) = 155 \text{ МВ}\cdot\text{А} \quad (4.15)$$

$$n_{Л} = \frac{S_{\Sigma}}{\frac{P_{нат}}{\cos\varphi_{с}}} + 1 = \frac{155}{\frac{1,4 \cdot 30}{0,8}} + 1 = 2,94 + 1 = 4 \quad (4.16)$$

где  $P_{Г}$  – мощность генератора.

$P_{СН}$  – доля СН

$P_{нат}$  – выбирается из ПУЭ в зависимости от класса напряжения системы.

$$I_{раб} = \frac{S_{сум}}{n \cdot U_{ном} \cdot \sqrt{3}} = \frac{155}{4 \cdot 110 \cdot \sqrt{3}} = 0,20 \text{ кА} \quad (4.17)$$

$$I_{расч} = I_{раб} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = 0,20 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,21 \text{ кА} \quad (4.18)$$

где  $\alpha_i$  – коэффициент учитывающий участие потребителей в тах нагрузке  
 $\alpha_t$  – коэффициент учитывающий изменение тока процессе эксплуатации.

Выбор сечения проводов:

По методу экономической плотности тока выбираем проводом марки АС-95/16.

Допустимый продолжительный ток  $I_{\text{доп}} = 330 \text{ А}$

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\text{сум}}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{155}{(4-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,27 \text{ кА} \quad (4.19)$$

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

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

$$K = n \cdot K_{\text{T}} + m \cdot K_{\text{T}_{\text{с.н.}}} + t \cdot K_{\text{крузэ}}; \quad (4.20)$$

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

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

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

$n$  – число силовых трансформаторов;

$m$  – число трансформатора собственных нужд;

$t$  – число ячеек КРУЭ

Стоимость одной ячейки КРУЭ с учетом коэффициента инфляции:

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

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле:

$$K_1 = 4 \cdot 60 + 3 \cdot 8 + 7 \cdot 4 = 292 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными боками по формуле:

$$K_2 = 2 \cdot 130 + 3 \cdot 8 + 5 \cdot 4 = 304 \text{ млн. руб.}$$

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

$$Z_i = E_{\text{н}} \cdot K_i + I_i, \quad (4.21)$$

где  $E_{\text{н}} = 0,15$  – нормативный коэффициент

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле:

$$З_1 = 0,15 \cdot 292000000 + 24882 = 43824882 \text{ руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненными блоками по формуле:

$$З_2 = 0,15 \cdot 304000000 + 19922 = 45619922 \text{ руб.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{|З_1 - З_2|}{З_1} \cdot 100\%; \quad (4.22)$$

$$P = \frac{|43824882 - 45619922|}{43824882} \cdot 100\% = 4\%.$$

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

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

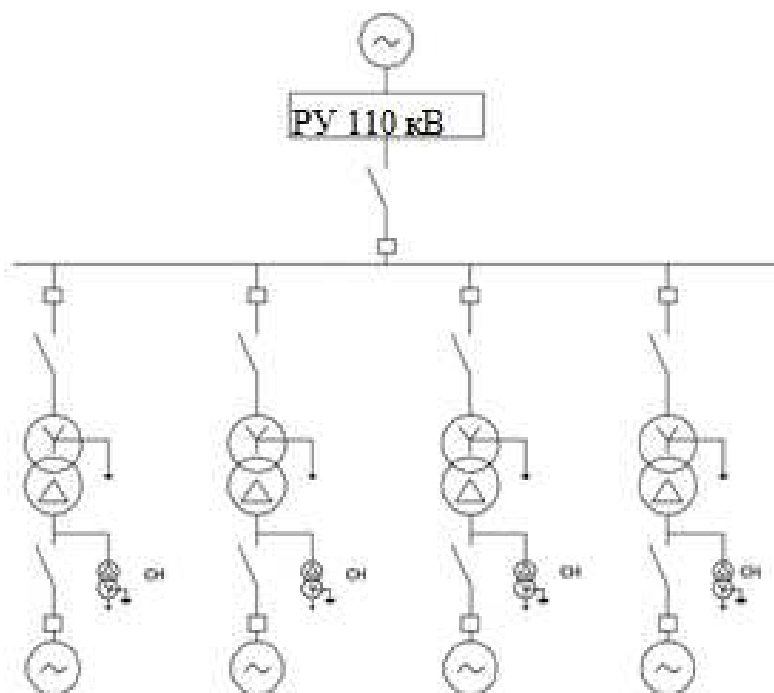


Рисунок 4.2 – Схема с одиночными блоками.

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

### 4.7.1 Расчёт исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,25 \cdot \frac{10,5^2}{40} = 0,751 \text{ Ом}, \quad (4.23)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E''_* \cdot U_{\text{б}} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,87 \text{ кВ}. \quad (4.24)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\text{T}} = \frac{U_{\text{К\%}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 40} = 34,72 \text{ Ом} \quad (4.25)$$

Система:

$$x_{\text{С}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{110^2}{120} = 100,83 \text{ Ом} \quad (4.26)$$

Линии связи 110 кВ с энергосистемой:

$$x_{\text{Л}} = x_{0,\text{УД}} \cdot l = 0,434 \cdot 100 = 43,4 \text{ Ом}. \quad (4.27)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_{\text{С}} = E_{*\text{С}} \cdot U_{\text{б1}} = 1,0 \cdot 115 = 115 \text{ кВ} \quad (4.28)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_{\text{T}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{10,5}{115} = 0,095 \quad (4.29)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{\text{а},\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,25}{0,045 \cdot 314} = 0,018 \text{ Ом}, \quad (4.30)$$



$$r_c = \frac{x_c}{T_{a,c} \cdot \omega} = \frac{100,83}{0,035 \cdot 314} = 9,18 \text{ Ом}; \quad (4.31)$$

$$r_l = r_{0,уд} \cdot l = 0,306 \cdot 100 = 30,6 \text{ Ом}; \quad (4.32)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_0^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{0,175 \cdot 115^2}{40^2} = 1,45 \text{ Ом}. \quad (4.33)$$

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

На рисунке 4.3 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.4 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.5 представлены исходные данные по генераторам. Все исходные данные из таблиц программы «RastrWin», необходимые для расчета. Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ сведены в таблицу 4.5.

	O	S	s0	T...	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			γ	1	Г1		11				
2	<input type="checkbox"/>			γ	2	Г2		11				
3	<input type="checkbox"/>			γ	3	Г3		11				
4	<input type="checkbox"/>			γ	4	Г4		11				
5	<input type="checkbox"/>			γ	5	ТР 1		11				
6	<input type="checkbox"/>			γ	6	ТР 2		11				
7	<input type="checkbox"/>			γ	7	ТР 3		11				
8	<input type="checkbox"/>			γ	8	ТР 4		11				
9	<input type="checkbox"/>			γ	9	КРУЭ 110		115				
10	<input type="checkbox"/>			γ	10	СИСТЕМА		115				

Рисунок 4.3 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	...	Название	R	X	G	B	БД...	N_...	Кт/r
1	<input type="checkbox"/>		Выкл	В...	1	5			Г1 - ТР 1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл	В...	2	6			Г2 - ТР 2							
3	<input type="checkbox"/>		Выкл	В...	3	7			Г3 - ТР 3							
4	<input type="checkbox"/>		Выкл	В...	4	8			Г4 - ТР 4							
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	5	9	1		ТР 1 - КРУЭ 110	1,45	34,72					0,095
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	6	9	2		ТР 2 - КРУЭ 110	1,45	34,72					0,095
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	7	9	3		ТР 3 - КРУЭ 110	1,45	34,72					0,095
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	8	9	4		ТР 4 - КРУЭ 110	1,45	34,72					0,095
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	В...	9	10			КРУЭ 110 - СИСТЕМА	30,60	43,40					
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	В...	9	10			КРУЭ 110 - СИСТЕМА	30,60	43,40					
11	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	В...	9	10			КРУЭ 110 - СИСТЕМА	30,60	43,40					
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	В...	9	10			КРУЭ 110 - СИСТЕМА	30,60	43,40					

Рисунок 4.4 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E	Угол	ур.Е	ур.Угол	П	dП
1			1	Г1	1	0,018	0,751	0,018	0,751	0,018	0,751	11,865				0,193	-87,630
2			2	Г2	2	0,018	0,751	0,018	0,751	0,018	0,751	11,865				0,193	-87,630
3			3	Г3	3	0,018	0,751	0,018	0,751	0,018	0,751	11,865				0,193	-87,632
4			4	Г4	4	0,018	0,751	0,018	0,751	0,018	0,751	11,865				0,193	-87,630
5			5	СИСТЕМА	10	9,175	100,830	9,175	100,830	9,175	100,830	115,000				0,444	-74,582

Рисунок 4.5 – Исходные данные по генераторам

Таблица 4.5 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$	$i_y$
1ф	9	12,70	19,76
3ф	9	8,56	13,31
3ф	1	9,28	14,44

#### 4.7.3 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:

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{Г,НОМ} \quad (4.34)$$

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot 4,11 = 4,32 \text{ кА};$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб\ max(ПУВН)} = \frac{S_{Г,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,НОМ}(-5\%)} = \frac{36,7}{\sqrt{3} \cdot 109,25} = 0,19 \text{ кА}, \quad (4.35)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 110 кВ:

$$I_{раб.max} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{155}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,20 \text{ кА}, \quad (4.36)$$

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

$$I_{раб.утж} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{155}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,27 \text{ кА}. \quad (4.37)$$

## 4.8 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 и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НОМ.с}} \quad (4.38)$$

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НОМ.с}} \quad (4.39)$$

$$B_{\text{к,норм}} \geq B_{\text{к,расч}} \quad (4.40)$$

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ–10 и разъединитель РВ СЭЩ-2-10/1600 У2. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-10	Разъединитель РВ СЭЩ-2-10/1600 У2
$U_{\text{сети ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 4320 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 10000 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 10000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 9,28 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 51 \text{ кА}$
$i_{\text{у}} = 14,44 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 161 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 20 \text{ кА}$
	$I_{\text{НОМ.откл}} = 63 \text{ кА}$	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с.}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 9,28^2 \cdot (0,05 + 0,01) =$ $= 5,17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА} \cdot \text{с}$

Проверка на аperiodическую составляющую выключателя ВГГ–10:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 9,28 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,035}} = 9,86 \text{ кА.} \quad (4.41)$$

$$\frac{i_{\text{ат}}}{\frac{\sqrt{2}}{I_{\text{п0}}} \cdot 100\%} = 75\% \quad (4.42)$$

## 4.9 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТОЛ-10. Производитель ОАО «Свердловский завод». Проверка трансформатора тока ТОЛ-10 представлена в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Проверка трансформатора тока ТОЛ-10

Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_T = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{н0}} = 9,28 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 10000 \text{ А}$
$i_y = 14,44 \text{ кА}$	$I_{\text{дин.ст.}} = 102 \text{ кА}$
$V_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 9,28^2 \cdot (0,05 + 0,01) =$ $= 5,17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА} \cdot \text{с}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛП-10. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-06-15 представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

$U_{1\text{ном}}, \text{кВ}$	$U_{\text{раб.мах}}, \text{кВ}$	$U_{2\text{ном}}, \text{В}$
10	12	$100/\sqrt{3}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 10,5 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПНп – 10,5/550/12,7.

## 4.10 Выбор параметров КРУЭ.

### 4.10.1 Выбор выключателей и разъединителей

Используя каталог производителя ЗАО «Электроаппарат» выбираем элегазовый баковый выключатель ВБ-110 и разъединитель РД-110, каталожные и расчетные данные которых показаны в таблице 4.9

Таблица 4.9 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВБ-110	Разъединитель РД-110
$U_{\text{сети ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб.мах}} = 126 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.мах}} = 200 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{н0}} = 12,7 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 63 \text{ кА}$
$i_y = 19,76 \text{ кА}$		$i_{\text{пр.скв}} = 157,5 \text{ кА}$
$V_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 12,7^2 \cdot (3 + 0,01) =$ $= 38,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

#### 4.10.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выключатель ВЭБ-220 укомплектован трансформатором тока ТГФМ-110. Производитель ЗАО «Электроаппарат». Проверка трансформатора тока ТГФМ-110 представлена в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Проверка трансформатора тока

Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_T = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.мах}} = 200 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 3000 \text{ А}$
$I_{\text{н0}} = 12,7 \text{ кА}$	$i_{\text{терм}} = 63 \text{ кА}$
$i_y = 14,44 \text{ кА}$	$I_{\text{дин.ст.}} = 157,5 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 12,7^2 \cdot (3 + 0,01) =$ $= 38,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_T^2 \cdot t_T = 63^2 \cdot 3$ $= 11907 \text{ кА} \cdot \text{с}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНГА-110. Производитель ЗАО «Электроаппарат». Параметры трансформатора напряжения ЗНГА-110 представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Выбор трансформатора напряжения

$U_{1\text{ном}}, \text{кВ}$	$U_{\text{раб.мах}}, \text{кВ}$	$U_{2\text{ном}}, \text{В}$
$110/\sqrt{3}$	$126/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$

В КРУЭ 110 кВ устанавливаем со стороны высшего напряжения ОПНп-110, фирмы ЗАО «Разряд-М».

Высокочастотный заградитель исходя из тока рабочего утяжелённого режима ВЗ-400-0,5 – (высокочастотный заградитель, номинальный ток, номинальная индуктивность).

Анализатор качества электроэнергии РІТЕ 3561, который представляет собой профессиональное устройство для полноценного анализа качества электроэнергии в трехфазной сети переменного тока.

Модуль синхронизации генератора с сетью DKG-705. Это комплексное устройство автоматического ввода резерва, применяемое для синхронизации одной генераторной установки с сетью или двух генераторных установок между собой.

## 5 Релейная защита и автоматика

### 5.1 Расчет номинальных токов

Номинальный ток генератора:

$$I_{\text{НГ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{36,7}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2020 \text{ А}; \quad (5.1)$$

где  $S_{\text{НОМ}}$  – номинальная полная мощность генератора, МВА, (табл. 1);  
 $U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение генератора, кВ, (табл. 1).

Номинальный ток генератора, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{НГ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НГ}}^{(1)} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{2020 \cdot 1}{3000/5} = 3,37 \text{ А}; \quad (5.2)$$

где  $K_{\text{СХ}}$  – коэффициент схемы, равный единице для схемы соединения «звезда»;

$K_{\text{ТТ}}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне генераторного напряжения.

Мощность генератора возбуждения:

$$S_{\text{НОМ,ВГ1}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ,РОТ}} \cdot U_{\text{НОМ,РОТ}} = \sqrt{3} \cdot 1250 \cdot 170 = 233,8 \text{ кВА}; \quad (5.3)$$

где  $I_{\text{НОМ,РОТ}}$  – номинальный ток ротора, А;  
 $U_{\text{НОМ,РОТ}}$  – номинальное напряжение ротора, В.

К установке принимается генератор возбуждения мощностью 250 кВА.

Ток генератора возбуждения:

$$I_{\text{НОМ,2}} = \frac{S_{\text{НОМ,ВГ1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ,РОТ}}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 170} = 849 \text{ А}; \quad (5.4)$$

где  $S_{\text{НОМ,ВГ1}}$  – номинальная мощность генератора возбуждения, кВА;  
 $U_{\text{НОМ,РОТ}}$  – номинальное напряжение ротора, В.

Номинальный ток генератора возбуждения, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{НОМ,РОТ2}} = \frac{I_{\text{НОМ,2}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{1470}{1500/5} = 4,9 \text{ А}; \quad (5.5)$$

где  $I_{\text{ном},2}$  – номинальный ток генератора возбуждения, А;  
 $K_{\text{тт}}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока.

## 5.2 Перечень защит основного оборудования

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

Защиты генератора СВ-595/100-30 – 33 МВА:

- Продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
- Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Токовая защита от внешних симметричных КЗ;
- Защита от асинхронного хода с потерей возбуждения;
- Защита от симметричной перегрузки обмотки статора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- Защита от длительной форсировки;
- Защита ротора от замыканий на землю в одной точке;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

Защиты силового трансформатора ТД-40000/110:

- Продольная дифференциальная защита (от внутренних междуфазных повреждений и повреждений на выводах обмоток трансформатора);
- Газовая защита (от внутренних повреждений);
- Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
- Токовая защита обратной последовательности (от внешних несимметричных КЗ и перегрузок);
- МТЗ с пуском минимального напряжения (для защиты от внешних симметричных КЗ);
- Защита от однофазных замыканий на землю в сети 110 кВ;
- Контроль изоляции сети 10,5 кВ;
- Защита от перегрузки (резервная защита).

Основные защиты воздушных линий 110 кВ:

- Дифференциально–фазная высокочастотная защита (от всех видов КЗ);
- Резервные защиты:
- Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
  - Ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (от замыканий на землю);
  - Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);

- УРОВ 110 кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 110 кВ).  
Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:
- Дифференциальная защита;
- Газовая защита;
- МТЗ на стороне 10,5 кВ;
- Защита от перегрузки;
- Защита устройств РПН.

### 5.3 Описание защит и расчет уставок

#### 5.3.1 Продольная дифференциальная защита генератора

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах. Данный вид защиты действует на отключение генератора, гашение полей, на пуск пожаротушения генератора и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов. Подключается к трансформаторам тока и к линейным выводам статора генератора.

Начальный ток срабатывания  $I_{ср.0}$  определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Его величина выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 2020 = 101,0 \text{ А}; \quad (5.6)$$

где  $K_{ОДН} = 0,5$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока;  
 $f_i = 0,1$  – относительная погрешность трансформатора тока.  
 $I_H$  – номинальный ток генератора, А, (табл. 1).

Уставка срабатывания выбирается из условия:

$$I_{ср0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 101,0 = 202,0 \text{ А}; \quad (5.7)$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности, равный 2.

Исходя из условия (5.7) принимается уставка начального тока срабатывания, равная:

$$I_{ср0} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 2020,0 = 303,0 \text{ А}; \quad (5.8)$$

Чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока определяет коэффициент торможения, величина которого выбирается с учетом



отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных КЗ.

Максимальный ток через трансформаторы тока на линейных выводах при внешнем трехфазном КЗ в цепи генератора:

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_{\Gamma}''}{X_d''} \cdot I_{\text{Н}} = \frac{1,13}{0,25} \cdot 2020 = 9130,4 \text{ А}; \quad (5.9)$$

где  $E_{\Gamma}''$  – сверхпереходное ЭДС генератора, о.е.;  
 $X_d''$  – сверхпереходное сопротивление генератора, о.е.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{одн}} \cdot I_{\text{МАКС}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 9130,4 = 913,0 \text{ А}; \quad (5.10)$$

где  $K_{\text{АП}}$  – коэффициент апериодической составляющей, равный 2;  
 $f_i = 0,1$  – относительная погрешность трансформатора тока;  
 $K_{\text{одн}}$  – коэффициент однотипности трансформатора тока, равный 0,5;  
 $I_{\text{МАКС}}$  – максимальный ток через трансформаторы тока на линейных выводах при внешнем трехфазном КЗ в цепи генератора, А.

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. Определяется из следующего условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}} = \frac{913,0 \cdot 2}{9130,4} = 0,2; \quad (5.11)$$

где  $I_{\text{НБ(КЗ)}}$  – максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ, А;  
 $K_{\text{Н}}$  – коэффициент надежности, равный 2;  
 $I_{\text{T}}$  – ток трехфазного КЗ на выводах генератора, А.

Уставка  $K_T$  принимается равной 0,3.

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5; \quad (5.12)$$

Далее рассчитывается тормозной ток  $B$ , определяющий точку излома характеристики срабатывания. При выборе уставки  $B$  должно выполняться следующее условие:

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5; \quad (5.13)$$

Типовое значение уставки принимается равным  $B = 1,5$  исходя из условия.

Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания:

$$I_{отс} = (2 \div 12) \cdot I_H = 6 \cdot 2020 = 12120 \text{ А}; \quad (5.14)$$

Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора приведена на рисунке 5.1:

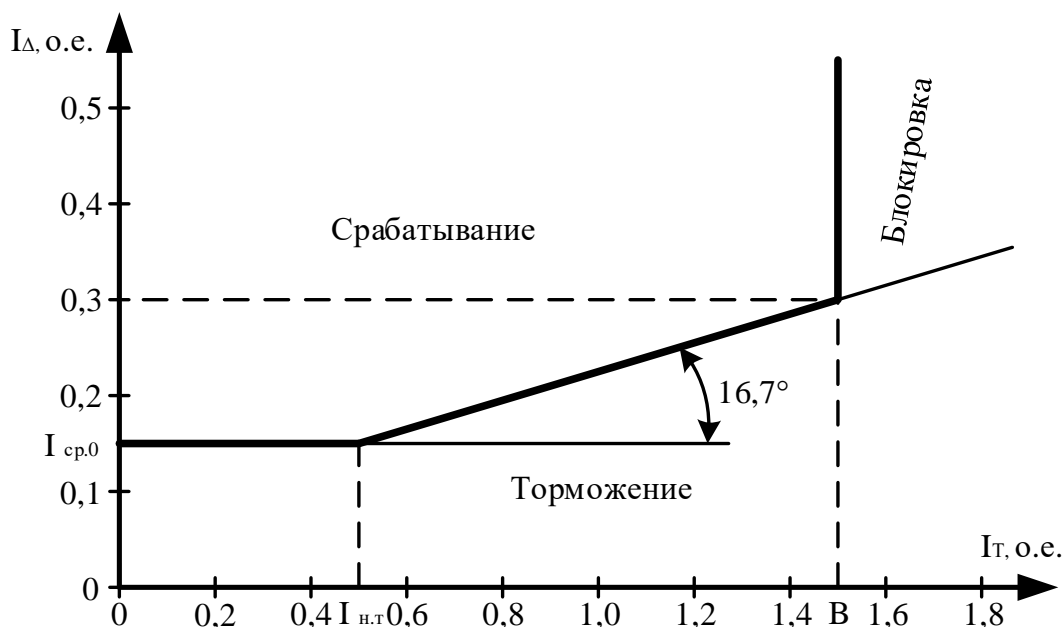


Рисунок 5.1 - Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

Защита действует на отключение генераторного выключателя, гашение полей, останов турбины со сбросом АРЗ и на запуск системы ПЖТ генератора.

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

Данная защита выполняется с помощью двух органов напряжения.

Первый орган – это орган  $U_0$ , реагирующий на основную составляющую напряжения нулевой последовательности. Он защищает 85-90% витков обмотки статора со стороны фазных выводов и включается на напряжение нулевой последовательности  $3U_0$  ТН линейных выводов генератора, которое измеряется 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  $U_{0 \text{ Эл.ст.}}$  приведена на рисунке 5.2.

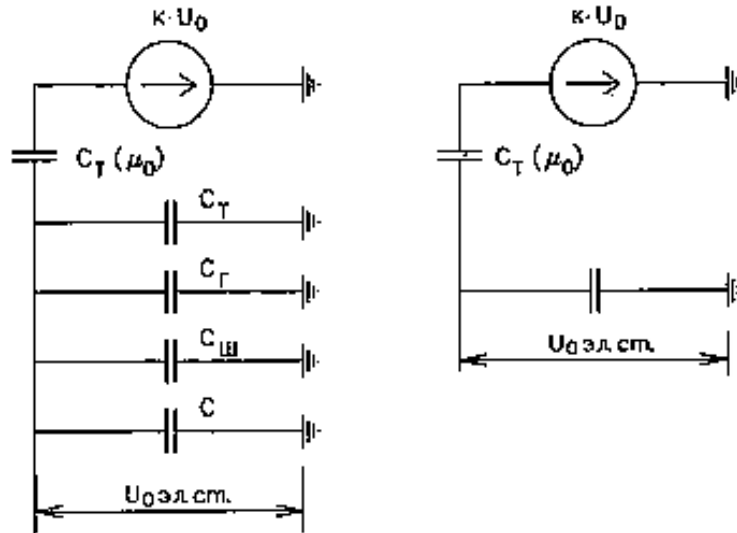


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения  $U_{0 \text{ Эл.ст.}}$

На рисунке обозначены:  $C_T \cdot (\mu_0)$  – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, принимается равной 0,010 мкФ/фазу;  $C_{Г}$  – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю, принимается равной 0,48 мкФ/фазу (по данным завода-изготовителя генератора);  $C_T$  – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю, принимается равной 0,00733 мкФ/фазу;  $C_{Ш}$  – ёмкость шинпровода по отношению к земле, принимается равной 0,008 мкФ/фазу;  $C$  – ёмкость генераторного выключателя 10,5 кВ. Принимается равной 0,25 мкФ/фазу.

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_{Г} + C_T + C_{Ш} + C = 0,48 + 0,0073 + 0,008 + 0,25 = 0,75 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}; \quad (5.15)$$

Напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне ВН трансформатора:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{115}{\sqrt{3}} = 22,13 \text{ кВ}; \quad (5.16)$$

где  $U_{\text{НОМ ВН}}$  – номинальное напряжение обмотки ВН трансформатора, кВ.

Напряжение нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора:

$$U_{0\text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T \cdot (\mu_0)}{C_T \cdot (\mu_0) + C_\Sigma} = 0,5 \cdot 22130 \cdot \frac{0,01}{0,01 + 0,75} = 145,60 \text{ В}; \quad (5.17)$$

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

$C_T \cdot (\mu_0)$  – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, мкФ;

$C_\Sigma$  – суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения, мкФ.

Суммарный емкостный ток сети 10,5 кВ:

$$I_c = 1,73 \cdot U_{\text{л}} \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 314 \cdot 0,75 = 4,28 \text{ А}; \quad (5.18)$$

где  $U_{\text{л}}$  – линейное напряжение статора генератора;

$C_\Sigma$  – суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения, мкФ.

Напряжение срабатывания защиты определяется из условия:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{1}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0\text{эл.ст.}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} \cdot 145,60 = 1,26 \text{ В}; \quad (5.19)$$

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

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

$U_{0\text{эл.ст.}}$  – напряжение нулевой последовательности, В;

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

$U_0$  имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемая в диапазоне от 5 до 20 В. Защита выполняется с тремя органами.

Принимаются следующие уставки:  $U_{01G}$  с уставкой, равной 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с на сигнал;  $U_{0G}$  с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение генераторного выключателя, гашение полей, останов турбины и сброс АРЗ.

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

При  $K_{\text{Т}} = 1,5$  орган  $U_{03}$  работает селективно и защищает 28,6% обмотки статора со стороны нейтрали.

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора:

$$X = \frac{1}{K_T+2} = \frac{1}{1,5+2} = 0,29 \text{ о. е.}; \quad (5.20)$$

Уставка срабатывания  $U_{03}$  принимается минимальной и равной 0,2 В.

Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение генераторного выключателя, гашение полей, останов турбины со сбросом АРЗ.

### 5.3.3 Защита от повышения напряжения ( $U1>$ ), ( $U2>$ )

Уставка защиты  $U2>$ :

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В}; \quad (5.21)$$

где  $U_H$  – номинальное напряжение обмоток статора;

$n_{TH}$  – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

В дополнение к этой защите предусмотрен второй орган  $U1>$ , предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки. Уставка этого органа:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В}; \quad (5.22)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 110 кВ принимается минимальной и равной  $0,09 \cdot I_H$ . Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение генераторного выключателя, гашение полей.

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

Данная защита предназначена для ликвидации 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 содержит следующие функциональные органы:

1. Сигнальный орган ( $I_{2СИГН}$ ) срабатывающий при увеличении тока  $I_2$  выше значения уставки срабатывания с независимой выдержкой времени (действует на сигнал). Уставка сигнального органа принимается равной  $0,07 \cdot I_H$ .
2. Пусковой орган ( $I_{2ПУСК}$ ) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения  $I_2$  выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по

условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при  $t_{\text{МАКС}} = 500$  с.

Относительный ток обратной последовательности, на который реагирует защита:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t_{\text{МАКС}}}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21; \quad (5.23)$$

где  $A$  – параметр, заданный заводом-изготовителем;

$t_{\text{МАКС}}$  – допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока  $I_2$ .

Уставка в относительных единицах:

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,21}{1,2} = 0,17; \quad (5.24)$$

где  $K_{\text{Н}}$  – коэффициент надёжности.

Уставка в именованных единицах:

$$I_{2\text{пуск}} = 0,17 \cdot I_{\text{Н}} = 0,17 \cdot 2020 = 343,4 \text{ А}; \quad (5.25)$$

где  $I_{\text{Н}}$  – номинальный ток статора генератора.

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

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{A}{I_{*2\text{ПУСК}}^2} = \frac{30}{0,17^2} \approx 1008 \text{ с}; \quad (5.26)$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{30}{(I_{*2})^2}; \quad (5.27)$$

Из выражения (5.27) следует:

$$A_{\text{ИО}} = 30 = (I_{*2})^2 \cdot t_{\text{СР}}; \quad (5.28)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.1 и на рисунке 5.3.

Таблица 5.1 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_n$	1,0	0,74	0,61	0,49	0,37	0,24	0,21
Длительность, с	30	55	80	125	220	500	700

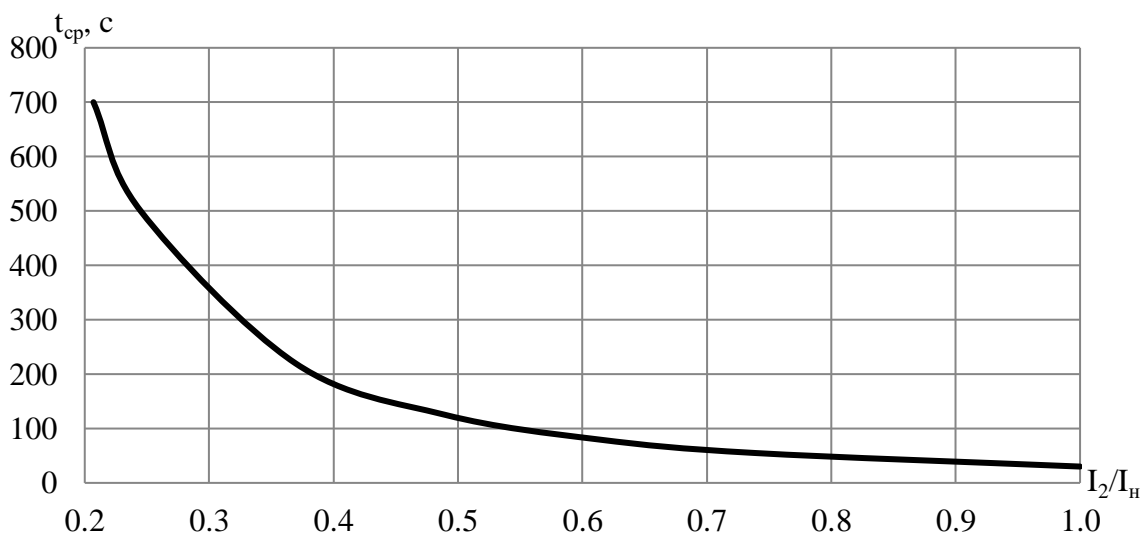


Рисунок 5.3 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем:  $t_{МИН} = 30 с$ ,  $t_{МАКС} = 700 с$ .

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. Интегральный орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

По второму условию:

По условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 110 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

$$I_{*КЗ}^{(2)ВН} = \frac{1}{(x_d'' + x_{2Г}) \cdot k_T^2 + 2x_T + 2x_L} =$$

$$= \frac{1}{(0,25 + 0,25) \cdot \left(\frac{115}{10,5}\right)^2 + 2 \cdot 0,105 + 2 \cdot 0,13} = 0,017 \text{ о. е.}; \quad (5.29)$$

где  $k_T$  – коэффициент трансформации силового трансформатора;  
 $x_L$  – сопротивление линии электропередач.

Минимальный ток короткого замыкания:

$$I_{КЗ}^{\text{мин}} = 2 \cdot I_{*КЗ}^{(2)ВН} \cdot k_T = 2 \cdot 0,017 \cdot \left(\frac{115}{10,5}\right) = 0,372 \text{ о. е.}; \quad (5.30)$$

При двухфазном КЗ ток в конце линии:

$$I_{2С.З.} \leq \frac{I_{КЗ}^{\text{мин}}}{K_{\text{ч}}} = \frac{0,372}{1,2} = 0,31 \text{ о. е.}; \quad (5.31)$$

Уставка срабатывания  $I_{2С.З.}$  принимается равной 0,2.

По третьему условию: ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию. Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генераторного выключателя и гашение полей.

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

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot 2020}{0,98} = 2164,2 \text{ А}; \quad (5.32)$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности, равный 1,5;  
 $I_H$  – номинальный ток статора генератора, А;



$K_B$  – коэффициент возврата, равный 0,98.

Выдержка времени срабатывания защиты – 0,9 секунд.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,08 \cdot 2020}{0,98} = 2226 \text{ A}; \quad (5.33)$$

3. Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.2:

Таблица 5.2 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

Кратность перегрузки, $I/I_H$	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 5.4.

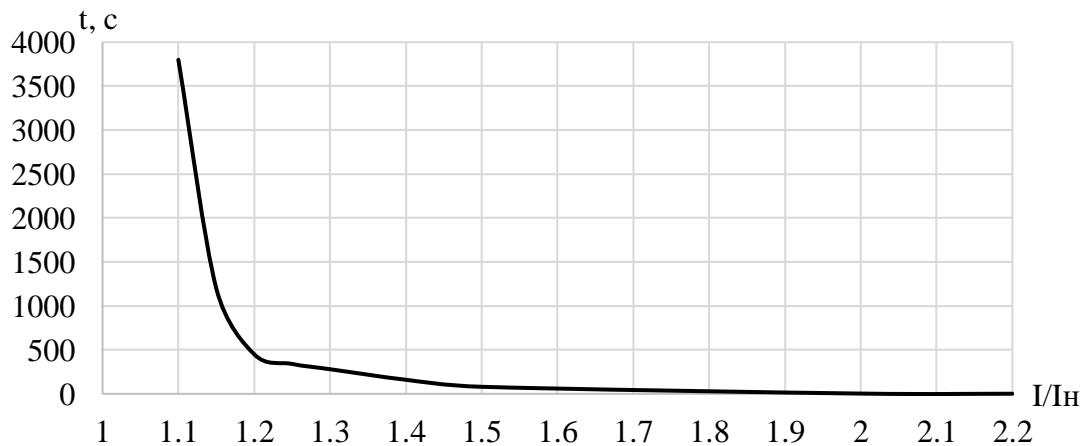


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,2 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = \frac{1,2 \cdot 2020}{0,98} = 2473,5 \text{ А}; \quad (5.34)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению ( $U_{Г} <$ ). Напряжение срабатывания принимается равным:

$$U_{СР} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_{В} \cdot n_{ТН}} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot \frac{10500}{100}} = 66 \text{ В}; \quad (5.35)$$

где  $U_{НОМ}$  – номинальное напряжение генератора, В;  
 $K_{В}$  – коэффициент возврата;  
 $n_{ТН}$  – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генераторного выключателя и гашение полей.

## 5.5 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{Р \text{ СИГН}} = \frac{K_{Н} \cdot I_{НОМ.Р}}{K_{В}} = \frac{1,05 \cdot 1250}{0,98} = 1339 \text{ А}; \quad (5.36)$$

где  $K_{Н}$  – коэффициент надежности;  
 $I_{Н}$  – ток ротора генератора при номинальной нагрузке, А;  
 $K_{В}$  – коэффициент возврата.

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

$$I_{Р \text{ ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = \frac{1,08 \cdot 1250}{0,98} = 1377 \text{ А}; \quad (5.37)$$

3. Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на

отключение генераторного выключателя, включение АГП. Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.3. Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора показана на рисунке 5.5

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки, I/In	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки, с	длительно	250	180	160	120	90	72	45	20

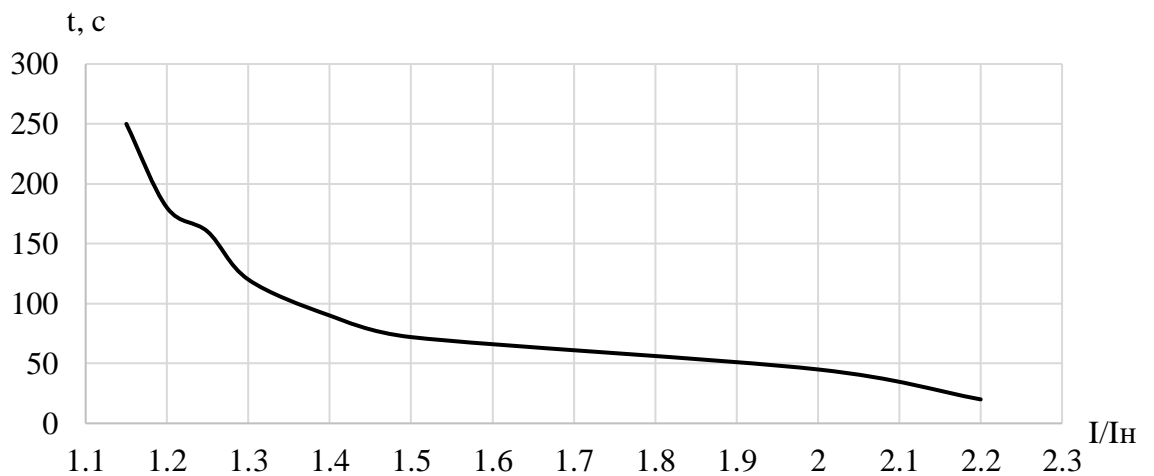


Рисунок 5.5 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,35 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = \frac{2,35 \cdot 1250}{0,98} = 2997,4 \text{ А;} \quad (5.38)$$

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

### 5.6 Дистанционная защита генератора (Z1<), (Z2<)

Защита выполняется на основе дистанционных органов и подключается к измерительным трансформаторам тока в нейтрали генератора и трансформаторам напряжения на выводах генератора. Характеристика срабатывания задается в виде круга, расположенного в I и II квадранте со смещением в III и IV квадрант комплексной плоскости сопротивлений.

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.  $Z_1$ , приведенное к напряжению 110 кВ, должно быть принято по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 110 кВ Витимская ГЭС – ПС Мамакан:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_{T,110} + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 34,71 + \frac{0,8}{3} \cdot 53,10 = 41,93 \text{ Ом}; \quad (5.39)$$

где  $Z_{T,110}$  – сопротивление трансформатора приведенное к высшей стороне;  
 $K_T$  – коэффициент, учитывающий параллельность линий;  
 $Z'_{1Л}$  – сопротивление линии, (41).

Сопротивление трансформатора ТД-40000/110, приведенное к высшей стороне:

$$Z_{T,500} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМ}} = \frac{0,105}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 34,71 \text{ Ом}; \quad (5.40)$$

где  $U_K$  – напряжение короткого замыкания силового трансформатора;  
 $U_{ВН}$  – высшее напряжение силового трансформатора;  
 $S_{НОМ}$  – номинальная мощность силового трансформатора.

Сопротивление линии 110 кВ:

$$Z'_{1Л} = \sqrt{x_L^2 + r_L^2} = \sqrt{43,40^2 + 30,60^2} = 53,10 \text{ Ом}; \quad (5.41)$$

где  $x_L$  – индуктивное сопротивление ВЛ 110 кВ;  
 $r_L$  – активное сопротивление ВЛ 110 кВ.

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,105 \cdot \frac{40}{36,7} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{36,7}{110^2} \cdot 53,10 = 0,135; \quad (5.42)$$

$Z_1$  в первичных Омах:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,135 \cdot 3,04 = 0,41; \quad (5.43)$$

где  $Z_6$  – базисное сопротивление генератора.

Базисное сопротивление генератора:

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{10,5^2}{36,7} = 3,04 \text{ Ом}; \quad (5.44)$$

где  $U_6$  – базисное напряжение;  
 $S_{НГ}$  – номинальная мощность генератора.

Уставка срабатывания защиты:

$$Z_{1CЗ} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,41 \cdot \frac{\frac{3000}{10500}}{\frac{5}{100}} = 2,34 \text{ Ом}; \quad (5.45)$$

где  $Z_1$  – сопротивление линии;  
 $n_T$  – коэффициент трансформации трансформатора тока;  
 $n_H$  – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{НАГР} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot I_{НАГР}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2020} = 3,00 \text{ Ом}; \quad (5.46)$$

где  $U_{НОМ}$  – номинальное напряжение генератора;  
 $I_{НАГР}$  – номинальный ток статора генератора.

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

$$I_\Phi = \frac{\frac{2 \cdot I_{В.НОМ}}{I_{В.Х.Х}} - 0,95}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1250}{675} - 0,95}{1,1} = 2,5 \text{ о. е.}; \quad (5.47)$$

где  $I_{В.НОМ}$  – ток ротора холостого хода, А;  
 $I_{НАГР}$  – номинальный ток ротора, (табл. 1);  
 $x_d$  – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

Сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{НАГР.\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_\Phi} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}; \quad (5.48)$$

где  $U_H$  – номинальное напряжение генератора, о.е.;  
 $I_\Phi$  – ток статора при двойном токе возбуждения и пониженном напряжении, о.е.

Коэффициент мощности в этом случае:

$$\cos\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos\varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,9}{0,95 \cdot 2,5} = 0,38; \quad (5.49)$$

где  $\cos\varphi_{\text{Н}}$  – номинальный коэффициент мощности генератора.

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 67,67^\circ$ .  
Сопротивление срабатывания защиты:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,34 \text{ о. е.}; \quad (5.50)$$

где  $K_{\text{Н}}$  – коэффициент надёжности;  
 $Z_{\text{НАГР.}\Phi}$  – сопротивление нагрузки в режиме 2-укратного возбуждения.

Сопротивление срабатывания в именованных единицах:

$$Z_{\text{СЗII}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,34 \cdot 3,04 = 1,03 \text{ Ом}; \quad (5.51)$$

где  $Z_{\text{II о.е.}}$  – сопротивление срабатывания защиты;  
 $Z_{\text{Б}}$  – базисное сопротивление генератора.

Значение уставки реле:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{СЗII}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{1,03 \cdot 3000/5}{10500/100} = 5,89 \text{ Ом}; \quad (5.52)$$

где  $Z_{\text{СЗII}}$  – сопротивление срабатывания в именованных единицах;  
 $n_{\text{T}}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока;  
 $n_{\text{Н}}$  – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{\text{СМ1}} = 0,28 \text{ Ом}$ ,  $Z_{\text{СМ2}} = 0,70 \text{ Ом}$ . Выдержка времени второй ступени должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени резервных защит линий. Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генераторного выключателя и гашение полей. Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.6.

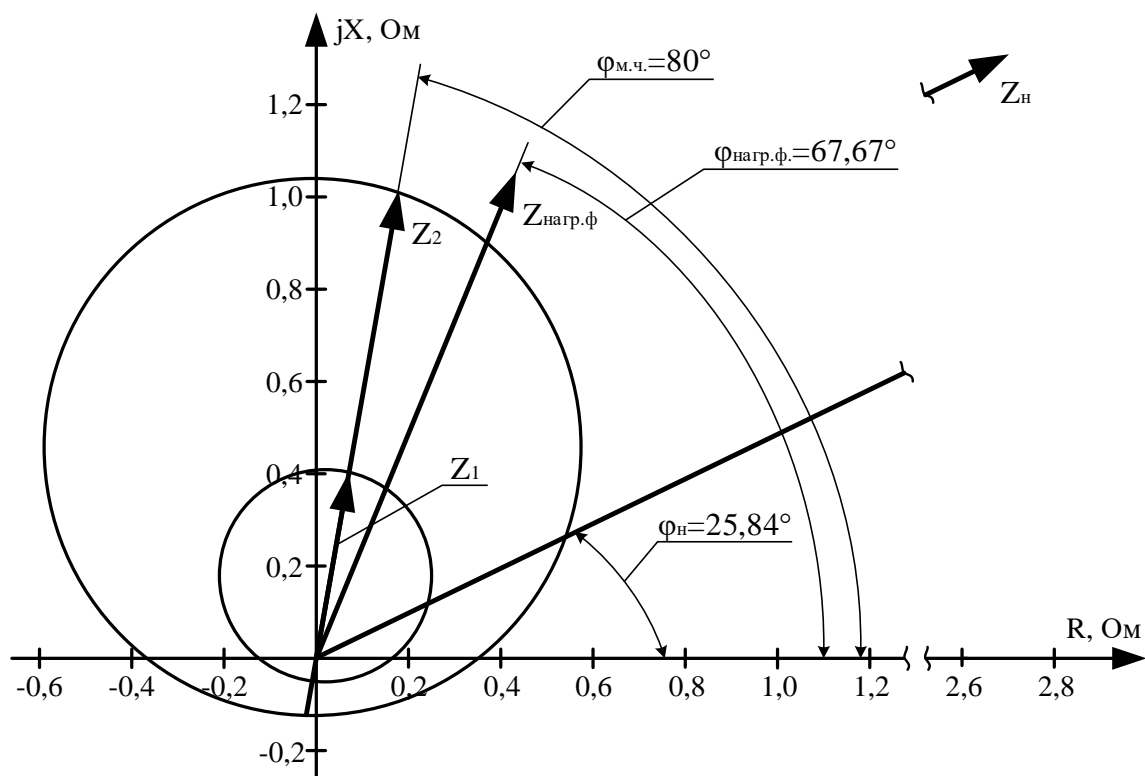


Рисунок 5.6 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### 5.7 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики производства «ЭКРА».

Установка отечественного микропроцессорного оборудования позволит избежать возможного вмешательства в работу оборудования, а также уменьшит затраты.

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

Наличие функций непрерывного самоконтроля и диагностики обеспечивает высокую готовность микропроцессорных защит при наличии требования к срабатыванию, а использование высокоинтегрированных и высоконадежных микросхем – повышенную надежность аппаратной части защиты.

### 5.8 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,50 А	
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-	
		Уставка начального торможения, $I_{HT}$	$0,5 \cdot I_H$	1,68 А	
		Тормозной ток, В	$6 \cdot I_H$	5,05 А	
		Отсечка, $I_{отс}$	$1,5 \cdot I_H$	20,22 А	
Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	-	5 В
		$t_2$	$U_{0G}$	-	15 В
	$U_{03}$	$t$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,5	-
			Уставка срабатывания	-	0,2 В
Защита от повышения напряжения	$U >$	1 ступень	$U_{CP1}$	$1,2U_H$	120 В
		2 ступень	$U_{CP2}$	$1,4U_H$	140 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,24 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,17 \cdot I_H$	0,57 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,2 \cdot I_H$	0,67 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	3,61 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	3,71 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,224 \cdot I_H$	4,12 А
			$U_{cp}$	-	66 В
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,135	0,41 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	0,34	1,03 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_p СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	5,24 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	5,39 А
		Отсечка	$I_p ПУСК.$	$2,4 \cdot I_{НОМ.Р}$	11,74 А

Матрица отключений представлена в таблице 5.5



Таблица 5.5 – Матрица отключений

Защиты		Действия						
		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Откл. ВЛ-110 и ТСН	Предупредительный сигнал	
Наименование	Обозначение							
Диф. защита, продольн.	$I_{\Delta G}$	+	+	+	+			
ЗЗГ	$U_{0G}$	$t_1$					+	
		$t_2$	+	+	+			
	$U_{03}$	$t$	+	+	+			
ЗПН	$U >$	1 ступень $t_1$	+	+				
		2 ступень $t_2$	+	+				
сЗащита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО					+	
		ИО		+	+			
		ОТС I	$t_1$				+	
			$t_2$	+	+			
Защита от симм. к.з. и перегрузок	$I_1$	СО					+	
		ИО		+	+			
		ОТС	$t_1$				+	
			$t_2$	+	+			
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступ.	$t_1$				+	
			$t_2$	+	+	+		
		2 ступ.	$t_1$				+	
			$t_2$	+	+			
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО					+	
		ИО		+	+			
		отсечка		+	+			

## 6 Проектирование сооружений напорного фронта

Класс основных гидротехнических сооружений назначается в соответствие [3] трем параметрам:

В зависимости от высоты плотины ( до 60 м) и типа грунтов основания (скальные) - III;

В зависимости от назначения и условий эксплуатации. Установленная мощность ГЭС – 118,2 МВт - III;

В зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий ( число людей, которые могут пострадать от аварии – Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии гидротехнического сооружения (в НБ находятся несколько поселков: пгт Мама, п Колотовка, п Витимский, п Мусковит) 2500 – II.

В итоге, всему сооружению присваивается наивысший класс – II.

### 6.1 Определение отметки гребня плотины

#### 6.1.1 Грунтовые плотины

За отметку гребня грунтовой плотины  $\nabla_{ГГП}$  принимают по формуле:

$$\nabla_{ГГП} = \nabla_{НПУ} + h_s; \quad (6.1)$$

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

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a; \quad (6.2)$$

где  $h_{run1\%}$  - высота наката волн расчетной обеспеченности 1% на откос грунтовой плотины;

$\Delta h_{set}$  – высота ветрового нагона;

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

Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cos \alpha = 26,4 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{26^2 \cdot 5800}{9,81 \cdot 19} = 0,056 \text{ м}; \quad (6.3)$$

где  $k_w$  – коэффициент, рассчитываемый по формуле ниже;

$V_w$  - расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, м/с;

$L$  – длина разгона воды, м;

$\alpha$  – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра ( $\alpha=0$ );

$d$  – условная расчетная глубина воды в водохранилище.

$$k_w = 3 \cdot (1 + 0,3V_w) \cdot 10^{-7} = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 26) \cdot 10^{-7} = 26,4 \cdot 10^{-7}, \quad (6.4)$$

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}}{2} = \frac{277,0 - 239,0}{2} = 19 \text{ м}; \quad (6.5)$$

Определить высоту волны 1% обеспеченности для основного случая:

1. Вычислить безразмерные комплексы  $\frac{gL}{V^2}$  и  $\frac{gt}{V_w}$ , где  $t$  – период развития волн на водохранилище ( $t=6\text{ч}=21600 \text{ с}$ ).

2. Из графика [2, Приложение 1, рис. 1] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ , где дно не влияет на основные характеристики волн) по значениям  $\frac{gL}{V^2}$  и  $\frac{gt}{V_w}$  определить параметры  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{V_w}$ .

Затем, используя меньшие полученные значения, вычислить средний период волны  $\bar{T}$  и среднюю высоту волны  $\bar{h}$ .

Результаты приведены в таблице 6.1:

Таблица 6.1 – Определение средней высоты волны и среднего периода волны

$\frac{gL}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 5800}{26^2} = 84$		$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{26} = 8150$	
$\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,017$	$\frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,5$	$\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,095$	$\frac{g\bar{T}}{V_w} = 4,3$
$\bar{h} = \frac{0,017 \cdot 26^2}{9,81} = 1,17 \text{ м}$	$\bar{T} = \frac{1,5 \cdot 26}{9,81} = 3,98 \text{ с}$		

3. Вычисляем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,98^2}{2 \cdot 3,14} = 24,74 \text{ м}; \quad (6.6)$$

4. Проверяем, выполняется ли условие условной расчетной глубины:

$$d > 0,5\bar{\lambda}_d$$

$$19 > 0,5 \cdot 24,74$$

5. Определяют высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 1,17 \cdot 2,13 = 2,5 \text{ м}; \quad (6.7)$$

где  $K_i$  – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения  $\frac{gL}{V^2}$  (для глубоководной зоны).

6. Высоту наката волн 1% обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн определяют по формуле:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,15 \cdot 2 \cdot 2,5 = 5,17 \text{ м}; \quad (6.8)$$

где  $k_r = 1$  и  $k_p = 0,9$  – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по СНИП с учетом того, что откосы крепятся железобетонными плитами;

$$k_{sp} = 1,15 \text{ – коэффициент при коэффициенте откоса } ctg\varphi = 2;$$

$k_{run} = 2$  – коэффициент, принимаемый по [2, Приложение 1, рис. 2] графикам в зависимости от пологости волны  $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = 13,7$  на глубокой воде.

$$7. h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a = 5,17 + 0,056 + 0,6 = 5,83 = 6 \text{ м}$$

$$8. \nabla ГГП = \nabla НПУ + h_s = 277,0 + 6,0 = 283,0 \text{ м}; \quad (6.9)$$

Принимаем отметку гребня грунтовой плотины 283,0 м.

## 6.2 Гидравлические расчеты

Исходными данными для проведения гидравлических расчетов являются: отметки НПУ и ФПУ, расчетные максимальные расходы воды, кривые связи уровней нижнего бьефа и расходов, характеристики грунтов основания.

Максимальные расчетные расходы определяют гидрологическими расчетами по кривой обеспеченности паводковых расходов.

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

### 6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяем расчетный расход воды для основного расчетного случая  $Q_p$ , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС –  $Q_{ГЭС}$ .

Расход, который необходимо пропустить через водосливной фронт основном случае:

$$Q_p = Q_{осн.мах} - Q_{ГЭС}(n - 1) = 650,1 - 97,2 \cdot 3 = 358,5 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.10)$$

Поверочный случай:

$$Q_{p.пов} = Q_{осн.мах} - Q_{ГЭС} \cdot n = 762,6 - 94,4 \cdot 3 = 479,4 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.11)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_B}; \quad (6.12)$$

где  $q_B$  - удельный расход на водосливе,

$$q_B = 1,25 \cdot q_p; \quad (6.13)$$

где  $q_p$  - удельный расход на рисберме,

$$q_p = V_{нр} \cdot h_{нб}; \quad (6.14)$$

где  $V_{нр}$  - не размывающая скорость для скального грунта 5 м/с;

$h_{нб}$  - глубина воды в НБ при  $Q_{осн.мах}$  1% - 4,7 м.

Таким образом:

$$q_p = 5 \cdot 4,7 = 23,5 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$q_B = 1,25 \cdot 23,5 = 29,4 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$B = \frac{358,5}{29,4} = 12,2 \text{ м.}$$

Ширина водосливного фронта  $B$  должна быть целым числом, поэтому округляем  $B$  до 16 м. Стандартная ширина пролета  $b$  принимается в соответствии с тех.регламентом. Принимаем  $b=8$ . В итоге: 2 пролета по 8м.

Толщина быка:

$$\delta_B \geq (0,2 \div 0,25) \cdot b = (1,6 \div 2); \quad (6.15)$$

Бык не может быть менее 2м. Т.к бык разрезной, увеличиваем его толщину на 1метр. Толщину разрезного быка принимаем  $\delta_B = 3$  м.

Тогда ширина водосливного фронта с учетом быков:

$$B_B = b \cdot n + (n - 1) \cdot d = 8 \cdot 2 + (2 - 1) \cdot 3 = 19 \text{ м}; \quad (6.16)$$

## 6.2.2 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3}; \quad (6.17)$$

где  $m$  – коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимаем в курсовом проекте очертание водосливной стенки Кригера- Офицерова типа А,  $m = 0,49$ .

Таким образом:

$$H_{01} = \left( \frac{344,4}{0,49 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,7 \text{ м.}$$

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

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot \sigma_\phi \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_\Pi \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3}; \quad (6.18)$$

где  $\sigma_\Pi$  – коэффициент подтопления [4, раздел 6-3] (принимается равным единице);

$\sigma_\phi$  – коэффициент формы (равный единице);

$\sigma_{сж}$  – коэффициент бокового сжатия

$$\sigma_{сж} = 1 - \frac{0,2 \cdot H_{01} \cdot \xi}{b}; \quad (6.19)$$

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

$$\sigma_{сж} = 1 - \frac{0,2 \cdot 4,7 \cdot 0,45}{8} = 0,95$$

Отсюда:

$$H_{02} = \left( \frac{358,5}{0,49 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,9 \text{ м}$$

Напор на гребне водослива:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g}; \quad (6.20)$$

где  $V_0$  – скорость подхода потока к плотине;  
 $\alpha = 1,1$  коэффициент Кориолиса.

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}) \cdot B + (n-1) \cdot \delta}; \quad (6.21)$$

где  $\nabla_{\text{НПУ}}$  и  $\nabla_{\text{ДНА}}$  отметка при нормальном подпорном уровне и сухого дна;  
 $B$  - полная ширина с учётом быков.

$$V_0 = \frac{358,5}{(277-239) \cdot 19} = 0,5 \text{ м/с};$$

Таким образом:

$$H = 4,9 - \frac{1,1 \cdot 0,5^2}{2 \cdot 9,81} = 4,88 \text{ м}$$

### 6.2.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{р.пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{479,4}{0,49 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 5,75 \text{ м}; \quad (6.22)$$

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

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{р.пов}}}{m \cdot \varepsilon \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{479,4}{0,49 \cdot 0,94 \cdot 1 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,99 \text{ м}; \quad (6.23)$$

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - \frac{0,2 \cdot 5,75 \cdot 0,45}{8} = 0,93;$$

Таким образом:

$$H = 5,99 - \frac{1,1 \cdot 0,65^2}{2 \cdot 9,81} = 5,96 \text{ м};$$

Напор округляется по стандартному ряду  $H_{\text{ст}} = 6$  метров.

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}} = 277,0 - 6 = 271,0 \text{ м}; \quad (6.24)$$

Отметку верха быка вычисляют по формуле:

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{ГВ}} + 1,6 H_{\text{ст}} = 271,0 + 1,6 \cdot 6 = 280,6 \text{ м}; \quad (6.25)$$

Приравняем отметку ГБ к отметке ГГП, следовательно  $V_{ГБ}=283,0$  м.

#### 6.2.4 Расчет водопропускных отверстий

При проектировании гидротехнических сооружений ГЭС следует предусмотреть мероприятия для безопасного сброса воды в нижний бьеф через водосбросные сооружения в зимний период в случаях невозможности пропуска воды через агрегаты (авария, ограничение выработки при отсутствии потребления и др.)

Донные отверстия предусматривают безопасный сброс воды в НБ в случаях невозможности пропуска воды через агрегаты.

Пропускная способность водосброса, предназначена для работы в зимний период, должна определяться из условия обеспечения сработки полезного объема водохранилища к началу весеннего половодья.

$$V_{\text{полезн}} = 1,52 \text{ км}^3 (1520000000 \text{ м}^3)$$

$$V_{\text{прит}} = 0,6 \text{ км}^3 (600000000 \text{ м}^3)$$

Время, за которое срабатывается водохранилище (6 месяцев).

$$Q_{\text{ср}} = \frac{V_{\text{полезн}} + V_{\text{прит}}}{t} = \frac{1520000000 + 600000000}{15552000} = 101,5 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.26)$$

Расчет сечения водосброса:

$$\omega = \frac{Q}{\mu \sqrt{2gH_{\text{во}}}} = \frac{101,5}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 33,7}} = 4,9 \text{ м}^2; \quad (6.27)$$

где  $\omega$  - площадь выходного отверстия;

$\mu = 0,8$  - коэффициент расхода;

$H_{\text{во}}$  - расстояние от НПУ до центра отверстия.

Так как сечение прямоугольное, принимаем два отверстия с параметрами:  $b=2$  м,  $h=1,5$  м.

Отметка нижней входной кромки водоспуска – 242,3.

#### 6.2.5 Построение профиля водосливной грани

Рассчитаем координаты оголовка водослива. Для получения действительных координат кривой необходимо умножить их на  $H_{\text{ст}} = 6$  м. Расчеты сведены в таблицу 6.2. Сам оголовок строим на рисунке 6.1.



Таблица 6.2 – Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки (Кригера-Офицера)

№ точки	x	y	№ точки	x	y
1	0,00	0,76	22	12,60	8,21
2	0,60	0,22	23	13,20	9,05
3	1,20	0,04	24	13,80	9,92
4	1,80	0,00	25	14,40	10,80
5	2,40	0,04	26	15,00	11,76
6	3,00	0,16	27	15,60	12,73
7	3,60	0,36	28	16,20	13,73
8	4,20	0,60	29	16,80	14,77
9	4,80	0,84	30	17,40	15,66
10	5,40	1,19	31	18,00	16,94
11	6,00	1,54	32	18,60	18,08
12	6,60	1,93	33	19,20	19,24
13	7,20	2,36	34	19,80	20,43
14	7,80	2,85	35	20,40	21,65
15	8,40	3,38	36	21,00	22,91
16	9,00	3,97	37	21,60	24,19
17	9,60	4,58	38	22,20	25,49
18	10,20	5,24	39	22,80	26,83
19	10,80	5,92	40	23,40	28,19
20	11,40	6,65			
21	12,00	7,41			

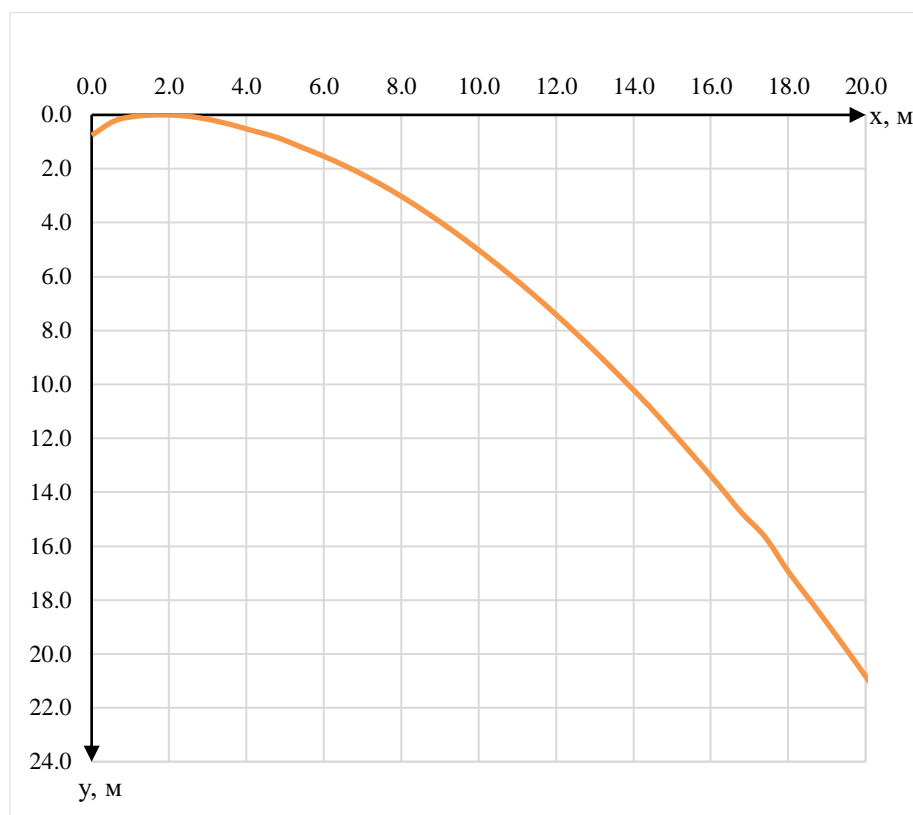


Рисунок 6.1 – Оголовок водосливной плотины

### 6.3 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Определяем тип гидравлического прыжка за водосливом.

Вычисляем критическую глубину потока при полном открытии всех отверстий.

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B+(n-1)\cdot\delta_b)^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 358,5^2}{19^2 \cdot 9,81}} = 3,4 \text{ м}; \quad (6.27)$$

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

Определяем сопряженные глубины:

$$h'_{c1} = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(\text{НПУ}-\text{ДНО}-h'_c)}} = \frac{18,9}{0,91 \sqrt{2 \cdot 9,81(277-239-0)}} = 0,76 \text{ м}; \quad (6.28)$$

где  $\varphi = 0,97 \div 1,00$  – коэффициент скорости в зависимости от условий истечения;

$q$  – удельный расход на водосливе (6.29).

$$q = \frac{Q_p}{B+(n-1)\cdot\delta_b} = \frac{358,5}{19} = 18,9 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.29)$$

$$h'_{c2} = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(\text{НПУ}-\text{ДНО}-h'_c)}} = \frac{18,9}{0,91 \sqrt{2 \cdot 9,81(277-239-0,76)}} = 0,77 \text{ м}; \quad (6.30)$$

$$h''_c = \frac{h'_{c2}}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h'_{c2}}\right)^3} - 1 \right) = \frac{0,77}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{3,4}{0,77}\right)^3} - 1 \right) = 9,7 \text{ м}. \quad (6.31)$$

В данном случае сопряжение относится к типу отогнанного прыжка, так как  $h''_c > h_{нб}$ , при  $h_{нб} = 4,7$  м.

Так как за плотиной должен быть затопленный прыжок, рассчитаем гасители.

### 6.4 Расчет элементов в нижнем бьефе

#### 6.4.1 Водобойная плита

Водобой предназначен для гашения энергии потока, сходящего с водослива, и устраивается в виде железобетонной плиты.

$$\delta_b = 0,15 \cdot V_c \cdot \sqrt{h'_{c1}} = 0,15 \cdot 24,8 \cdot \sqrt{0,76} = 3,2 \text{ м}; \quad (6.32)$$

где  $V_c$  – скорость в сжатом сечении на первой водобойной плите (6.33).

$$V_c = \frac{Q_p}{(B + \sum \delta_b) \cdot h'_{c1}} = \frac{358,5}{19 \cdot 0,76} = 24,8 \text{ м}^2/\text{с}; \quad (6.33)$$

Принимаем толщину водобойной плиты равную  $\delta_b = 4$ .

Длина водобойной плиты равна длине гидравлического прыжка:

$$l_b = l_{пр} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' + h'_{c2}) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 9,7 + 0,76) = 48,0 \text{ м}; \quad (6.34)$$

Отметка подошвы водобоя:

$$\nabla_{ПВ} = \nabla_{дна} - \delta_b = 239,0 - 4 = 235,0 \text{ м}. \quad (6.35)$$

#### 6.4.2 Расчет водобойного колодца

Целью расчета является определение глубины колодца и его длины.

Глубина водобойного колодца определяется методом последовательных приближений. Разница между значениями глубин колодца, определенными расчетом, не должно превышать  $5 \div 10\%$ .

Первоначально, глубину колодца определяются по формуле:

$$d = \sigma \cdot h_c'' - (h_{нб} + Z'); \quad (6.35)$$

где  $\sigma$  – коэффициент, увеличивающий глубину в колодце, что обеспечивает образование затопленного прыжка,  $\sigma = 1,1$ ;

$Z'$  – перепад с водобойной поверхности, обусловленный стеснением потока снизу уступом глубиной  $d$  (6.36);

$$Z' = \frac{q^2}{2 \cdot g} \cdot \left( \frac{1}{\varphi^2 \cdot h_{нб}^2} - \frac{\alpha}{\sigma^2 \cdot h_c''^2} \right) \quad (6.36)$$

где  $\varphi$  – коэффициент скорости для водослива с широким порогом, зависящий от кромки уступа, принимается 0,92.

$$Z' = \frac{18,9^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \left( \frac{1}{0,91^2 \cdot 4,7^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 9,7^2} \right) = 18,2(0,05 - 0,01) = 0,73 \text{ м};$$

$$q = \frac{Q_p}{B + (n-1) \cdot \delta} = \frac{358,5}{19} = 18,9 \text{ м}^2/\text{с}; \quad (6.37)$$

Глубина колодца:

$$d = 1,1 \cdot 9,7 - (4,7 + 0,73) = 5,2 \text{ м};$$

Находится полная удельная энергия во втором приближении:

$$E'_0 = C_H + H_0 + d = 32 + 6 + 5,2 = 43,2 \text{ м}; \quad (6.38)$$

$$C_H = \nabla_{ГВ} - \nabla_{дна} = 271,0 - 239,0 = 32 \text{ м}; \quad (6.39)$$

$$\xi_0 = \frac{E'_0}{h_{кр}} = \frac{43,2}{3,4} = 12,7 \text{ м}; \quad (6.40)$$

По графику М. Д. Чертоусова определяется  $\xi_c=0,23$  и  $\xi''_c=2,9$ .  
Вычисляется сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,23 \cdot 3,4 = 0,78 \text{ м}; \quad (6.41)$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр} = 2,9 \cdot 3,4 = 9,9 \text{ м}; \quad (6.42)$$

$$Z' = \frac{18,9^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \left( \frac{1}{0,91^2 \cdot 4,7^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 9,9^2} \right) = 0,82 \text{ м};$$

$$d = 1,1 \cdot 9,9 - (4,7 + 0,82) = 5,3 \text{ м};$$

Так как разница между глубинами колодца в третьем и втором приближениях составляет менее 4%, то принимается  $d = 5,3$  м.

Отметка пола водобоя:

$$\nabla_{ПВ} = \nabla_{дна} - d = 239,0 - 5,3 = 233,7 \text{ м}; \quad (6.43)$$

Длина водобоя при наличии на нем гасителя:

$$l_B = (0,75 \div 1,0) \cdot l_{пр}; \quad (6.44)$$

$$l_{пр} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h''_c - h'_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 9,9 - 0,78) = 45,1 \text{ м}; \quad (6.45)$$

$$l_B = 0,8 \cdot l_{пр} = 0,8 \cdot 45,1 = 36,2 \text{ м}. \quad (6.46)$$

### 6.4.3 Рисберма

Участок за водобоем, предназначенный для рассеивания потока. Выполняется креплением бетонных плит длиной 10 м, шириной 9,5 м.

Устанавливается после водобойной плиты в три ряда в шахматном порядке.

Конец участка рисбермы заканчивается зубом.

Толщина первой плиты рисбермы:

$$\delta_p = 0,5 \cdot \delta_B = 0,5 \cdot 4 = 2 \text{ м}. \quad (6.47)$$

## 6.5 Конструирование плотины

### 6.5.1 Определение ширины подошвы плотины

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментной плиты, т.к. несущая способность скального основания достаточно высокая. Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу.

При соотношении  $\frac{B}{h_{пл}} = (0,6 \div 0,8)$  плотина на скальном основании будет отвечать условиям прочности и устойчивости плотины.

Отметка подошвы плотины:

$$\nabla_{под} = \nabla_{дна} - d - t_b = 239,0 - 5,3 - 4 = 229,7 \text{ м}; \quad (6.48)$$

Высота плотины:

$$h_{пл} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{под} = 277,0 - 229,7 = 47,3 \text{ м}; \quad (6.49)$$

Таким образом, ширина подошвы плотины равна:

$$B_{под} = 0,73 \cdot h = 0,73 \cdot 47,3 = 34,6 \text{ м}; \quad (6.50)$$

### 6.5.2 Разрезка бетонной водосливной плотины швами

В бетонных плотинах предусматривается устройство межсекционных и межстолбчатых деформационных швов. Швы устраивают для обеспечения монолитности плотины при неравномерной ее осадке и неравномерном распределении температуры по сечению бетонных массивов.

В плотине, возводимой на скальном основании, разрезка швами на секции производится по осям быков. Ширина секции составляет:

$$B_{сек} = b + \delta_b = 8 + 3 = 11 ; \quad (6.51)$$

где  $b$  – пролет водосливного фронта;

$\delta_b$  – толщина разрезного быка.

При ширине основания  $B=34,6$  м, принимаем 2 столба шириной 17,3 м. Омоноличивание профиля плотины обеспечивается бетонированием швов шириной 1,5м.

### 6.5.3 Быки

Быки предназначены для создания водосливных секций, для опоры плоских затворов (основного и ремонтного) и опоры для автодороги и подкрановых путей.

В плоских затворах рассчитываем паз. Ранее конструкция быков принимались в гидравлических расчетах. Бык разрезной. Форма верховой грани быка выполняется полукруглой. Ширина гребня по 21,6 м.

Толщина разрезного быка равна 3 м. Пазовый перешеек назначаем равным 1 м.

Длина (m) паза рабочего затвора принимаются:

$$m = \left(\frac{1}{7} \div \frac{1}{10}\right) b = \frac{1}{8} \cdot 8 = 1 \text{ м}; \quad (6.52)$$

где  $b$  - ширина водосливного отверстия в свету.

Длину паза ремонтного затвора принимаем равной 0,5 м.

Отметка гребня быка была рассчитана ранее.

### 6.5.4 Устои

К левому торцу здания ГЭС примыкает глухая бетонная плотина.

Сопрягающий устой длиной 200 м устроен в месте примыкания правобережной грунтовой плотины и водосливной плотины.

Разделительный устой длиной 121,4 м устраиваем в месте примыкания водосливной плотины и здания ГЭС.

### 6.5.5 Галереи в теле бетонной плотины

В теле глухой бетонной плотины устраивают продольные и поперечные галереи. Галереи для цементационной завесы и вертикального дренажа (рисунок 6.2) принимаются с минимальными размерами, обеспечивающими транспортирование оборудования. Размеры галереи 3х3м, отметка пола галереи  $\nabla 230,7$  м. Расстояние от напорной грани до оси галереи 5,2 м.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода (рисунок 6.2) коммуникаций имеют ширину 2,5 м, высоту 2,5м. Смотровые галереи находятся на отметках:  $\nabla 241,7$  м;  $\nabla 254,2$  м;  $\nabla 266,7$  м.

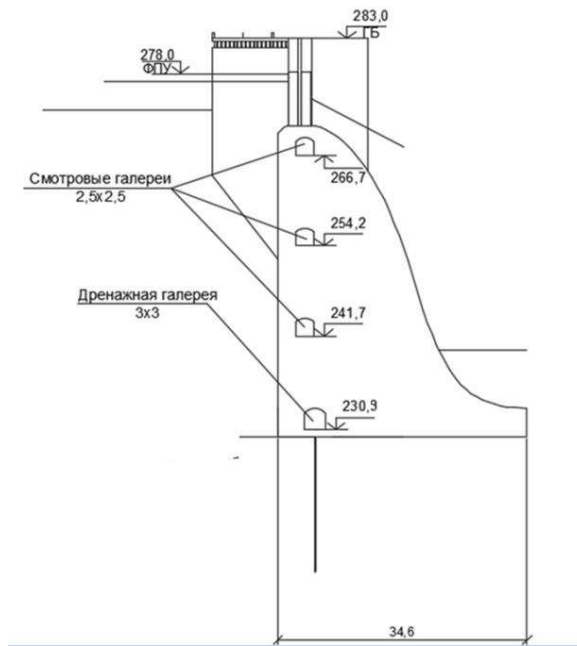


Рисунок 6.2 - Разрез плотины

## 6.6 Конструирование элементов подземного контура плотины

### 6.6.1 Дренажные устройства

Для ограничения фильтрационного давления на плотину используется схема без цементационной завесы, с использованием вертикальных дренажных скважин.

Рассчитаем фильтрационный напор на дренажном устройстве:

Определяем напор на дренаже (для II класса при основном сочетании нагрузок и воздействий отношение напора на дренаже и максимального напора равно 0,2):

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_{max} = 0,2 \cdot 37,27 = 7,5 \text{ м}; \quad (6.53)$$

где  $H_{max}$  – расчетный напор (6.54):

$$H_{max} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ}(Q_{ВХК}) = 277,0 - 239,73 = 37,27 \text{ м}; \quad (6.54)$$

Дренаж в основании выполняется в виде вертикальных скважин диаметром 200 мм с шагом 2 м. Отвод фильтрационной воды осуществляется насосами.

Глубина скважин дренажа:

$$h_{др} = 0,5 H_{max} = 0,5 \cdot 37,27 = 18,6 \text{ м}; \quad (6.55)$$

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа:

$$l_{др} = 0,15B = 0,15 \cdot 34,6 = 5,2 \text{ м.} \quad (6.56)$$

## 6.7 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

### 6.7.1 Определение основных нагрузок на плотину

Определение основных нагрузок на плотину ведется по основному расчетному случаю – при НПУ и минимальном уровне нижнего бьефа (при пропуске минимального расхода по ВХК).

Сбор нагрузок производится на 1 погонный метр плотины.

### 6.7.2 Вес сооружения и затворов

Вес водосливной части плотины без учета зубьев:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_B}{b + \delta_B} = \frac{912,7 \cdot 8 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{8 + 3} = 15628,08 \text{ кН/м;} \quad (6.57)$$

где  $S_{пл}$  – площадь поперечного сечения плотины (рассчитано в программе AutoCad);

$b$  – ширина пролета;

$\delta_B$  – толщина быка;

$\rho_B$  – плотность бетона.

Далее повторяем аналогичный расчет для быка:

$$G_б = \frac{S_б \cdot \delta_B \cdot \rho_б \cdot g}{b + \delta_B} = \frac{1642,3 \cdot 3 \cdot 2,4 \cdot 9,81}{8 + 3} = 10545,6 \text{ кН/м;} \quad (6.58)$$

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

$$Q_з \approx 0,055 f \sqrt{f} g = 0,055 \cdot 60 \cdot \sqrt{60} \cdot 9,81 = 250,5 \text{ кН;} \quad (6.59)$$

где  $f$  – площадь затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (278,0 - 271,0 + 0,5) \cdot 8 = 60 \text{ м}^2; \quad (6.60)$$

Приведем вес плоского затвора к 1 п.м. длины секции:

$$q_з = \frac{Q_з}{b + \delta_B} = \frac{250,5}{8 + 3} = 22,8 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.61)$$

### 6.7.3 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:



- с верхнего бьефа:

$$W_1 = \frac{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}})^2}{2} \cdot \gamma_{\text{в}} = \frac{(277,0 - 229,7)^2}{2} \cdot 9,81 = 11537,8 \frac{\text{кН}}{\text{м}}; \quad (6.62)$$

- с нижнего бьефа:

$$W_2 = \frac{(\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}})^2}{2} \cdot \gamma_{\text{в}} = \frac{(239,7 - 229,7)^2}{2} \cdot 9,81 = 615,3 \text{ кН/м}; \quad (6.63)$$

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа:

$$W_3 = S \cdot \gamma_{\text{в}}; \quad (6.64)$$

$$W_3 = 73,5 \cdot 9,81 = 721,0 \text{ кН/м.}$$

где  $S$  – площадь вертикальной составляющей силы гидростатического давления со стороны нижнего бьефа, определяется при помощи программы AutoCAD.

#### 6.7.4 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы при основном сочетании нагрузок и воздействий.

Сила взвешивающего давления для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{взв}} = \gamma_{\text{в}} \cdot B \cdot (\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}}) = 9,81 \cdot 34,6 \cdot 9,8 = 3801,6 \text{ кН/м}; \quad (6.65)$$

#### 6.7.5 Сила фильтрационного давления

Сила фильтрационного давления, действующая на плотину:

$$W_{\text{ф}} = \gamma_{\text{в}} \cdot S_{\text{эп}} = 9,81 \cdot 211,5 = 2033,1 \text{ кН/м}; \quad (6.66)$$

где  $S_{\text{эп}}$  – площадь эпюры взвешивающего давления, вычисленная в AutoCad;

#### 6.7.6 Давление грунта

Давление наносов на напорную грань

$$P_H = \gamma_H^{\text{взв}} \cdot h_H \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 11 \cdot 1 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{22}{2} \right) = 5 \text{ кПа}; \quad (6.67)$$

где  $h_H$  - толщина слоя наносов;

$\varphi_H$  - угол внутреннего трения наносов,

$\gamma_H^{\text{взв}}$  - удельный вес наносов во взвешенном состоянии.

Равнодействующая сила давления наносов:

$$E_H = \frac{P_H \cdot h_H}{2} = \frac{5 \cdot 1}{2} = 2,5 \text{ кН/м}; \quad (6.68)$$

Боковое давление грунта, пригруженного слоем наносов:

$$P'_{гр} = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2ctg \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = 11 \cdot 1 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{37}{2} \right) - 2tg \left( 45 - \frac{37}{2} \right) = -36,2 \text{ кПа}; \quad (6.69)$$

где  $\varphi_{гр}$  - угол внутреннего трения грунта, пригруженного наносами.

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

$$P''_{гр} = (\gamma_H^{\text{взв}} \cdot h_H + \gamma_{гр}^{\text{взв}} \cdot h_{гр}) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - ctg \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = (11 \cdot 1 + 13,4 \cdot 9,3) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{37}{2} \right) - tg \left( 45 - \frac{37}{2} \right) = -52,4 \text{ кПа}; \quad (6.70)$$

Удельный вес взвешенного грунта

$$\gamma_{гр}^{\text{взв}} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \gamma_w = 19,5 - (1 - 0,38) \cdot 9,81 = 13,4 \text{ кН/м}^3; \quad (6.71)$$

где  $\gamma_{гр}$  - удельный вес сухого грунта;

$n_0$  - пористость условиях естественной влажности грунта.

Равнодействующая сила активного давления грунта на 1 п.м.

$$E_a = \frac{(P'_{гр} + P''_{гр})}{2} \cdot h_{гр} = \frac{36,2 + 52,4}{2} \cdot 9,1 = 403,1 \text{ кН/м}; \quad (6.72)$$

### 6.7.7 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном и особом сочетании нагрузок и воздействий может быть определена по формуле А.Л. Можевитинова.

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \gamma_B \cdot h_{1\%} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right); \quad (6.73)$$

где  $\bar{\lambda}_d$  – средняя длина волны;  
 $h_{1\%}$  – высоту волны 1% обеспеченности;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{3,14 \cdot 2,5^2}{24,47} = 0,8 \text{ м};$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 9,81 \cdot 2,5 \cdot \left( \frac{24,74}{3,14} + \frac{0,8}{2} \right) = 101,52 \text{ кН};$$

Плечо силы  $W_{\text{волн}}$  относительно уровня покоя верхнего бьефа:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{24,74}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 2,5 = 3,0 \text{ м}. \quad (6.74)$$

### 6.7.8 Оценка прочности плотины

Оценка прочности бетонной плотины проводится по методу предельных состояний первой группы в сечении на уровне подошвы плотины. Ниже приведена таблица 6.3, в которую внесены нагрузки рассчитанные ранее и умноженные на коэффициент  $\gamma_f$ , также указаны направление силы и плечи.

Таблица 6.3 – Сбор нагрузок

Обозначение силы	$\gamma_f$	Сила $\cdot \gamma_f$ , кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$W_1$	1	10881,3	16,2	170836,41
$W_2$	1	471,1	3,7	-1554,63
СПЛ	0,95	14846,676	6,2	-92049,391
Гб	0,95	10018,32	9,8	-98179,536
$W_{\text{взв}}$	1	3328,4	0	0
$W_{\text{ф}}$	1	2033,1	13,8	26633,61
$W_{\text{волн}}$	1	101,5	45,4	-4608,1
$W_3$	1	721	13,2	9517,2
Qз	0,9	20,52	12	246,24
Ен	1,2	3	10,9	32,7
Еа	0,8	322,48	3,0	967,4
$\Sigma N$		12003,2	$\Sigma M$	20245,0

Краевые напряжения для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{\text{п}}} + \frac{6 \Sigma M}{B_{\text{п}}^2} = -\frac{12003,2}{34,6} + \frac{6 \cdot 20245,0}{34,6^2} = -245,5 \text{ кПа}; \quad (6.75)$$

где  $\Sigma M$  – сумма моментов, действующих на подошву;  
 $B_{\text{п}}$  – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\begin{aligned}\sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -245,5 \cdot 0 - 9,81 \cdot 47,3 \cdot (1 - 0) = \\ &= -462,1 \text{ кПа}\end{aligned}\quad (6.76)$$

где  $m_u$  – заложение верховой грани на уровне расчетного сечения;  
 $H_d^u$  –напор над расчетным сечением с ВБ (между отметкой НПУ и отметкой подошвы).

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (9,81 \cdot 47,3 - 245,5) \cdot 0 = 0 \text{ кПа}; \quad (6.77)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\begin{aligned}\sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -245,5 \cdot (1 + 0) + 9,81 \cdot 47,3 \cdot 0 = \\ &= -245,5 \text{ кПа};\end{aligned}\quad (6.78)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 47,3 = -462,1 \text{ кПа}; \quad (6.79)$$

$$\begin{aligned}\sigma_c^u &= \frac{(1+m_u^2)}{2} \left\{ \sigma_y^u [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot \left[ \cos 2(\alpha - \delta) - \frac{1-m_u^2}{1+m_u^2} \right] \right\} = \\ &= \frac{(1+0^2)}{2} \left\{ -245,5 \cdot [\cos 2(0 - 0) + 1] + 9,81 \cdot 47,3 \cdot \left[ \cos 2(0 - 0) - \frac{1-0^2}{1+0^2} \right] \right\} = \\ &= -190,3 \text{ кПа};\end{aligned}\quad (6.80)$$

Краевые напряжения для низовой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_{\Pi}} - \frac{6\Sigma M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{12003,2}{34,6} - \frac{6 \cdot 20245,0}{34,6^2} = -448,4 \text{ кПа}; \quad (6.81)$$

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\begin{aligned}\sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -448,4 \cdot 0,7^2 - 9,81 \cdot 9,3 \cdot \\ &\cdot (1 - 0,7^2) = -268,7 \text{ кПа};\end{aligned}\quad (6.82)$$

где  $m_t$  – заложение низовой грани на уровне расчетного сечения;  
 $H_d^t$  –напор над расчетным сечением со стороны НБ (между отметкой ВУНБ<sub>min</sub> и отметкой подошвы).

Касательное напряжение у низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(9,81 \cdot 9,3 - 448,4) \cdot 0,7 = 246,6 \text{ кПа}; \quad (6.83)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t(1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -448,4 \cdot (1 + 0,7^2) + 9,81 \cdot 9,3 \cdot 0,7^2 = -621,0 \text{ кПа}; \quad (6.84)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 9,8 = -96,1 \text{ кПа}; \quad (6.85)$$

Расчитанные значения краевых напряжений сведены в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Краевые напряжения

Напорная грань		Низовая грань	
Основное сочетание нагрузок и воздействий			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
$\sigma_y^u$	-245,4	$\sigma_y^t$	-448,4
$\sigma_x^u$	-462,1	$\sigma_x^t$	-268,7
$\tau_{xy}^u$	0	$\tau_{xy}^t$	246,6
$\sigma_1^u$	-245,5	$\sigma_1^t$	-96,1
$\sigma_3^u$	-462,1	$\sigma_3^t$	-621,0
$\sigma_c^u$	-190,3		

### 6.7.9 Критерии прочности плотины и ее основания

На данном этапе производится проверка расчетов напряжений для основного сочетания нагрузок исходя из следующих условий:

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b; \quad (6.85)$$

где  $\gamma_n = 1,20$  – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

$\gamma_{lc} = 1$  – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного случая;

$\gamma_{cd} = 1$  – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая.

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^t|}{\gamma_c} = \frac{1,20 \cdot 1 \cdot 621,0}{1} = 745,2 \text{ кН/м}^2; \quad (6.86)$$

Исходя из требований марки бетона, принимаем класс бетона [7] В15 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b = 19650 \text{ кН/м}^2$ .

Условия выполняется:  $745,2 \leq 19650$ ;

На верховой грани не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^t < 0; \quad (6.87)$$

$$-448,4 \text{ кПа} < 0.$$

В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u; \quad (6.88)$$

$$245,4 \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 47,1;$$

$$245,4 \geq 115,5.$$

### 6.7.10 Обоснование устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на нескальных основаниях определяется несущей способностью основания, т.е его сопротивлением сдвигу сооружения.

Делаем пересчет нагрузок с учетом плоского сдвига по подошве сооружения.

Расчетное значение обобщенной несущей способности:

$$\begin{aligned} R &= (G_{\text{пл}} + G_{\text{б}} + Q_3 + W_3 - W_{\text{ф}} - W_{\text{взв}}) \cdot \text{tg}\varphi + c \cdot \omega = \\ &= (14846,7 + 10018,3 + 20,5 + 721,0 - 2033,1 - 3328,4) \cdot 0,75 + 70 \cdot \\ &\cdot 34,6 = 14210,3 \text{ кН/м} \end{aligned} \quad (6.89)$$

где  $c$  – сцепление скального грунта, кПа;

$\omega$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п. м (6.90).

$$\omega = B_n \cdot 1 = 34,6 \text{ м}; \quad (6.90)$$

Сдвигающая сила:

$$\begin{aligned} F &= W_1 - W_2 + W_{\text{волн}} + E_{\text{н}} + E_{\text{ав}} = 10881,3 - 471,1 + 101,5 + 3 + \\ &+ 322,5 = 10837,2 \text{ кН/м} \end{aligned} \quad (6.91)$$

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n; \quad (6.92)$$

$$\frac{14210,3 \cdot 0,95}{10837,2 \cdot 1} \geq 1,20;$$

Условие выполняется:  $1,24 \geq 1,20$ .

## **6.8 Проектирование грунтовой плотины**

Грунтовая плотина является земляной насыпной. Также будет использован выемной грунт, который вынимают из-под подошвы. Отсыпка насухо с уплотнением. Противофильтрационный элемент – буробетонная диафрагма.

По грунтовой плотине проходит автодорога, поэтому ширина гребня равна 14 м. Длина грунтовой плотины по гребню – 539,5 м.

Коэффициент откоса верховой и низовой граней принят 2. Верховой откос будет крепиться железобетонными плитами.

## 7 Объемы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

### 7.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Электричество является товаром, который приобретают участники оптового рынка электроэнергии и мощности у генерирующих компаний, а участники розничного рынка у энергосбытовых компаний. Цена на электроэнергию выражается в рублях и копейках за потребленный киловатт-час.

Объёмы продаж электроэнергии в прогнозный период представлены в таблице 7.1

Таблица 7.1 – Оценка объёмов продаж электроэнергии в первые года эксплуатации

Год	2020	2021	2022	2023
Установленная мощность, МВт	48,40	127,60	132,00	132,00
Число часов использования установленной мощности	4635	4635	4635	4635
Выработка электроэнергии, МВт·ч	224334	591426	611820	611820
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1	1	1	1
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	2243,34	5914,26	6118,20	6118,20
Объём реализации электроэнергии, МВт·ч	222090	585511	605701	605701
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	876	970	1007	1042
Выручка от реализации электроэнергии, млн. руб.	17,69	47,33	50,83	52,60
НДС к выручке, млн. руб.	2,70	7,22	7,75	8,02

Из представленной выше таблицы можно сделать вывод, динамика выручки положительная. Это обусловлено ростом тарифов на электроэнергию, согласно Единым сценарным условиям ПАО «РусГидро» 2017-2042 гг.

### 7.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Формирование текущих расходов выполняется на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9) с учётом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления рассчитываются, исходя из среднего срока службы основного оборудования.



Расходы по страхованию имущества принимаем в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) 0,08%. Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяем в расчёте на 1 МВт установленной мощности.

Период расчёта в программе 360 месяцев, период окупаемости 81 месяц.

Эксплуатационные расходы на уровне цен первого квартала 2020 года представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс. руб./МВт	Сумма, млн. руб
Расходы на оплату труда	255,20	33,69
Прочие	274,00	3,62
Итого по ГЭС		37,31

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из стоимости активов. Удельные значения расходов на ремонт представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	1-5 год	5-15	16-25	Свыше 25
Величина, %	0,04	0,06	0,08	0,10

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны, исходя из тарифов без НДС, по нормативам Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» 2017-2042 гг. Расходы на услуги регулирующих организаций представлены в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка,	Сумма, млн. руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс. руб./МВт	1,79
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс. руб./МВт·ч	0,38
ЦФР (центр финансовых расчётов)	0,000318 тыс. руб./МВт·ч	0,11
Итого		2,28

Налог на воду, в соответствии с налоговым кодексом РФ для реки Витим, составляет 4,8 рублей за 1 тыс. кВт·ч электроэнергии.

Текущие затраты по гидроузлу с 2020 г. по 2024 г. приведены в табл. 7.5.

Таблица 7.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	Год реализации проекта				
	2020	2021	2022	2023	2024
Амортизационные отчисления, млн. руб.	0,61	20,05	35,96	35,96	35,96
Расходы на страхование, млн. руб.	0,01	1,00	2,33	3,67	5,12
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	13,68	36,06	37,30	37,30	37,30
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	0,00	0,06	0,15	0,23	0,32
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	0,83	2,20	2,28	2,28	2,28
Налог на воду, млн. руб.	0,51	1,56	1,66	1,66	1,66
Итого, млн. руб.	15,61	60,93	79,66	81,10	82,63

Величина текущих затрат представлена на рисунке 7.1.



Рисунок 7.1 – Структура текущих затрат

Вывод: основную часть текущих затрат составляют эксплуатационные затраты (40%) и амортизационные отчисления (38%).

### 7.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьей оттоков денежных средств после завершения проектируемой ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет. Существует возможность введения льготного периода, что существенно повлияет на показатели эффективности проектируемого объекта.

Учитываем следующие налоги:

- НДС – 18 % от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды – 34 % от фонда оплаты труда;
- налог на имущество – 2,2 % от среднегодовой стоимости имущества;
- налог на прибыль – 20% от налогооблагаемой прибыли;
- налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб.

Налог на воду входит в текущие затраты и представлен в разделе 8.1.2.

Предполагаемые налоговые расходы с начала реализации проекта представлены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2020	2021	2022	2023	2024
Налог на прибыль, млн. руб.	3,11	37,98	37,88	40,47	43,49
НДС, млн. руб.	8,84	58,15	64,11	66,28	68,85
Взносы в социальные фонды, млн. руб.	19,54	21,32	21,32	21,32	21,32
Налог на имущество, млн. руб.	0,43	11,48	26,24	25,86	24,97
Водный налог, млн. руб.	0,51	1,56	1,66	1,66	1,66
Итого, млн. руб.	32,43	130,49	151,20	155,59	160,28

#### 7.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является одним из важных показателей финансовых результатов деятельности генерирующей компании и в целом представляет разницу между ценой электроэнергии и её себестоимостью.

Основная производственная деятельность проектируемой ГЭС отображается в «Отчёте о прибылях и убытка». В отчёте определяются и указываются следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогам, чистая прибыль.

Годовая прибыль представлена в таблице 7.7.

Таблица 7.7 – Годовая прибыль в первые года эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто), млн. руб.	103,1	299,4	321,5	332,3	345,3
Текущие расходы, млн. руб.	15,61	60,93	79,66	81,10	82,63
Валовая прибыль, млн. руб.	87,4	238,5	241,9	251,2	262,7
Скорректированный налог на прибыль, млн. руб.	1,59	3,97	4,03	4,19	4,38
Чистая прибыль, млн. руб.	85,9	234,5	237,8	247,0	258,3
Ставка налога на прибыль, %	20,0				

Динамика чистой прибыли представлена на рисунке 7.2

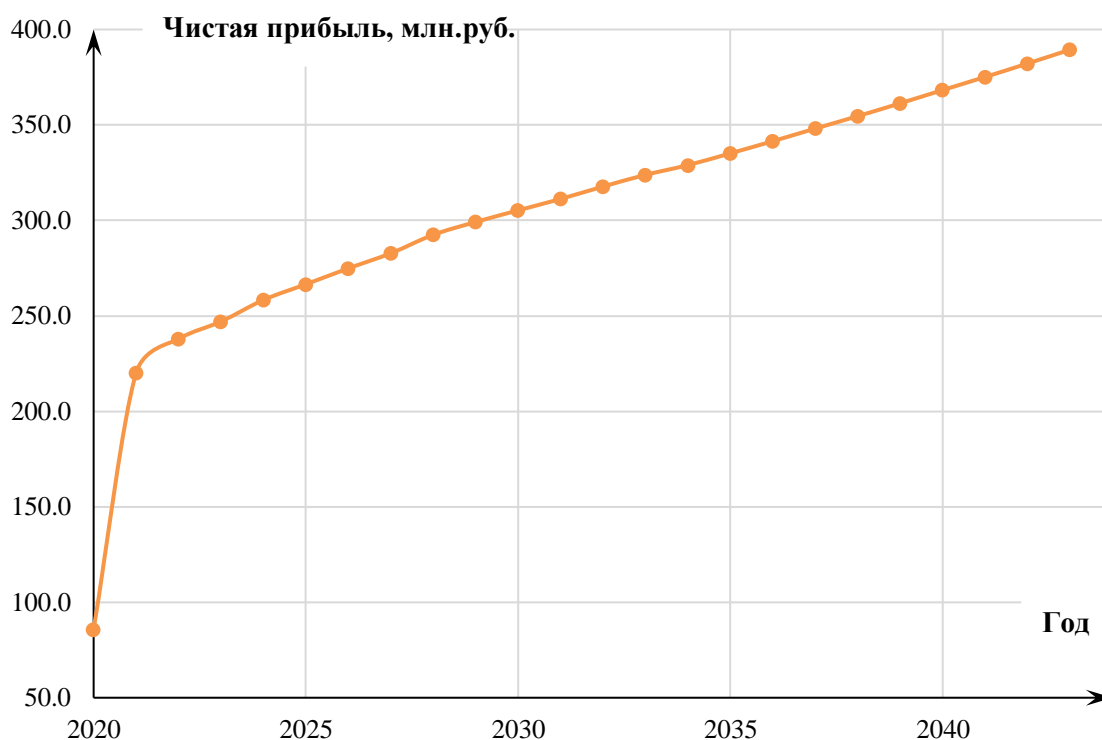


Рисунок 7.2 – График чистой прибыли

Чистая прибыль возрастает постепенно, по мере ввода в эксплуатацию оборудования ГЭС и роста выработки электроэнергии.

Анализ денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проекта представлен на рисунке 7.3.

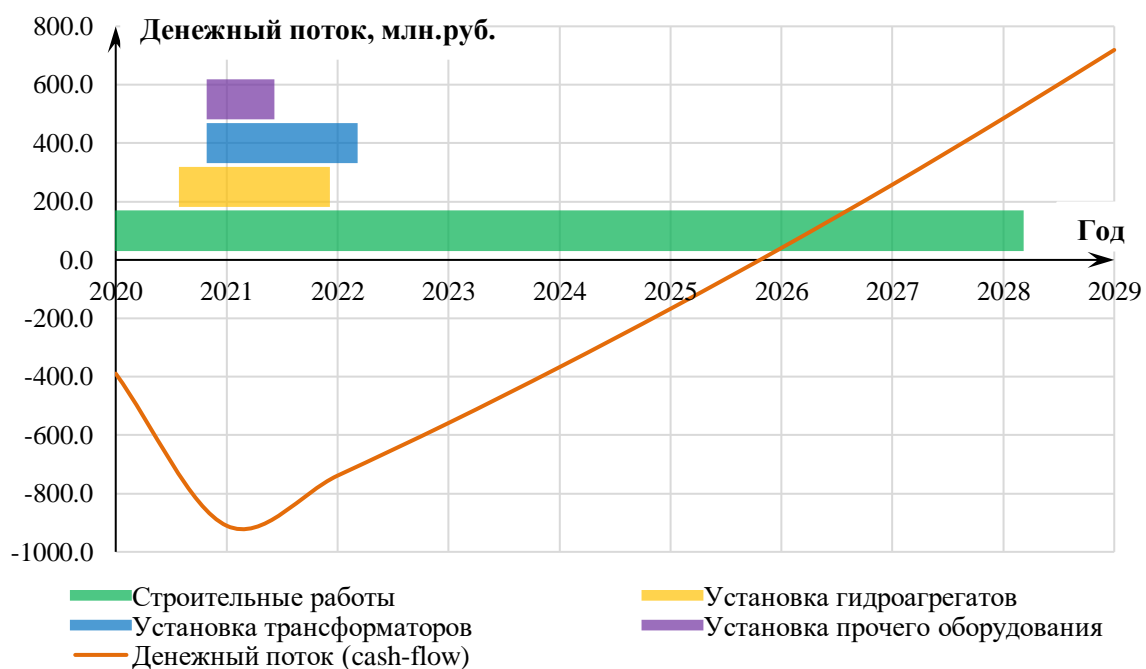


Рисунок 7.3 - Анализ денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проекта.

Основная часть расходов – это установка оборудования, что видно на денежном потоке (в 2021-2022 годах, когда устанавливается все оборудование, наблюдается минимум денежного потока). Когда основные вложения закончились, денежный поток увеличивается, и в конце 2025 года денежный поток становится положительным (точка окупаемости).

## **7.5 Оценка инвестиционного проекта**

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учётом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»)

### **7.5.1 Методология и исходные данные, оценка инвестиционного проекта**

Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования составляет 30 лет.
- используемая финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке.

Предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

В расчётах под доходами понимается выручка от реализации электроэнергии и мощности станции.

В расчётах общественной эффективности под расходами понимались все затраты, необходимые для реализации инвестиционного проекта строительства Забайкальской ГЭС, в коммерческой эффективности – затраты участников, реализующих инвестиционный проект строительства ГЭС.

Рост тарифа на электроэнергию принят в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро».

Для определения влияния результатов осуществления проекта на бюджет рассчитан чистый дисконтированный доход бюджета.

### **7.5.2 Показатели коммерческой эффективности проекта**

Цель проведения расчётов коммерческой эффективности проекта, сводится к определению показателей эффективности инвестиций.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии. Под расходами понимаются кредитные и собственные средства ПАО «РусГидро», реализующего инвестиционный проект строительства Витимской ГЭС.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 7.8.

Таблица 7.8 – Показатели эффективности реализации проекта

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,60
Дисконтированный период окупаемости – DPB, мес.	81
Чистый приведённый доход – NPV, млрд. руб.	14,36
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,81
Себестоимость эл. энергии, руб./кВт·ч	0,49
Удельные капиталовложения, долл./кВт	1056

Вывод: проект можно считать эффективным, так как он окупается менее, чем за 7 лет, индекс прибыльности больше 1 при учете большинства рисков (ставка дисконтирования 11,6%).

### 7.5.3 Бюджетная эффективность

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

Таблица 7.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты в первые года эксплуатации

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024
В федеральный бюджет, млн. руб.	32,00	119,01	124,96	129,72	135,32
В региональный бюджет, млн. руб.	0,55	11,6	26,37	25,99	25,09
Итого налоговых поступлений, млн. руб.	32,55	130,61	151,33	155,71	160,41

Из таблицы 7.9 видно, что большую часть от всех налоговых поступлений в федеральный бюджет, которые складываются из водного налога, налога на добавленную стоимость, взносов во внебюджетные фонды и налога на прибыль. Меньшую часть составляют поступления в региональный бюджет, к которым относится налог на имущество.

Так как растет выручка от продаж электроэнергии, налоговые поступления увеличиваются.

### 7.6 Анализ чувствительности

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

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

- а) Ставка налогов;
- б) Цена сбыта;
- в) Ставка дисконтирования.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно. На рисунке 7.4 представлен график зависимости суммы PI от изменения ставки налогов.

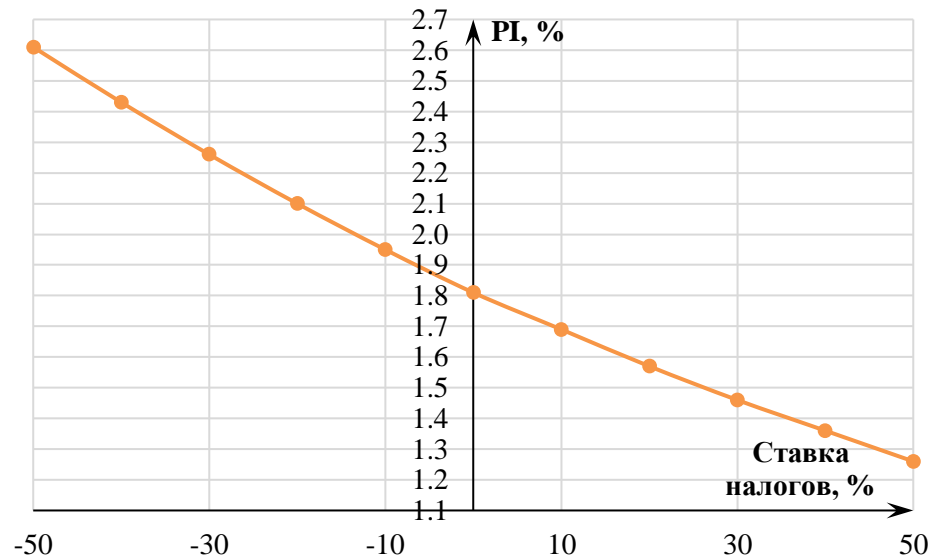


Рисунок 7.4 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Из рисунка 7.4 видно, что увеличение ставки налогов приводит к понижению индекса доходности. Налоги растут, следовательно доходы проекта уменьшается, так как деньги идут на оплату налогов.

На рисунке 7.5 представлен график изменения индекса прибыльности (PI) от изменения цены сбыта.

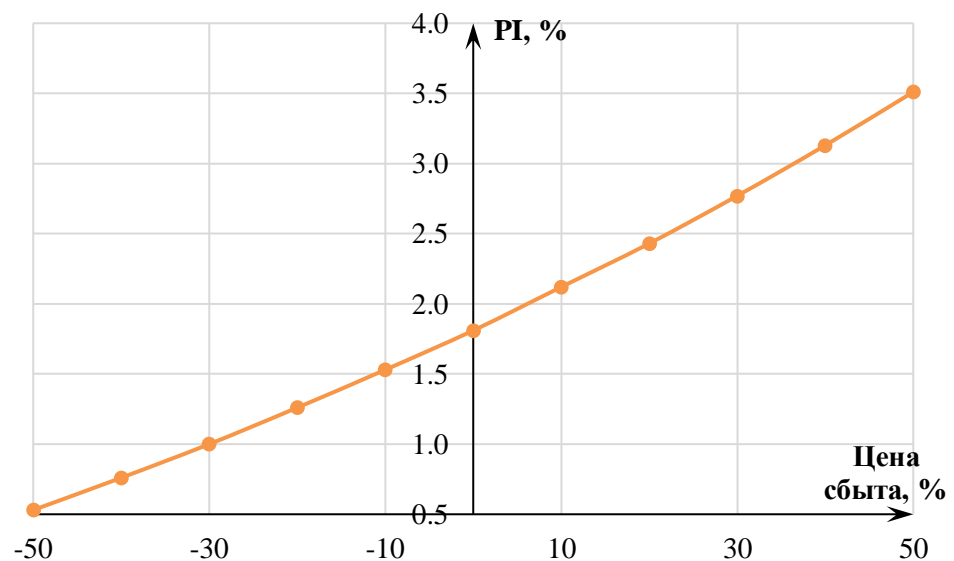


Рисунок 7.5 – Изменение индекса прибыльности (PI) от изменения цены сбыта

При увеличении цены сбыта электроэнергии, доход проекта растёт, так как растут денежные поступления в проект.

На рисунке 7.6 представлен график изменения индекса прибыльности (PI) от изменения ставки дисконтирования.

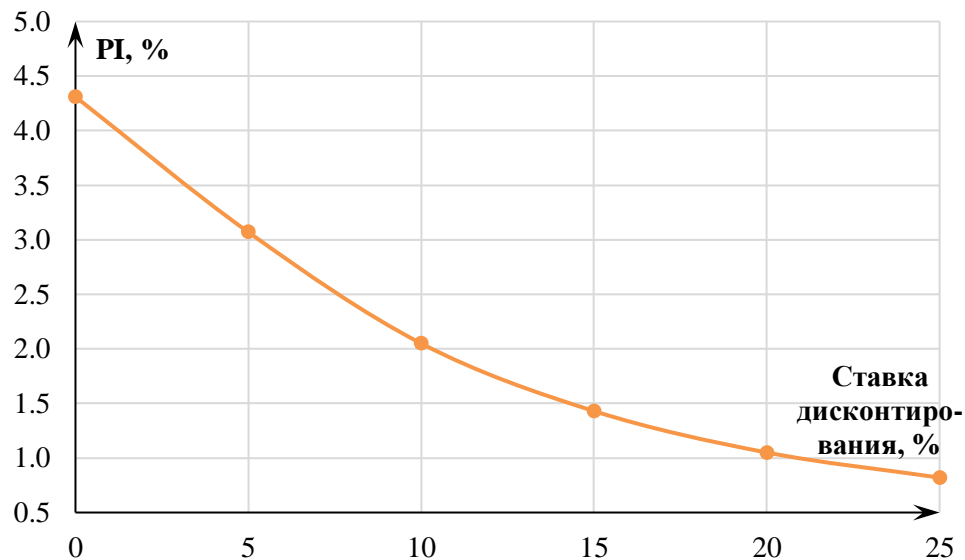


Рисунок 7.6 – Изменение индекса прибыльности (PI) от изменения ставки дисконтирования

По данному графику видно, что при росте ставки дисконтирования идёт уменьшение прибыли, так как с увеличением ставки дисконтирования идёт пересчёт будущих доходов в единую стоимость.



## **8 Мероприятия по охране окружающей среды Витимской ГЭС. Охрана труда и пожарная безопасность.**

### **8.1 Общие сведения, охрана окружающей среды**

В реке водятся: стерлядь, таймень, ленок, хариус, щука, окунь, налим, елец, ерш, голянь, пескарь, вьюн.

При эксплуатации и техническом обслуживании гидроэлектростанций, а также оборудования и гидротехнических сооружений в их составе, влияние на окружающую среду оказывает гидроузел в целом.

Природоохранные мероприятия при эксплуатации ГЭС направлены на охрану атмосферного воздуха, водных объектов, земельных ресурсов, объектов животного мира и осуществляются в соответствии со следующими основными законодательными и нормативными документами:

- Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002;
- Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001;
- Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006;
- Лесной кодекс РФ № 200- ФЗ от 04.12.2006;
- Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999;
- Федеральный закон об отходах производства и потребления № 89-ФЗ от 24.06.1998;

### **8.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в зоне влияния ГЭС**

Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов.

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входят:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов;
- вынос предприятий, снос зданий и сооружений из зоны затопления;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению. В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

- очистка от мусора и остатков строений;
- вывоз жидких отходов из уборных и вывоз бытовых отходов;
- санитарная очистка территории животноводческих объектов;
- очистка территории после переноса промышленных предприятий;
- ликвидация скважин (артезианских, геологоразведочных и др.).

На территории населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления и берегообрушения, подлежат удалению все строения, включая

опоры воздушных линий электропередач и связи, мачты, изгороди и др. строения, выступающие над землей более чем на 0,5 м.

В населенных пунктах жидкие отходы от действующих индивидуальных и общественных уборных, скотных дворов и свалок выбираются и отвозятся в специально оборудованных самосвалах на полигоны отходов, где укладываются в специально подготовленные котлованы.

Очистка зоны водохранилища от древесно-кустарниковой растительности производится в соответствии с санитарными нормами, согласно которым для водохранилищ с коэффициентом водообмена 6 и более очистку от древесно-кустарниковой растительности производят на территории сработки водохранилища от НПУ до отметки на 2 м ниже максимальной сработки с оставлением пней не выше 50 см. Вместе с тем санитарные нормы допускают отказ от очистки от древесно-кустарниковой растительности, если расчетами прогноза подтверждается, что воздействие остающейся под затопление древесины на качество воды будет находиться в пределах нормативных требований (примечание к п.3.3.2. санитарных правил проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985).

Для компенсации ущерба, приносимого затоплением и подтоплением земель, необходимо провести следующие мероприятия:

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;
- перенос или защита памятников истории и культуры, а также их обследование и описание;
- возмещение ущерба уничтожения нерестилиц рыб и численности диких животных и птиц.

Водоохранная зона.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 21 ноября 2007 г. №800 и во исполнение требований Водного кодекса № 74 -ФЗ от 3.06.2006 вокруг водохранилища должна быть установлена водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

Все показатели, характеризующие состояние лесного фонда, интенсивность использования лесных ресурсов, уровень состояния лесного и сельского хозяйства определяются в проекте водоохранной зоны по данным лесоустроительных материалов, годовых отчетов лесохозяйственных и сельскохозяйственных предприятий, материалов обследования на ключевых участках территории водоохранной зоны, выполненных в процессе изысканий.

В проекте обосновываются границы водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы, а также определяется комплекс лесохозяйственных, противозерозионных и других водоохранно-защитных мероприятий. В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 21 ноября 2007 г. №800 в водоохранной 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 горючесмазочных 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 в 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 водоохранной зоне запрещается:

- распашка земель;
- кооперативное и индивидуальное строительство;
- применение ядохимикатов и удобрений;
- организация летних лагерей, водопой и выпас скота;
- устройство стоянок автотранспорта и лодочных причалов за пределами отведенных для этого мест.

На период эксплуатации водохранилища в водоохранной зоне водохранилища в качестве первоочередных мероприятий рекомендуются мероприятия по ведению лесного хозяйства: рубки, ухода, санитарные рубки, охрана лесов от пожара.

### **8.3 Устройство охраны труда**

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемой Витимской ГЭС следует считать обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса; условий, при которых обеспечивается не только своевременное устранение каких-либо нарушений норм по охране труда, но и предупреждение возможности их возникновения.

Система управления охраной труда на проектируемой гидроэлектростанции должно включать в себя функции по подготовке, принятию и реализации управленческих решений по осуществлению организационных, технических, санитарно-гигиенических, лечебнопрофилактических медицинских и социальных мероприятий, направленных на обеспечение безопасности, сохранение работоспособности, здоровья и жизни работников в процессе труда.

Ответственными за внедрение и соблюдение правил охраны труда обеспечивают руководители гидроэлектростанции и подразделений 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 о обеспечения правил охраны труда должно выполняться следующее:

Функции и обязанности по охране труда должны быть прописаны в должностных инструкциях для каждого работника на всех ступенях производства. Все работники проектируемой гидроэлектростанции должны быть ознакомлены с содержанием должностных инструкций, инструкций по эксплуатации и охране труда, должностные инструкции должны быть выданы персоналу на руки;

Для улучшения условий, соблюдения охраны труда и снижения профессиональных рисков должны проводиться мероприятия по охране труда. Перечень типовых мероприятий по охране труда утвержден приказом Минздравсоцразвития России от 1 марта 2012 г. № 181н. На основании этого перечня работодатель составляет свой перечень мероприятий по улучшению условий и охраны труда, который будет являться приложением к коллективному договору, заключенному между работником и работодателем.

Обучение работников методам и приемам безопасного проведения работ. Обучению по охране труда и проверке знаний требований охраны труда подлежат все работники проектируемой ГЭС. Обучение по охране труда проводится с отрывом от производства либо непосредственно в самой организации либо в образовательном учреждении профессионального образования, учебном центре по охране труда и любой другой организации, осуществляющей образовательную деятельность. По окончании обучения проводится проверка знаний требований охраны труда, для проведения которой в организациях приказом руководителя создается комиссия по проверке знаний требований охраны труда в составе не менее трех человек, прошедших обучение по охране труда по программе для членов комиссий по проверке знаний требований охраны труда.

Обеспечивать для обслуживающего персонала безопасность технологических процессов и оборудования. Это решается путем: проведения сертификации производственных объектов, электротехнического и энергетического оборудования на соответствие требованиям охраны труда и средств защиты, используемых в электроустановках; обеспечения безопасности при ремонте и эксплуатации оборудования, производственных зданий и сооружений, соблюдения требований по охране труда при их проектировании, строительстве, эксплуатации, реконструкции и ремонте, изложенных в соответствующих СНиП, правилах и инструкциях; и т.д.;

Обеспечивать работников безопасности при ремонте и эксплуатации оборудования, производственных зданий и сооружений;

Приводить санитарно-гигиенических условий труда на рабочих местах в соответствие с нормами. Для этого необходимо обеспечить работающих санитарно-бытовыми помещениями и устройствами; функционирование этих помещений и устройств согласно действующим нормам и правилам; предварительные (при поступлении на работу) и периодические медицинские осмотры работников электростанции; проведение лечебно-профилактических мероприятий по предупреждению заболеваний и реабилитации работоспособности.

Создание для работников проектируемой гидроэлектростанции оптимальный режим труда и отдыха. Общая (нормальная) продолжительность рабочего времени 40 часов в неделю, организация сокращения продолжительности работы накануне праздничных и выходных дней, количество выходных дней в неделю, работа в сверхурочное время, при сокращенной рабочей неделе (неполное рабочее время), продолжительность перерывов для отдыха и питания (не более двух часов). Согласно статьям 91-111 Трудового кодекса РФ.

Организация санитарно-бытовых и лечебно-профилактических медицинских обслуживаний работников. 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. Не разрешается допускать к обслуживанию сооружений и оборудования ГЭС работников, не прошедших медицинские осмотры.

Организовывать профессиональный отбор работников. Основная цель отбора — привлечение работников с нужной квалификацией и необходимыми личностными качествами, способных решать поставленные перед ними задачи максимально эффективно.

Обеспечивать работников средствами защиты от воздействия опасных и вредных производственных факторов. Весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ согласно ГОСТ 12.4.011 и обязан пользоваться ими во время работы.

Организовывать контроль за соблюдением требований по охране труда в процессе производства. Контроль может осуществляться в форме проверок, обследований, осмотров, систематического учета показателей, характеризующих состояние условий и охраны труда, затребования необходимой информации, рассмотрения жалоб, заявлений. Контроль предусматривает выявление причин нарушений требований охраны труда и разработку мероприятий по их устранению и предупреждению.

Стимулировать работы по обеспечению безопасности производственных процессов, снижению производственного травматизма и профзаболеваемости;

Анализировать результаты деятельности по профилактике производственного травматизма и профзаболеваемости; разрабатывать на основе анализа соответствующих мероприятий.

#### **8.4 Безопасность гидротехнических сооружений**

Одной из важнейших задач службы эксплуатации ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС, в особенности прорыв напорного фронта, могут быть катастрофическими не только для региона, но и для всего государства. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы эксплуатации по обеспечению безопасности ГТС регулируется Федеральным законом «О безопасности гидротехнических сооружений». Одним из основных требований закона «О безопасности ГТС» является соблюдение декларации безопасности ГТС, составом которой определяется специальным Положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации безопасности ГТС, осуществление ее государственной экспертизы и является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Наибольшая нагрузка и ответственность за обеспечение безопасности ГТС лежит на эксплуатирующей организации гидроэлектростанции. Гидротехнические сооружения ГЭС должны быть оснащены специальной контрольно-измерительной аппаратурой (КИА) в соответствии с проектом, и в состав эксплуатационного персонала должны входить специальные подразделения, задача которых – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей. На небольших ГЭС натурные наблюдения проводит группы, входящие в состав одного из эксплуатационных подразделений, либо наблюдения ведет специализированная организация.

Наиболее подробно рассмотрим состав систем инструментального контроля за ГТС, который включает в себя несколько подсистем:

Подсистема контроля внешних нагрузок и воздействий (уровней воды в верхнем и нижнем бьефах, температур окружающих воздуха и воды);

Подсистема контроля перемещений точными геодезическими методами (плановых и вертикальных смещений характерных точек сооружения, взаимных смещений характерных точек сооружения, взаимных перемещений отдельных сооружений на их стыке и швах);

Подсистема контроля напряженно – деформированного состояния (для измерения температур, деформаций и вычисления напряжения);

Подсистема фильтрационного контроля (для измерения фильтрационных расходов, пьезометрических напоров фильтрующейся воды и ее химического состава);

Подсистема контроля качества воды в водохранилище и в нижнем бьефе гидроузла;

Подсистема контроля сейсмического состояния района.

На основе анализа полученных данных о состоянии ГТС и Акте обследования ГТС проектным институтом, имеющим право на выполнение данного вида работ, составляется Декларация безопасности. В которой обосновывается безопасность ГТС, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возникших аварийных ситуаций и меры по обеспечению безопасной эксплуатации.

## **8.5 Пожарная безопасность**

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС 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. На ГЭС обязательны для выполнения следующие организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности:

- организация изучения и выполнения правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- разработка и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установление противопожарного режима, соответствующего их пожарной опасности, на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях;
- установление порядка регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.
- назначение ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- сообщение о каждом пожаре в местные органы пожарной безопасности, назначение комиссии 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.

В каждом структурном подразделении должны быть выполнены следующие организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности:

обеспечение на каждом участке соблюдения установленного противопожарного режима и выполнения мероприятий, повышающих пожарную безопасность;

обеспечение исправности технологического оборудования, немедленное принятие мер к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;

организация пожарно-технической подготовки подчиненного персонала, обязательность соблюдения им противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;

обеспечение контроля за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

установление порядка и ответственности за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

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. Кроме того, все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности (инструктажи, тренировки, проверки знаний по противопожарной безопасности).

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.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство.

### **8.5.1 Пожаротушение гидрогенераторов**

Пожаротушение обмоток гидрогенераторов производится распыленной водой из специальных устройств (перфорированных колец), смонтированных внутри агрегата. На генераторах устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Включение системы пожаротушения производится дистанционно кнопкой, расположенной в легко



доступном месте. Включение устройств пожаротушения гидрогенераторов блокировано и производится только после отключения гидрогенератора (отключение всех выключателей гидрогенератора и гашения поля ротора) с одновременной подачей импульса на останов агрегата. Отключение систем пожаротушения производится автоматически с выдержкой времени. При ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

### **8.5.2 Пожаротушение силовых трансформаторов**

Пожарная опасность главных трансформаторов обусловлена наличием в них большого количества трансформаторного масла. Тушение трансформаторов осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. От магистрального кольцевого водопровода предусматриваются ответвления, на которых устанавливаются задвижки с электроприводом. Задвижки на сухотрубках всегда закрыты. Открытие задвижек происходит от дифференциальной и газовой защит трансформатора. По периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители. Кроме автоматического пуска средств пожаротушения предусматривается дистанционный пуск с помощью кнопки с ЦПУ при одновременном автоматическом отключении трансформатора, а также ручным пуском у места установки. В качестве необходимого мероприятия по локализации пожара трансформатора предусматривается быстрый отвод от трансформатора полного объема масла и воды пожаротушения в масловодоотводитель, расположенный на пирсе. Помимо этого на трансформаторной площадке предусматривается тушение пожара трансформаторов из пожарных гидрантов.

### **8.5.3 Пожаротушение кабельных сооружений**

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорнопусковыми устройствами (ЗПУ). Для тушения пожара предусматриваются стационарные установки дренчерного типа. Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью которой осуществляется обнаружение пожара, а так же автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара. Предусматривается также дистанционное открытие задвижек с ЦПУ. Пожаротушение предусматривается и от пожарных кранов.

#### **8.5.4 Пожаротушение стационарного маслохозяйства**

Основным средством для тушения пожара, возникающего в помещениях маслоскладов, помещений регенерации масла и трансформаторных мастерских, является герметизация этих помещений с прекращением притока в них свежего воздуха. Все помещения оборудуются приточно-вытяжной вентиляцией, и при срабатывании извещателей автоматически отключается вентиляция и подается сигнал о пожаре на ЦПУ. Управление задвижкой слива предусматривается дистанционным с дублирующим ручным приводом, выведенным в безопасное место. Очистка емкости аварийного слива производится с помощью стационарного насоса. Пожаротушение предусматривается от пожарных кранов.

## **9. Гидроэнергетика и экология**

### **9.1 Влияние гидроэлектростанций на окружающую среду**

Гидроэнергетика - это возможность получать энергию, используя возобновляемые ресурсы: природная мощность рек, геотермальные воды, энергия приливов. Использование энергии возобновляемых водных ресурсов имеет ряд преимуществ: возможность управления паводками, сохранение подземных вод, укрепление русел рек, возможность обеспечения засушливых регионов необходимым количеством воды.

В ходе исторического развития гидротехническое строительство существенно изменилось: от мелкомасштабного до крупномасштабного; от функций защиты от стихии до наступательного; от кратковременного до долговременного; от специфического до многофункционального. Сегодняшней же задачей гидротехнического строительства является изменение его статуса с конфликтного с окружающей средой на гармоничный; с непредсказуемого по последствиям на управляемый.

Наиболее важный вывод, который можно сделать из опыта, полученного в XX столетии в области гидротехнического строительства, - это то, что проектирование, строительство, эксплуатацию и реконструкцию таких сложных природно-технических объектов, как гидротехнические объекты (ГТО), следует осуществлять на основе комплексного изучения всего многообразия естественных и антропогенных процессов, происходящих при преобразовании окружающей среды.

Развитие энергетики оказывает воздействие на окружающую среду: на атмосферу, на гидросферу, на литосферу, что затрагивает все структурные компоненты нашей планеты. Выходом из данной ситуации должны стать: внедрение новых технологий и распространение альтернативной энергетики.

Основная проблема строительства гидроэлектростанций – экологическая. Все этапы строительства ГЭС и эксплуатация ГЭС оказывают воздействие на окружающую среду.

Последствия воздействий на экосистемы, связанные с антропогенным регулированием речного стока, можно сгруппировать следующим образом:

1. первого порядка: физические, химические и геоморфологические последствия перекрытия реки и изменения естественного режима речного стока;
2. второго порядка: изменения в первичной биологической продуктивности экосистем, включая воздействия на речную и прибрежную флору, а также среду обитания в нижнем бьефе гидроузла (например, водно-болотные угодья);

3. третьего порядка: изменение животного населения (например, ихтиофауны), вызванное воздействием первого (например, блокированием миграционных путей или изменением условий нереста) или второго порядка (например, снижением доступного объема планктона).

Кроме того, изменение экосистем вносит свои коррективы и в биохимический цикл природных речных систем. Водохранилища прерывают поток органического углерода вниз по течению, что приводит к его накоплению и к выделению таких парниковых газов, как метан и углекислый газ, вносящих свой вклад в изменение климата. Основное воздействие на окружающую среду водохранилища ГЭС.

Одно из важнейших воздействий гидроэнергетики связано с отчуждением значительных площадей пойменных земель под водохранилища, которые могут быть плодородными землями. Затопление части водохранилища может привести к деградации лесов на территории водосборного бассейна выше по течению и их сельскохозяйственному и иному освоению в качестве компенсации земель, ставших дном водохранилища. Изменение в землепользовании, произошедшее подобным образом, не только оказывает непосредственное воздействие с точки зрения утраты мест обитания, уничтожения флоры и фауны и, во многих случаях, деградации почвы, но также оказывает значительное влияние на само водохранилище через изменения, вносимые в гидрологическую составляющую природной системы. В таблице 9.1 представлены эффекты от возведения гидроэлектростанций.

Таблица 9.1 – Влияние гидроэлектростанций на окружающую среду

Нежелательные эффекты при строительстве ГЭС	Положительные эффекты при строительстве ГЭС
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Отчуждение земель</li> <li>• Вырубка лесов</li> <li>• Развитие процессов деградации почв</li> <li>• Климатические изменения</li> <li>• Изменения водного баланса водотока</li> <li>• Аккумуляция наносов и загрязнений в водохранилище</li> <li>• Инженерно-геологические изменения</li> <li>• Разрушение естественных социумов и гибель этносов</li> <li>• Разрушение экосистем</li> <li>• Профессиональные опасности строительного производства</li> <li>• Большие сроки строительства объекта</li> <li>• Аварии.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• гидроэнергетику</li> <li>• питьевое водоснабжение</li> <li>• промышленное водоснабжение</li> <li>• судоходство</li> <li>• ирригацию</li> <li>• регулирование стока</li> <li>• водохранилища-охладители</li> <li>• рыбозаведение.</li> <li>• массовый отдых</li> <li>• водный спорт и туризм</li> <li>• - спортивное рыболовство</li> <li>• - урбанизация территорий</li> <li>• - рекультивация ландшафта</li> <li>• - охрана природы</li> <li>• - водоохрана</li> </ul>

## **9.2 Воздействие водохранилищ ГЭС на окружающую среду**

### **9.2.1 Общая характеристика водохранилищ**

Водохранилище - сложное и особое гидротехническое сооружение, выполняющее определенные функции, играющее важную роль в хозяйственной деятельности человека и оказывающее весомое влияние на окружающую среду в целом и на гидросистему в частности.

Среди естественных водоемов аналогов водохранилищам нет. Следовательно, стоит отметить наиболее важные особенности водохранилища, которые помогут дать его более полное определение:

- это антропогенные, управляемые человеком объекты, испытывающие также и сильное природное воздействие;
- они заметно и значительно воздействуют на окружающую среду, вызывая изменения природных и хозяйственных условий на прилегающей территории;
- наличие особой системы внутриводоемных процессов - гидрологических, гидрофизико-химических и гидробиологических;
- для них характерна чрезвычайно высокая динамичность развития;
- водохранилища - водоемы, наиболее интенсивно используемые различными отраслями хозяйства [27]

Использование водохранилищ в хозяйственной деятельности человека настолько широко, что оно приводит к формированию на каждом значительном водохранилище водохозяйственного комплекса (ВХК) - единство водных источников, систем их преобразования и управления в целях водопользования. ВХК включает в себя ряд компонентов, т. е. все отрасли хозяйства, использующие водохранилища и реку в нижнем бьефе, среди которых выделяют непосредственных участников ВХК - отрасли, заинтересованы в создании водохранилища и его финансировании. К таким отраслям относятся: водоснабжение, водоотведение, гидротехнические мелиорации, гидроэнергетика, водный транспорт, лесосплав, рыбное хозяйство, здравоохранение, водные рекреации и др. Остальные отрасли используют водохранилище, поскольку оно существует. В свою очередь к ВХК предъявляют ряд требований:

- рациональное обеспечение потребителей водой в достаточном количестве и соответствующего качества;
- сохранение природных условий и гарантии охраны воды от загрязнения, засорения и истощения;
- обеспечение наибольшего народнохозяйственного экономического эффекта;
- гарантии простой и надежной работы. [26]

Также следует отметить характерные уровни и объемы водохранилища.

### **9.2.2 Зона затопления водохранилища в верхнем бьефе.**

Создание водохранилища влечет за собой затопление. В зону затопления могут попасть сельскохозяйственные угодья, месторождения полезных ископаемых, промышленные и гражданские сооружения, памятники старины, дороги, лесные массивы, места традиционного обитания животных и растений и т. д. Наиболее заселены и освоены прирусловые участки реки и районы в устьях притоков. На склонах гор мало сельскохозяйственных угодий, обычно там отсутствуют промышленные объекты. Поэтому создание водохранилищ в горных условиях приносит значительно меньший ущерб, чем на равнинах. Однако в южных районах особую ценность представляют сады в долинах и на склонах гор. При сработке горных водохранилищ площадь затопления немного уменьшается. На равнинных же реках при сработке водохранилищ в межень период освобождаются значительные площади, которые могут частично заболачиваться и служить рассадниками комаров, гнуса и т. п., что не должно допускаться. При наполнении водохранилищ в период больших расходов воды эти земли вновь затапливаются. При благоприятных условиях они могут использоваться, например, как сенокосные угодья или для выпасов животных.

Подтопление прилежащих к водохранилищу земель происходит вследствие подъема уровня грунтовых вод. В зоне избыточного увлажнения подтопление влечет за собой негативные последствия — переувлажнение корней растений и их отмирание. С изменением водно-воздушного режима почвы может произойти заболачивание и оглеение почвы, что ухудшает качество почвы и снижает ее продуктивность. В засушливых районах подтопление улучшает условия произрастания растений при соответствующих глубинах почвенных вод. В неблагоприятных условиях может происходить засоление почвы.

Вследствие подъема и снижения уровней воды в водохранилище при регулировании стока и волновых явлений происходит переформирование, (переработка) берегов водохранилища. Переработка берегов заключается в размыве и обрушении крутых склонов, срезке мысов и кос и т. п. Наряду с берегами переработке подвергаются острова, что изменяет волновой режим и усиливает разрушение берегов. Размеры переработки берегов зависят от их геологического строения, режима уровней воды и глубины водохранилища, конфигурации берегов, господствующих ветров и т. д. Относительная стабилизация берегов происходит через 5—20 лет после наполнения водохранилища. В проектах водохранилищ размеры переработки его берегов рассчитываются на десятилетнюю и конечную (столетнюю) стадию.

Вследствие снижения скорости течения и уменьшения перемешивания воды по глубине существенно изменяются физико-химические характеристики воды в водохранилище по сравнению с бытовыми условиями — реки до создания водохранилища. На качество воды в водохранилище влияет залесенность зоны затопления, видовой и возрастной состав леса, подлеска и лесной подстилки, топографические и геологические особенности пород ложа и бортов водохранилища, наличие притоков, режим и глубина сработки водохранилища

и т. п. Качество воды ухудшают сточные воды промышленных, горнорудных и животноводческих комплексов, коммунально-бытовые сточные воды и вынос удобрений с сельскохозяйственных угодий. Для южных районов неблагоприятным следствием перенасыщения воды в водохранилищах органическими и биогенными веществами (в основном ионами азота и фосфора) является бурное развитие в теплой воде сине-зеленых водорослей. При создании водохранилищ необходимо тщательно изучить совместное влияние всех факторов с учетом перспектив строительства каскадов ГЭС и принимать меры для поддержания качества воды. Качество воды — характеристика состава и свойств воды, определяющая пригодность ее для конкретных видов водопользования. Должна производиться тщательная очистка сточных вод, поступающих в водохранилище. Использовать прилегающие земли в сельском хозяйстве надо, применяя передовые методы агротехники, ограничивающие вынос удобрений в водохранилище.

Водоохранилища влияют на микроклимат. Они повышают влажность воздуха, изменяют ветровой режим прибрежной зоны, а также температурный и ледовый режим водотока. Это приводит к изменению природных условий, а также жизни и хозяйственной деятельности населения, обитания животных, рыб. Степень влияния крупных водохранилищ на микроклимат различна для отдельных регионов страны. Интегральное влияние, оказываемое акваторией на развитие растительности, благоприятно в условиях степной и лесостепной зоны и неблагоприятно в лесной, особенно в северных таежных районах.

Многие животные из зоны затопления вынуждены мигрировать на территорию с более высокими отметками. При этом видовой состав и численность животных обычно уменьшается. В ряде случаев водохранилища способствуют обогащению фауны новыми видами водоплавающих птиц и в особенности рыб: карасевых, сазана, щуки и т. п. При ранней сработке водохранилища после весеннего половодья осушаются мелководья, что отрицательно влияет на нерест рыбы в верхнем бьефе. Глубокая зимняя сработка водохранилищ в средней полосе страны может повлечь за собой замор рыбы на мелководных участках водохранилища.

Особое воздействие на природу оказывают водохранилища, сооружаемые на Крайнем Севере, в районах вечной мерзлоты. Под воздействием положительной температуры воды водохранилища происходит деградация вечной мерзлоты. Ледяные прослойки в породах ложа, бортов и берегов водохранилища оттаивают. Происходят просадки грунта ложа водохранилища. В результате термоабразии и термокарста появляются просадки грунта, воронки, оползни и т. п. в прибрежной полосе. Увеличивается переработка (разрушение) берегов водохранилища. Затрудняется, а в зоне нижнего бьефа исключается возможность устройства и эксплуатации «зимников», т. е. зимних дорог по льду реки. Сроки льдообразования и таяния льда на реке существенно влияют на условия зимовки и воспроизводства рыбы. Экологические сообщества на Крайнем Севере весьма уязвимы и последствия их возможного

нарушения

должны

тщательно

анализироваться.

### **9.2.3 Воздействие водохранилища на окружающую среду в нижнем бьефе плотины.**

Водоохранилища регулируют расход воды в течение года, а большие водохранилища могут выравнивать расход в течение нескольких лет. Весной расходы и уровни воды в нижнем бьефе уменьшаются, а в период летней и зимней межени повышаются по сравнению с бытовыми условиями реки до создания водохранилища. Вода, поступающая из водохранилища в нижний бьеф, оказывается зимой теплее, а летом холоднее, чем в естественных условиях.

Снижение расходов и уровней воды в половодье может повлечь за собой осушение поймы и потребовать замены сенокосных угодий зерновыми и пропашными культурами. Понижение расходов воды и уровней весной, уменьшение длительности половодья и снижение температуры воды приводит к более позднему началу и уменьшению общей продолжительности весеннего нереста рыб. Уменьшение расходов воды в паводок и половодье в соответствующих случаях предотвращают наводнения.

Повышение расходов воды в межень благоприятно сказывается на санитарно-гигиеническом состоянии реки, позволяет обеспечить орошение полей, водоснабжение промышленности и населения, повысить судоходные глубины, увеличить мощность и выработку энергии гидроэлектростанций. Зимой при авариях в энергосистеме может потребоваться аварийное резкое увеличение мощности ГЭС на несколько часов и даже суток, что может повлечь за собой большое повышение уровней воды в нижнем бьефе. Резкое колебание уровней и расходов воды в течение суток может вызвать размыв русла в нижнем бьефе на близлежащем участке реки.

Вода из водохранилища попадает в нижний бьеф осветленной, что неблагоприятно для рыбного хозяйства, так как сокращается биогенный сток. Но при наличии в нижнем бьефе жилых поселков и сельскохозяйственных угодий, биогенный сток пополняется сравнительно быстро. При больших скоростях течения за счет размыва русла вода пополняется механическими примесями.

При суточном и недельном регулировании расходов воды для гидроэнергетики резкое снижение уровней воды в нижнем бьефе может осложнить водоснабжение промышленности и коммунального хозяйства, ухудшить условия судоходства, а в период нереста повлечь за собой осушение нерестилищ и гибель икринок. Во избежание этих последствий проводятся соответствующие мероприятия и в некоторых случаях суточное регулирование мощности гидроэлектростанции ограничивается.

В средней полосе страны и на севере снижение температуры воды летом ограничивает, а резкие колебания уровней воды в течение суток затрудняют использование реки для отдыха и спорта. В зимний период в нижнем бьефе



могут образовываться манны, полыньи и появиться туманы, что неблагоприятно для городов и населения, нарушается переправа по льду через реки. Неустойчивый ледяной покров в нижнем бьефе ухудшает условия зимовки некоторых видов рыб.

Большая часть неблагоприятных влияний в нижнем бьефе исключается или значительно ослабляется при каскадном расположении гидроузлов. В результате подпора от плотины ниже расположенного гидроузла уровни нижнего бьефа данного гидроузла мало изменяются даже при глубоком суточном регулировании расходов воды ГЭС.

Возведение плотин гидроузлов приводит к подъему уровней воды в верхнем бьефе и образованию водохранилищ. Плотины, перегораживающие реки, затрудняют проход рыб к местам естественных нерестилищ в верховьях рек.

Плотины, здания ГЭС, шлюзы, каналы и т. п., удачно вписанные в рельеф местности и хорошо архитектурно оформленные, создают вместе с акваторией верхнего бьефа монументальные и живописные ансамбли.

### **9.3 Действующие нормативные документы**

Природоохранные мероприятия при эксплуатации ГЭС осуществляются в соответствии со следующими основными законодательными и нормативными документами:

- Конституция Российской Федерации (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.) [\*\*];
- Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006 [\*\*];
- Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001 [\*\*];
- Лесной кодекс РФ № 200-ФЗ от 04.12.2006 [\*\*];
- Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002 [\*\*];
- Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999 [\*\*];
- Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998 [\*\*];
- Федеральный закон «О животном мире» № 52-ФЗ от 13.12.1996 [\*\*];
- Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» (14 марта 1995 года N 33-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 10.05.2007 N 69-ФЗ) [\*\*];
- Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» (30 марта 1999 года N 52-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 01.12.2007 N 309-ФЗ) [\*\*];
- Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 г. N 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 N 186-ФЗ) [\*\*];

- Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 N 75-ФЗ) [\*\*];
- Федеральный закон «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» (20 декабря 2004 г. №166-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 06.12.2007 N 333-ФЗ) [\*\*];
- Федеральный закон «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» (25.06.02 №73-ФЗ в ред. Федеральных законов от 08.11.2007 N 258-ФЗ) [\*\*].

- Другие нормативные документы РФ.

В соответствии с Водным кодексом Российской Федерации водохранилище гидроэлектростанции является объектом федеральной собственности, поэтому Заказчиками по подготовке зоны затопления водохранилища выступают уполномоченные федеральные органы исполнительной власти и органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации.

В соответствии с Водным Кодексом Российской Федерации водохранилища ГЭС относятся к федеральной собственности. Таким образом, водохранилища ГЭС являются государственным стратегическим запасом пресной воды России.

#### **9.4 Политика Русгидро**

Реки России являются основной для развития гидроэнергетики – наиболее эффективной части использования возобновляемых энергоисточников. Огромный гидроэнергетический потенциал России освоен в настоящее время лишь на 20 %. При строительстве ГЭС одновременно создаются и водохранилища гидроэлектростанций, в которых аккумулируются значительные объемы пресной воды. В соответствии с Водным Кодексом Российской Федерации водохранилища ГЭС относятся к федеральной собственности. Таким образом, водохранилища ГЭС являются государственным стратегическим запасом пресной воды России.

В соответствии с Водным кодексом Российской Федерации водохранилище гидроэлектростанции является объектом федеральной собственности, поэтому Заказчиками по подготовке зоны затопления водохранилища выступают уполномоченные федеральные органы исполнительной власти и органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации.

Комплексное назначение водохранилищ представлено в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Комплексное назначение водохранилищ

Энергетика	Запас воды, аккумулированный в водохранилищах, предназначается в первую очередь для гарантированной выработки электроэнергии на ГЭС в зависимости от объема накапливаемой воды. Создание водохранилищ дает возможность максимально использовать проектную мощность гидроэлектростанций. Например, на Рыбинском водохранилище вырабатывается от 0,8 до 1,3 млн. киловатт часов электроэнергии.
Транспорт	Созданные при гидроузлах комплексного назначения водохранилища дают возможность увеличить количество транспортных и пассажирских речных перевозок, так как на водохранилищах обеспечиваются стабильные в течение всей навигации гарантированные судоходные глубины. Свыше 60% всего объема перевозок по внутренним водным путям страны осуществляется по водохранилищам.
Ирригация	Построенные в бассейнах рек водохранилища ГЭС создают необходимые условия для орошения сельскохозяйственных земель. Регулирование стока рек помогает оросить около 240 млн. га земли, которая дает половину сельскохозяйственной продукции мира. Примером являются водохранилища в бассейнах рек Волги, Днепра, Амударьи, Сырдарьи.

Значение для экологии построение водохранилищ представлено в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Экологическое значение построения водохранилищ

Инженерная защита ценных сельскохозяйственных земель	При создании водохранилищ выполняется инженерная защита ценных сельскохозяйственных земель, что заметно снижает возможный ущерб от затоплений. Гидроузлы на ГЭС позволяют регулировать и контролировать сток воды, ликвидируя катастрофические наводнения, маловодья, сели.
--	---

Продолжение таблицы 9.3

Борьба с загрязнениями	Большие массивы воды в водохранилищах позволяют более полно разбавлять загрязнения: изымать и переводить в донные отложения вредные ингредиенты (тяжелые металлы, пестициды, нефтепродукты), поступающие в реки со сточными водами промышленных и коммунальных предприятий с сельхозугодных и урбанизированных территорий. Качество воды в водохранилищах выше по показателям прозрачности, цветности, содержания взвешенных веществ и количеству сапрофитных бактерий.
Водоснабжение	Водохранилища, созданные при гидроузлах комплексного назначения с соблюдением требований Санитарных правил, также используются как источник хозяйственно-питьевой воды и водоснабжения.
Рыболовство	Водохранилища создают условия для разведения и ловли рыбы, причем уловы рыбы на водохранилищах на порядок выше, чем на речных участках. На Рыбинском водохранилище вылавливается в среднем 1466 тонн рыбы.
Туризм	Водохранилища являются одним из привлекательных мест отдыха: на многих благоустроены пляжи, проводятся парусные регаты, дайвинг, теплоходные экскурсии (Волжские водохранилища).

Одна из стратегических целей Компании – устойчивое развитие производства электроэнергии на базе возобновляемых источников энергии.

Цель: Повышение уровня экологической безопасности, рост и капитализация компании за счет обеспечения надежного и экологически безопасного производства энергии, комплексного подхода и использованию природных гидроэнергетических ресурсов.

Задача: Снижение негативного воздействия ГЭС на окружающую среду за счет внедрения наилучших существующих технологий при производстве электроэнергии. Совершенствование системы управления в области охраны окружающей среды, внедрение экологического менеджмента (ISO 14001).

Реализуемые экологически ориентированные программы:

- Экологическая политика Общества;

- Разработка и внедрение системы управления охраной окружающей среды;
- Внедрение системы отчетности о социальной и корпоративной ответственности;
- Стандартизация основных процессов деятельности

## **9.5 Экологическая политика**

В конце 2005 года решением Правления РАО «ЕЭС России» утверждены основополагающие документы по природоохранной деятельности:

- Экологическая политика;
- Концепция реализации экологической политики;
- Программа реализации экологической политики.

Цель программы:

Повышение уровня экологической безопасности, рост капитализации компании за счет обеспечения надежного и экологически безопасного производства энергии, комплексного подхода к использованию природных гидроэнергетических ресурсов.

Задачи программы:

- Снижение негативного воздействия гидростанциями на окружающую среду за счет внедрения наилучших существующих технологий при производстве электроэнергии;
- Совершенствование законодательства, содействие разработке и принятию технических регламентов и стандартов;
- Совершенствование системы управления в области охраны окружающей среды, внедрение экологического менеджмента с учетом требований международного стандарта ISO 14001 и системы экологического аудита;
- Формирование образа компании как «социально ответственной, экологичной».

Реализация экологической политики:

- Разработана «Программа реализации экологической политики в ОАО «РусГидро»».
- Разработаны и утверждены Программы реализации экологической политики в ДЗО.
- Разработка и утверждение типовой программы и Положения о порядке проведения экологического аудита.
- Разработка и утверждение корпоративного стандарта по экологическому менеджменту Разработка технических и технологических стандартов в области экологической безопасности природоохранной деятельности.

- Подготовка информационно-аналитических материалов, представление информации в Государственный доклад Российской Федерации «О состоянии окружающей природной среды, организация научно-практических конференций, выставок и других мероприятий.

## 9.6 Управление экологическими рисками РУСГИДРО

ОАО «РусГидро» стремится своевременно анализировать и предупреждать экологические проблемы. Для каждой стадии жизненного цикла инвестиционного проекта (проектирование, строительство, эксплуатация).

ОАО «РусГидро» реализует следующие мероприятия (с учетом соблюдения природоохранного законодательства, а также с целью недопущения негативных последствий при реализации).

Реализация на стадиях приведена в таблице 9.4

Таблица 9.4 – стадии развития объекта

Стадия проектирования	<p>На предпроектной стадии для оценки возможного воздействия на окружающую и социальную среду в районе будущего объекта гидрогенерации ОАО «РусГидро»:</p> <p>Разрабатывает обобщенную оценку влияния намечаемой деятельности на природные компоненты. Проводит природно-экологическую оценку предполагаемого района размещения. Проводит предварительную оценку, в том числе: Оценку современного состояния природной среды в зоне влияния ГЭС и водохранилища. Ориентировочную количественную оценку воздействия гидроузла на окружающую среду по различным створам. Проводит оценку воздействия на окружающую среду.</p>
-----------------------	---

Продолжение таблицы 9.4

<p>Стадия строительства</p>	<p>На стадии строительства осуществляется реализация и контроль исполнения мероприятий, предусмотренных в составе утвержденного технического проекта согласно законодательству РФ, экологической политике ОАО «РусГидро» и пр. Кроме того, разрабатывается программа экологического мониторинга зоны влияния гидроузла (в том числе и водохранилища) в соответствии с которой, еще до сдачи в эксплуатацию объекта гидрогенерации, организуется экологический мониторинг для оценки изменений окружающей среды в связи с созданием гидроузла. По итогам экологического мониторинга, в случае выявления негативного влияния, разрабатываются мероприятия по устранению (минимизации) данного влияния.</p>
<p>Стадия эксплуатации</p>	<p>Технологические риски выражаются в возможности загрязнения окружающей среды в результате, в частности, протечек масла в реку из гидроагрегатов ГЭС (данный риск характерен для турбин старого образца). ОАО «РусГидро» придает данному риску большое значение с точки зрения возможных последствий. Поэтому в ходе реализации мероприятий, предусмотренных перспективной программой технического перевооружения и реконструкции, в Обществе осуществляется замена оборудования и его элементов на экологически чистые, конструкция которых исключает возможность происхождения подобных инцидентов. Природные риски выражаются в возможности превышения отметок уровня воды в верхнем и нижнем бьефах гидроузла по сравнению со среднесуточным значением. ОАО «РусГидро», со своей стороны, осуществляет сдерживание паводка и предотвращение наводнений, и своевременно на основании метеопрогнозов на период паводков извещает водопользователей о возможных изменениях уровня реки для принятия ими необходимых защитных мер, ведет управление уровнями в строго предписанном межведомственной комиссией режиме. В целях системного управления экологическими рисками и совершенствования организации природоохранной деятельности в ОАО «РусГидро» внедряется система экологического менеджмента в соответствии с международным стандартом ISO-14001-2004.</p>

ОАО «РусГидро» разработаны и внедряются следующие стандарты Общества (в части экологии):

- «Гидроэлектростанции. Мониторинг состояния сооружения и окружающей среды в процессе строительства. Нормы и требования»;
- «Гидроэлектростанции. Мониторинг состояния сооружения и окружающей среды в процессе эксплуатации. Нормы и требования»;
- «Охрана окружающей среды. Оценка воздействия на окружающую среду. Методические указания»;
- «Система управления охраной окружающей среды. Общие положения.



## 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. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2005. - 174 с.
2. Сайт системного оператора единой энергетической системы <http://so-ops.ru/>.
3. Постановление Правительства РФ от 2 ноября 2013 г №986 «О классификации гидротехнических сооружений». Москва 2013.
4. Гидротехнические сооружения: учеб. пособие / Л.Н. Рассказов. (в двух частях). Ч.1: Учебник для студентов вузов – М.: Стройиздат, 1996. - Ч.1. - 435 с.
5. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П.Г. Кисилева. – М.: Энергия, 1974. – 312с.
6. Справочник по гидравлике / под ред. В.А. Большакова. – Киев: Высш. шк., 1977. – 280 с.
7. СНиП 2.02.02-85. Основания гидротехнических сооружений. – М.: Госстрой, 1989. – 30 с.
8. СНиП 2.06.06-85. Плотины бетонные и железобетонные. – М.: ФГУП ЦПП, 2004. – 46 с.
9. СНиП 2.06.08-87. Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. - М.: Госстрой, 1988. – 51 с.
10. Гидротехнические сооружения: справ. Проектировщика / под ред. В.П. Недриги. – М.: Стройиздат, 1983. – 543 с.
11. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117-ФЗ// Собрание законодательства Российской Федерации от 7 августа 2000 г. N 32 ст. 3340.
12. Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2012-2037 гг. «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработки инвестиционных проектов и оценке бизнес планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО «ЕЭС России» от 07.02.2000 г. № 54 на основании заключения Главной экспертизы России от 26.05.1999 г. № 24-16-1/20-113
13. «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработки инвестиционных проектов и оценке бизнес планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО» Москва 2008, утвержденными РАО «ЕЭС России»
14. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706 с.
15. СТО 59012820-29.20.30.003-2009 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. – 18. Введ. 20.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 132 с.

- 16.СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций.
- 17.Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
- 18.СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
- 19.СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва : Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
- 20.СТО 56947007-29.240.124-2012 Сборник «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» 324тм - т1 для электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС». – Введ. 09.07.2012. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2012. – 33 с.
- 21.Справочник по проектированию электрических сетей.под редакцией Д.Л. Файбисович, – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005
- 22.Расчет токов короткого замыкания в программном комплексе RastrKZ: Методические указания по эксплуатации программы для практических занятий, лабораторных работ, курсового и дипломного проектирования. – Саяногорск: СШФ СФУ, 2012
- 23.Куценов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование : учебное пособие для вузов / Д. А. Куценов, И. Ю. 27. Погоняйченко. – Красноярск : СФУ, 2007. – 232 с.
- 24.Оперативно – диспетчерское управление нормальные схемы электрических соединений объектов элетроэнергетики. Общие требования./ Москва. Стандартиформ, 2015.
- 25.Оперативно – диспетчерское управление нормальные схемы электрических соединений объектов элетроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению./ Москва. Стандартиформ, 2015.
- 26.«Надежность и экологическая безопасность гидроэнергетических установок», Львов Л.В.; Федоров М.П.; Шульман С.Г., Санкт-Петербург, 1999г.
- 27.«Экология и охрана биосферы при химическом загрязнении», Лозановская И.Н.; Орлов Д.С.; Садовникова Л.К., Москва, 1998г.
- 28.«Экологические проблемы. Что происходит, кто виноват и что делать?», под редакцией Данилова-Данильяна В.И., Москва, 1997г.
- 29.Статья «Ядерная мифология конца 20 века», А.В.Яблоков, «Новый мир», 1995г.
- 30.«Экономическая и социальная география мира», Ю.Н. Гладкий; С.Б. Лавров, Москва «Просвещение», 2001 г.
- 31.«Географический словарь», С.В. Агапов, Москва «Просвещение», 1968 г.

- 32.«Энциклопедический словарь географических терминов», Москва, 1968 г.
- 33.«Большая энциклопедия Кирилла и Мефодия», Москва, 2006 г.
- 34.Газеты «Ленинский путь», «Энергетик», 2000 г., «Экстра», №15, 2008 г.
- 35.«Читаэнергострой: Реальность и перспективы», Чита.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Гидрологический ряд наблюдений р. Витим в створе Витимской ГЭС

Таблица А.1 - Расчетный гидрологический ряд наблюдений

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср.год
1939	23	27	46	48	142	231	311	211	210	199	84	67	133
1940	14	17	27	36	186	199	298	273	231	143	63	32	127
1941	21	23	29	63	136	199	430	170	162	137	86	46	125
1942	11	19	23	42	154	231	336	261	249	194	126	50	141
1943	29	34	36	86	149	261	298	212	143	137	128	46	130
1944	14	17	44	46	166	162	370	360	354	226	90	74	160
1945	20	25	27	32	180	213	292	280	273	218	92	59	143
1946	32	33	34	38	130	176	270	137	120	109	74	65	101
1947	14	15	18	19	174	224	304	292	236	131	42	32	125
1948	13	15	18	23	186	217	416	178	163	152	53	44	123
1949	25	29	32	65	128	139	400	178	155	143	86	74	121
1950	26	27	32	44	216	220	221	124	111	119	76	57	106
1951	12	18	21	36	157	162	353	336	323	152	67	29	139
1952	19	23	34	84	137	298	300	122	120	117	84	42	115
1953	21	32	33	63	179	336	490	311	280	210	155	74	182
1954	11	25	27	84	186	199	317	184	162	150	86	69	125
1955	40	41	42	46	317	360	447	410	371	211	88	59	203
1956	28	37	38	88	193	336	350	150	144	140	65	52	135
1957	25	27	29	38	194	209	379	341	276	210	86	36	154
1958	27	32	34	50	153	254	300	203	141	134	88	69	124
1959	29	36	44	48	112	150	220	128	113	106	93	46	94
1960	35	37	45	48	175	267	360	304	235	157	126	50	153
1961	25	27	29	42	162	211	441	270	226	199	95	36	147
1962	25	33	34	53	151	162	559	202	180	174	108	40	143
1963	13	36	38	55	224	261	372	199	184	147	81	46	138
1964	14	16	17	23	143	236	281	254	242	193	46	32	133
1965	21	23	29	57	193	242	336	258	211	205	65	36	140
1966	37	38	46	63	174	360	400	172	148	146	87	69	145
1967	29	31	34	44	168	211	336	311	145	137	84	63	133
1968	49	54	55	105	261	273	509	250	200	178	111	74	177
1969	32	38	65	81	425	460	580	422	315	250	141	96	242
1970	20	42	57	80	261	304	534	291	273	230	113	88	192
1971	24	34	59	95	398	460	472	410	283	273	134	80	227
1972	32	38	44	46	230	249	286	217	199	178	92	53	139
1973	29	44	46	53	267	273	590	218	186	174	86	48	168
1974	29	33	34	53	211	311	354	174	145	138	46	36	130
1975	25	27	29	53	168	205	336	234	193	174	82	44	131
1976	18	34	36	40	162	180	410	226	186	168	67	38	130
1977	28	29	31	34	109	263	236	149	129	112	84	46	104
1978	14	21	25	29	211	236	311	273	224	162	63	42	134
1979	13	15	46	59	199	236	261	218	186	174	63	44	126
1980	23	29	32	42	124	210	385	184	132	125	88	53	119
1981	27	36	42	69	186	249	435	236	184	168	150	84	156

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср.год
1982	54	59	62	92	162	174	298	249	240	169	80	38	139
1983	17	23	36	53	373	447	597	311	273	258	122	48	213
1984	15	28	29	38	224	224	385	202	174	162	67	44	133
1985	17	21	23	50	162	174	435	211	145	125	65	57	124
1986	21	27	29	42	175	190	149	137	114	88	46	27	87
1987	17	29	34	48	186	211	228	117	105	103	74	59	101
1988	17	19	23	25	114	234	236	234	199	180	63	27	114
ср.мес	23	29	36	53	191	246	364	236	200	166	87	52	140

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Водознергетические расчеты

Таблица Б.1 - Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов.

m	P, %	Qгод, м3/с	Годы	Qполов, м3/с	Годы	Qмежен, м3/с	Годы
1	2	242	1969	409	1969	75	1969
2	4	227	1971	383	1971	75	1968
3	6	213	1983	377	1983	71	1971
4	8	203	1955	353	1955	68	1981
5	10	192	1970	316	1970	67	1970
6	12	182	1953	301	1953	64	1982
7	14	177	1968	285	1973	63	1953
8	16	168	1973	279	1968	60	1943
9	18	160	1944	273	1944	57	1960
10	20	156	1981	268	1957	57	1966
11	22	154	1957	252	1961	53	1955
12	24	153	1960	250	1960	52	1949
13	25	147	1961	247	1951	51	1956
14	27	145	1966	243	1981	51	1973
15	29	143	1962	243	1945	51	1972
16	31	143	1945	241	1965	50	1954
17	33	141	1942	238	1962	50	1958
18	35	140	1965	238	1942	50	1983
19	37	139	1982	236	1978	49	1959
20	39	139	1951	233	1966	49	1939
21	41	139	1972	231	1963	49	1962
22	43	138	1963	229	1984	48	1952
23	45	135	1956	227	1947	47	1967
24	47	134	1978	227	1972	47	1944
25	49	133	1939	225	1964	46	1946
26	51	133	1964	222	1974	45	1942
27	53	133	1967	222	1976	45	1963
28	55	133	1984	222	1940	45	1941
29	57	131	1975	219	1956	44	1980
30	59	130	1976	219	1948	44	1950
31	61	130	1974	218	1975	44	1987
32	63	130	1943	218	1967	43	1975
33	65	127	1940	217	1939	42	1945
34	67	126	1979	215	1982	42	1961
35	69	125	1941	212	1979	42	1977
36	71	125	1947	209	1985	40	1957
37	73	125	1954	206	1941	40	1979
38	75	124	1958	200	1943	39	1985
39	76	124	1985	200	1954	39	1976
40	78	123	1948	200	1988	38	1965

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.1

m	P, %	Qгод, м3/с	Годы	Qполов, м3/с	Годы	Qмежен, м3/с	Годы
41	80	121	1949	198	1958	38	1974
42	82	119	1980	193	1980	37	1984
43	84	115	1952	191	1949	32	1978
44	86	114	1988	182	1952	32	1986
45	88	106	1950	169	1950	31	1940
46	90	242	1969	409	1969	75	1969
47	92	227	1971	383	1971	75	1968
48	94	101	1987	157	1946	28	1948
49	96	94	1959	142	1986	25	1964
50	98	87	1986	138	1959	23	1947

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Таблицы сработки маловодного и средневодного годов

Таблица В.1 – Режим работы, проектируемой ГЭС в маловодном году

P=90%																			
2-ая итерация																			
Месяц	Q быт	Потери			Q пол быт	Q в- ща	Q гэс	Q нб	Q вхк	Водохранилище			Z вб			Z нб	H	N гэс	N гар
		Q ф	Q л	Q исп						ΔV, км3	Vн, км3	Vк, км3	Z н, м	Z к, м	Z ср, м				
XII	46	1	-1	0	44	213	257	258	69	0,57	5,67	5,10	277,00	275,99	276,50	241,93	34,06	77	77
I	28	1	-1	0	26	240	266	267	69	0,62	5,10	4,48	275,99	274,84	275,42	241,99	32,93	77	77
II	29	1	-1	0	27	52	79	80	69	0,14	4,48	4,34	274,84	274,56	274,70	240,30	33,90	24	24
III	31	1	-1	0	29	39	68	69	69	0,10	4,34	4,24	274,56	274,36	274,46	240,15	33,81	20	ПО ВХК
IV	34	1	5	1	37	31	68	69	69	0,08	4,24	4,15	274,36	274,18	274,27	240,15	33,62	20	ПО ВХК
V	109	1	3	1	110	-42	68	69	69	-0,11	4,15	4,27	274,18	274,42	274,30	240,15	33,65	20	ПО ВХК
VI	263	1	0	1	261	-193	68	69	69	-0,47	4,27	4,73	274,42	275,33	274,87	240,15	34,22	20	ПО ВХК
VII	236	1	0	1	234	-166	68	69	69	-0,44	4,73	5,18	275,33	276,13	275,73	240,15	35,08	21	ПО ВХК
VIII	149	1	0	1	147	-79	68	69	69	-0,20	5,18	5,38	276,13	276,48	276,30	240,15	35,65	21	ПО ВХК
IX	129	1	0	1	127	-59	68	69	69	-0,16	5,38	5,54	276,48	276,74	276,61	240,15	35,96	22	ПО ВХК
X	112	1	-2	1	108	-40	68	69	69	-0,10	5,54	5,64	276,74	276,92	276,83	240,15	36,18	22	ПО ВХК
XI	84	1	-2	0	81	-11	70	71	69	-0,03	5,64	5,67	276,92	277,00	276,96	240,18	36,28	22	22



Продолжение приложения В

Таблица В.2 - Режим работы, проектируемой ГЭС в средневодном году по мощностям


Месяц	Q быт	Потери			Q пол быт	Q в- ща	Q гэс	Q нб	Q вхк	Водохранилище			Z вб			Z нб	H	N гэс	N гар	Э гэс
		Q ф	Q л	Q исп						$\Delta V$ , км3	V <sub>н</sub> , км3	V <sub>к</sub> , км3	Z н, м	Z к, м	Z ср, м					
ХII	56	1	-1	0	54	204	258	259	69	0,55	5,67	5,12	277,00	276,03	276,52	241,94	34,08	77	77	57
I	33	1	-1	0	31	235	266	267	69	0,61	5,12	4,51	276,03	274,91	275,47	241,99	32,98	77	77	55
II	32	1	-1	0	30	64	94	95	69	0,17	4,51	4,34	274,91	274,57	274,74	240,49	33,75	28	24	20
III	34	1	-1	0	32	52	84	85	69	0,13	4,34	4,21	274,57	274,30	274,44	240,37	33,57	25	по вхк	17
IV	46	1	5	1	49	20	69	70	69	0,05	4,21	4,15	274,30	274,18	274,24	240,16	33,58	20	по вхк	15
V	129	1	3	1	130	-61	69	70	69	-0,16	4,15	4,32	274,18	274,52	274,35	240,16	33,69	20	по вхк	15
VI	290	1	0	1	288	-220	68	69	69	-0,53	4,32	4,85	274,52	275,55	275,03	240,15	34,39	20	по вхк	13
VII	306	1	0	1	304	-235	69	70	69	-0,63	4,85	5,48	275,55	276,64	276,09	240,16	35,43	21	по вхк	15
VIII	216	1	0	1	214	-75	139	140	69	-0,19	5,48	5,67	276,64	276,96	276,80	240,99	35,32	43	по вхк	31
IX	191	1	0	1	189	0	189	190	69	0,00	5,67	5,67	276,96	276,96	276,96	241,44	35,03	58	по вхк	43
X	172	1	-3	1	166	0	166	167	69	0,00	5,67	5,67	276,96	276,96	276,96	241,25	35,22	52	по вхк	37
XI	94	1	-2	0	91	0	91	92	69	0,00	5,67	5,67	276,96	277,00	276,98	240,45	36,03	29	22	21

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

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, энергетических систем и  
электрических сетей»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


 А.А. Ачитаев  
«2» 07 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВИТИМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ВИТИМ.  
ГИДРОЭНЕРГЕТИКА И ЭКОЛОГИЯ**

тема

Руководитель	 подпись, дата	к.т.н. доцент кафедры. ГГЭЭС <u>Саяно-Шушенского филиала СФУ</u> должность	<u>В.А.Кадычegov</u> инициалы, фамилия
Выпускник	<u>Чеченов 02.07.20</u> подпись, дата		<u>М.М.Чеченов</u> инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Витимской ГЭС на реке Витим. Гидроэнергетика и экология.»

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зайт 28.06.20 В.Ю. Зайцева  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

[Подпись] А.В. Масленкин  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Электрическая часть

[Подпись] [Подпись]  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

[Подпись] А.В. Мурашов  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Зайт 02.07.20 В.Б. Зайцев  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

[Подпись] [Подпись]  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

[Подпись] Кургант В.А.  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

Зайт 02.07.20 В.В. Малахов  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Нормоконтролер

[Подпись] А.А. Забскаева  
подпись, дата                      инициалы, фамилия