

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

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

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

«___» _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02-Электроэнергетика и электротехника
код-наименование направления

Проектирования Зейско-Амурской ГЭС на реке Зей.
Цифровые подстанции.
тема

Руководитель	_____	Инженер по релейной защите и автоматике СРЗАиМ Филиала ПАО «РусГидро» «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного»	_____	<u>А.В. Широков</u> инициалы, фамилия
	подпись, дата		должность	
Выпускник	_____			<u>В.А. Зольников</u> инициалы, фамилия
	подпись, дата			

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Зейско-Амурской ГЭС на реке Зей. Цифровые подстанции».

Консультанты по
разделам:

Водноэнергетические расчёты

подпись, дата

Е.Ю. Затева

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

А.В. Масленникова

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

А.А. Ачитаев

инициалы, фамилия

Устройства РЗиА

подпись, дата

А.В. Широков

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла

подпись, дата

Н.П. Ульянова

инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная
безопасность. Охрана окружающей
среды

подпись, дата

В.И. Татарников

инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

подпись, дата

В.В. Лапасова

инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

подпись, дата

А.А. Чабанова

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ЗЕЙСКО-АМУРСКОЙ ГЭС	6
ВВЕДЕНИЕ	8
1 Анализ исходных данных и определения внешних условий функционирования ГЭС	9
1.1 Природные условия.....	9
1.1.1 Климат.....	9
1.1.2 Гидрологические данные	9
1.1.3 Инженерно-геологические условия.....	11
1.1.4 Сейсмические условия	11
2 Водно-энергетические расчёты	12
2.1 Регулирование стока воды	12
2.1.1 Исходные данные	12
2.1.2 Определение максимальных расчётных расходов	12
2.1.3 Кривые обеспеченности расходов	13
2.1.4 Выбор расчётного маловодного и средневодного года.....	15
2.1.5 Определение типа регулирования	16
2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов	17
2.2.1 Перераспределение стока маловодного года	17
2.2.2 Водно-энергетические расчёты по условию маловодного года	18
2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС	19
2.2.4 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года	20
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	21
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	21
3.1.1 Построение режимного поля	21
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам	23
3.2 Гидротурбины и их проточная часть	27
3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения бескавитационной работы	27
3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора.....	28
3.4. Выбор вспомогательного оборудования	29
4 Электрическая часть.....	30
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС	30
4.2 Выбор блочных трансформаторов	31
4.3 Выбор синхронного генератора.....	32
4.4 Выбор трансформаторов собственных нужд.....	32
4.5 Расчёт параметров отходящих воздушных линий.....	32
4.6 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчета	33
4.6.1 Расчёт затрат на схему с одиночным блоком	33
4.6.2 Расчёт затрат на схему с укрупнённым блоком.....	35
4.7 Расчёт токов короткого замыкания	36
4.8 Выбор электрических аппаратов	39

4.8.1	Расчёт токов по условиям рабочего и утяжелённого режимов	39
4.8.2	Выбор электрооборудования для генераторного напряжения	40
4.8.3	Выбор электрооборудования для высокого напряжения	41
5	Устройства РЗА	43
5.1	Перечень защит основного оборудования	43
5.2	Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты	44
5.2.1	Расчёт продольной дифференциальной защиты генератора	45
5.2.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора	47
5.2.3	Защита от повышения напряжения	48
5.2.4	Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора	49
5.2.5	Дистанционная защита от внешних коротких замыканий	53
5.2.6	Защита от симметричных перегрузок статора	56
5.2.7	Защита ротора от перегрузки	57
6	Компоновка и сооружения гидроузла	60
6.1.1	Определение класса гидротехнического сооружения	60
6.1.2	Определение отметки гребня грунтовой плотины	60
6.1.3	Определение ширины водосливного фронта	62
6.1.4	Определение отметки гребня водослива	63
6.1.5	Проверка пропуски проверочного расхода	64
6.1.6	Построение профиля водослива	66
6.2	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе	67
6.3	Конструирование бетонной плотины	68
6.3.1	Определение ширины подошвы	68
6.3.2	Разрезка бетонных плотин швами	70
6.3.3	Быки	70
6.3.4	Быки	70
6.3.5	Галереи	70
6.3.6	Элементы подземного контура плотины	70
6.4	Определение основных нагрузок на плотину	72
6.4.1	Статические расчёты плотины	72
6.4.2	Вес сооружения и затворов	72
6.4.3	Сила гидростатического давления воды	73
6.4.4	Равнодействующая взвешивающего давления	73
6.4.5	Сила фильтрационного давления	74
6.4.6	Давление грунта	74
6.4.7	Волновое давление	76
6.5	Расчёт прочности плотины	76
6.5.1	Критерии прочности плотины	79
6.6	Расчёт устойчивости плотины	80
7	Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	82
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений	82
7.2	Требования по охране труда и техники безопасности для работников Зейско-Амурской ГЭС	82

7.2.1 Общие требования безопасности	84
7.2.2 Мероприятия, обеспечивающие безопасное выполнение работ	86
7.2.3 Требования безопасности во время работы	87
7.2.4 Требования безопасности в аварийных ситуациях.....	90
7.3 Пожарная безопасность	91
7.4 Мероприятия по охране природы.....	95
7.4.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища.....	95
7.4.2 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции	97
7.5 Мероприятия по охране атмосферного воздуха	98
7.6 Охрана от промышленных отходов.....	99
8 Техничко-экономические показатели	100
8.1 Текущие расходы по гидроузлу.....	100
8.2 Налоговые расходы	101
8.3 Оценка суммы прибыли	102
8.4 Оценка инвестиционного проекта.....	103
8.5 Бюджетная эффективность	104
8.6 Анализ чувствительности	104
9 Цифровые подстанции	106
9.1 Принцип работы ЦПС	107
9.2 Стандарт МЭК 61850	108
9.2.1 Протокол GOOSE	108
9.2.2 Протокол MMS	108
9.3 Целесообразность проектирования ЦПС	109
9.4 Реализация системы ЦПС на примере КРУЭ проектируемой ГЭС	110
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	112
ПРИЛОЖЕНИЯ А-Д	116

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ЗЕЙСКО-АМУРСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки Зея;
2. Местонахождение ГЭС Амурская область;
3. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 1642 м³/с;
 - б) максимальный с обеспеченностью 0,1% 4135 м³/с;
 - в) минимальный 300 м³/с;
4. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока годовой;
 - б) отметка: НПУ 200 м;
ФПУ 201 м;
УМО 191 м;
 - в) объемы:
полный 30 км³;
полезный 14,1 км³;
5. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 37,3 м;
 - б) расчетный 25,8 м;
 - в) минимальный 21,2 м;
6. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
установленная 301 МВт;
гарантированная 293 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 2,191 млрд. кВт·ч;
7. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
 - а) левобережная глухая 203,3 м / 46,7 м;
 - б) правобережная каменно-набросная 381,2 м / 46,7 м;
 - в) станционная 112 м / 46,7 м;
 - г) глухая сопрягающая водосливную и станционную 60 м / 46,7 м;
 - д) водосливная 60 м / 46,7 м;
8. Водобросные сооружения
 - а) тип поверхностный водослив;
 - б) число пролетов 5 отверстий;
 - в) общая длина 60 м;
9. Здание ГЭС:
 - а) тип здания приплотинное;
 - б) число агрегатов 4;
 - б) грунты в основании песчаник кремнистый;
 - в) тип спиральной камеры бетонная трапецидальная;
 - г) тип отсасывающей трубы изогнутая;
 - д) расстояние между осями агрегатов 18 м;
10. Основное оборудование:
 - а) тип турбины ПЛ40-В-600;

- б) тип генератора.....СВ-1070/145-52;
- в) мощность генератора 80 МВт;
- г) частота вращения115,4 об/мин;
- д) тип трансформаторов..... ТДЦ-125000/220;

11. Техничко-экономические показатели:

- а) удельные показатели..... 77282,39 руб./кВт;
- б) себестоимость энергии3,9 коп/кВт·ч;
- в) срок окупаемости..... 11,4 лет

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанции занимают особо важное место в современных энергетических системах, выполняя главную роль по регулированию параметров систем в нестационарных режимах, а также покрывая наиболее неравномерную часть графиков нагрузки. Кроме того, низкая стоимость товарной продукции ГЭС весьма положительно сказывается на ценообразовании электроэнергии на рынке сбыта.

Российская Федерация обладает огромным гидроэнергетическим потенциалом, однако степень его освоения значительно ниже, чем в других развитых странах, причём существует значительная неравномерность его освоения. В то время, как для центра характерна высокая степень освоения гидроресурсов (50%), в таких регионах как Сибирь и Дальний Восток гидроэнергетический потенциал рек освоен на 20% и на 3% соответственно.

Целью дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции с применением и закреплением теоретических знаний, а также путем инженерной мысли и творческого подхода к решению конкретных задач, найти оптимальные проектные решения.

1 Анализ исходных данных и определения внешних условий функционирования ГЭС

Зея – крупнейшая река бассейна Амура, протекает в Амурской области. Длина реки – 1242 км, площадь бассейна – 233000 км².

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Климат района расположения гидроузла – резко континентальный. Характерны зимние температуры до – 30 °С ÷ – 35 °С, летние до +20 °С ÷ +25 °С. Годовая сумма осадков – 550 мм. Средняя скорость ветра – 1,6 м/с.

1.1.2 Гидрологические данные

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Зея за период 1952-2001 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Среднемноголетний сток:

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = 1642 \cdot 31536000 = 51,82 \text{ км}^3, \quad (1.1)$$

где $\bar{Q}_{\text{многолетний}}$ – среднемноголетний расход из приложения А, таблица А.1;
 t – число секунд в году.

Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.1, на рисунке 1.1 и 1.2.

Таблица 1.1 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
$Z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$	$W, \text{ км}^3$	$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$
160	0	160	0	160	0
163	0,9	161	50	161	60
167	2,1	162	105	162	130
170	3,2	163	170	163	210
174	4,8	164	240	164	300
178	6,7	165	330	165	420
182	9	166	460	166	570
186	11,7	167	630	167	790
190	15,1	168	910	168	1140
193	18,2	169	1420	169	1780
197	23,6	170	2360	170	2950
200	30	171	3840	171	4800

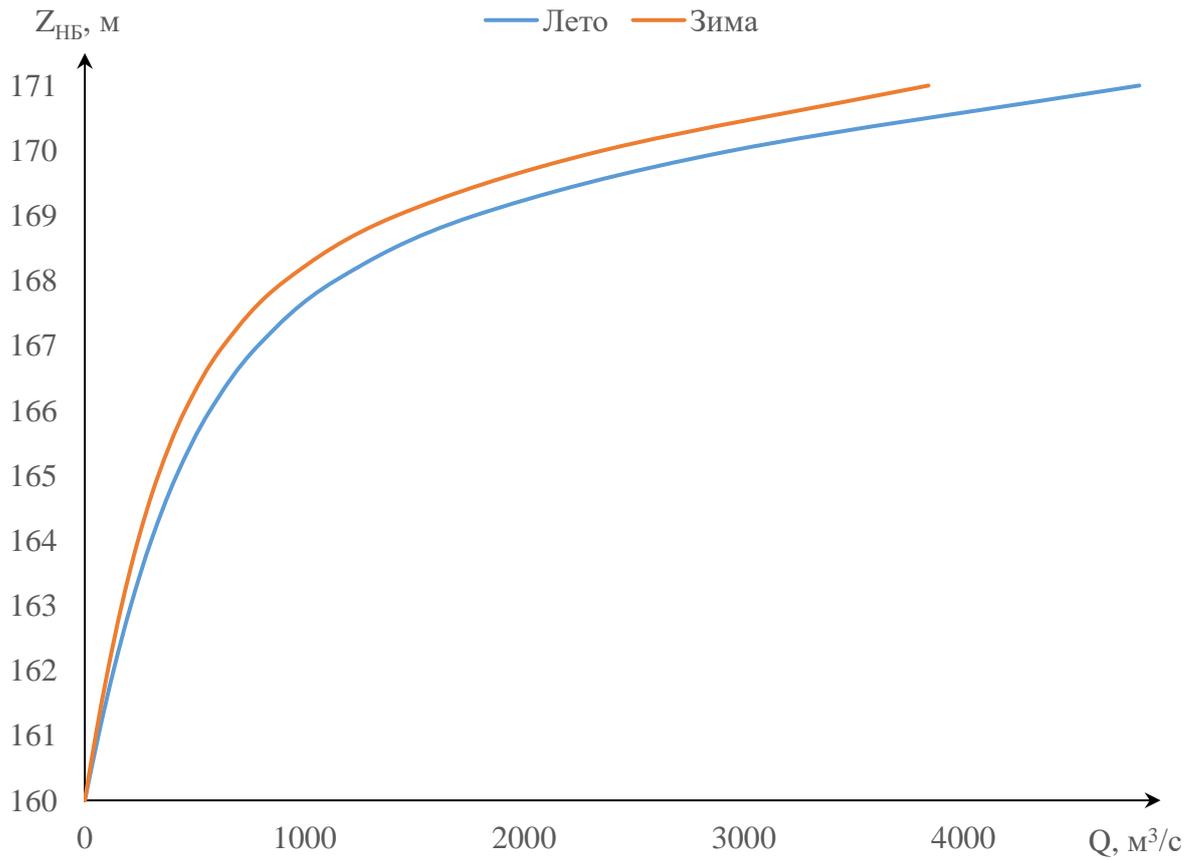


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

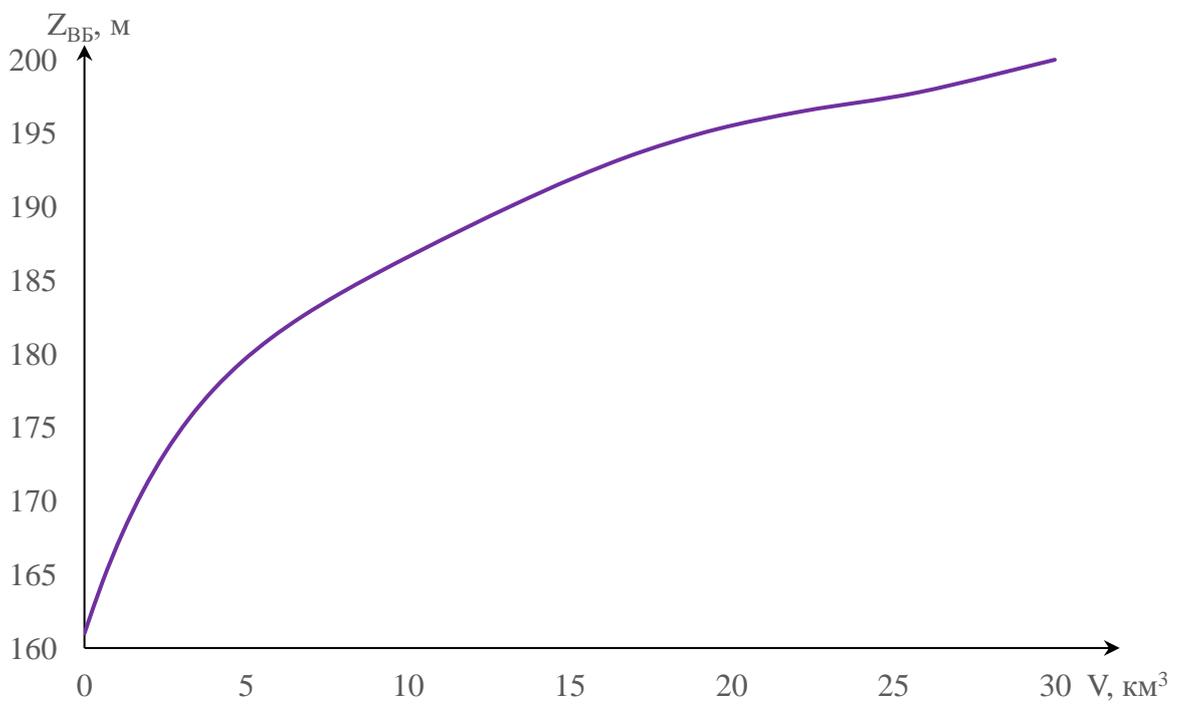


Рисунок 1.2 – Кривая связи объёма водохранилища и уровня верхнего бьефа

1.1.3 Инженерно-геологические условия

По геологической карте было определено, что в районе створа Зейско-Амурской ГЭС нет зон тектонического контакта.

В основании реки Зея – скальные породы: гранит.

1.1.4 Сейсмические условия

В соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-97-С) расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Зейско-Амурской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% равна 7 баллам шкалы MSK-64.

В результате работ по уточнению исходной сейсмичности пересмотрены первичные описания землетрясений в обширной области за период с 1950 по 1991. В результате анализа воздействий от местных и удаленных землетрясений исторического периода установлено, что на участке Зейско-Амурской ГЭС не наблюдалось землетрясений более 6 баллов.

2 Водно-энергетические расчёты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Исходные данные

- кривые связи (таблица 1.1, рисунок 1.1 и 1.2);
- энергосистема – изолированная;
- коэффициент мощности:

$$k_N = 8,8;$$

- потери напора в водоподводящих сооружениях:

$$\Delta h = 0,15;$$

- НПУ Зейско-Амурской ГЭС:

$$\text{НПУ} = 200 \text{ м};$$

- ряд гидрологических наблюдений за рекой Зея за период 1952-2001 гг. (приложение А, таблица А.1);
- требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды с водохранилища

Q, м ³ /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	650											
Потребление из водохранилища	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Фильтрация	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Испарение	1	1	1	1	3	4	14	14	12	5	2	1
Льдообразование	20	20	0	-40	-40	0	0	0	0	0	20	20

- суточный график нагрузок (плакат «Использование водной энергии»).

2.1.2 Определение максимальных расчётных расходов

Максимальные расходы (приложение А, таблица А.1) располагаем в порядке убывания. Для заполнения таблицы Б.1 приложения Б определяем следующий коэффициент по формуле 2.1.

$$k = \frac{Q_n}{Q_{\text{ср}}}, \quad (2.1)$$

где Q_n – n-ый член ряда максимальных годовых расходов;
 $Q_{\text{ср}}$ – средний многолетний максимальный расход.

Коэффициент вариации ряда максимальных расходов определяем по формуле 2.2.

$$C_v = \sqrt{\frac{\Sigma(k-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{3,892}{50}} = 0,28, \quad (2.2)$$

где n – число членов ряда максимальных расходов.

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации ряда максимальных расходов определяется по формуле 2.3.

$$\delta_{C_v} = 100 \cdot \sqrt{\frac{1 + 3 \cdot C_v^2}{2 \cdot (n-1)}} = 100 \cdot \sqrt{\frac{1 + 3 \cdot 0,28^2}{2 \cdot (50-1)}} = 11,2\%, \quad (2.3)$$

где n – число членов ряда максимальных расходов.

Коэффициент асимметрии ряда максимальных расходов определяется по формуле 2.4.

$$C_s = \frac{\Sigma(k-1)^3}{C_v^3 \cdot n} = \frac{0,804}{0,28^3 \cdot 50} = 0,74. \quad (2.4)$$

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента асимметрии ряда максимальных расходов определяется по формуле 2.5.

$$\begin{aligned} \delta_{C_s} &= 100 \cdot \frac{\sqrt{\frac{6 \cdot (1 + 6 \cdot C_v^2 + 5 \cdot C_v^4)}{n}}}{C_s} = \\ &= 100 \cdot \frac{\sqrt{\frac{6 \cdot (1 + 6 \cdot 0,28^2 + 5 \cdot 0,28^4)}{50}}}{0,74} = 57,2\%. \end{aligned} \quad (2.5)$$

2.1.3 Кривые обеспеченности расходов

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный и маловодный. В первом приближении можно считать, что к периоду половодья

относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу.

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, маловодный сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле 2.6.

$$P(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100 (\%), \quad (2.6)$$

где $P(m)$ – обеспеченность;

m – порядковый номер члена ряда расходов, ранжированного в убывающем порядке;

n – общее число членов ряда.

Результаты расчётов представлены в приложении Б, таблица Б.2.

Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного года принимаем равным 90%, средневодного – 50%.

Кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рисунке 2.1.

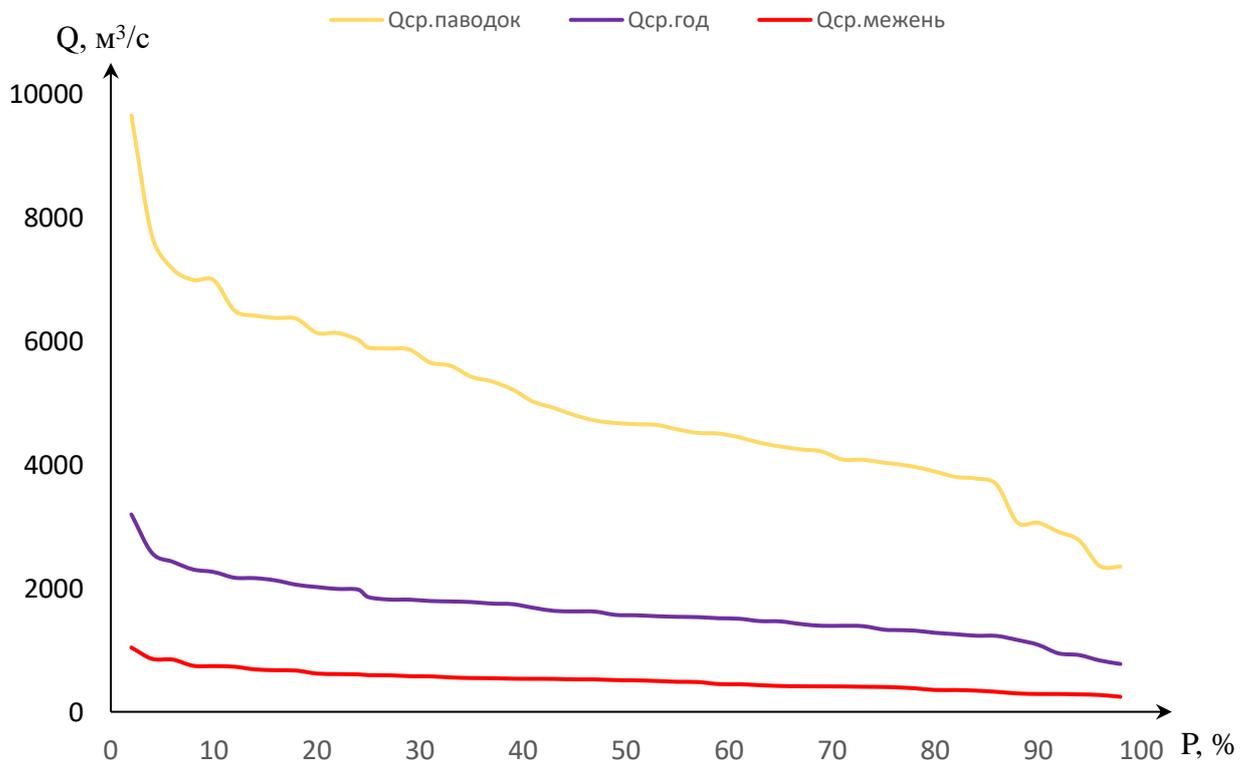


Рисунок 2.1 – Кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодья и межень

2.1.4 Выбор расчётного маловодного и средневодного года

Коэффициенты приведения по межени и половодью для расчётного маловодного года определяем по формулам 2.7 и 2.8.

$$K_M = \frac{Q_M}{Q_M^{1965}} = \frac{289}{288} = 1,00, \quad (2.7)$$

$$K_{II} = \frac{Q_{II}}{Q_{II}^{1965}} = \frac{3065}{3060} = 0,998, \quad (2.8)$$

В качестве расчётного маловодного года принимаем 1965 г.

Коэффициенты приведения по межени и половодью для расчётного средневодного года определяем по формулам 2.9 и 2.10.

$$K_M = \frac{Q_M}{Q_M^{1980}} = \frac{289}{288} = 1,00, \quad (2.9)$$

$$K_{II} = \frac{Q_{II}}{Q_{II}^{1980}} = \frac{3065}{3060} = 0,998, \quad (2.10)$$

В качестве расчётного средневодного года принимаем 1980 г.

Гидрографы для средневодного и маловодного года в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Q_{90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	79	94	102	111	451	685	3999	4269	2303	690	159	78
$Q_{50\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	69	118	145	156	1060	1380	4135	5840	4165	1353	204	84

Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года представлены на рисунке 2.2.

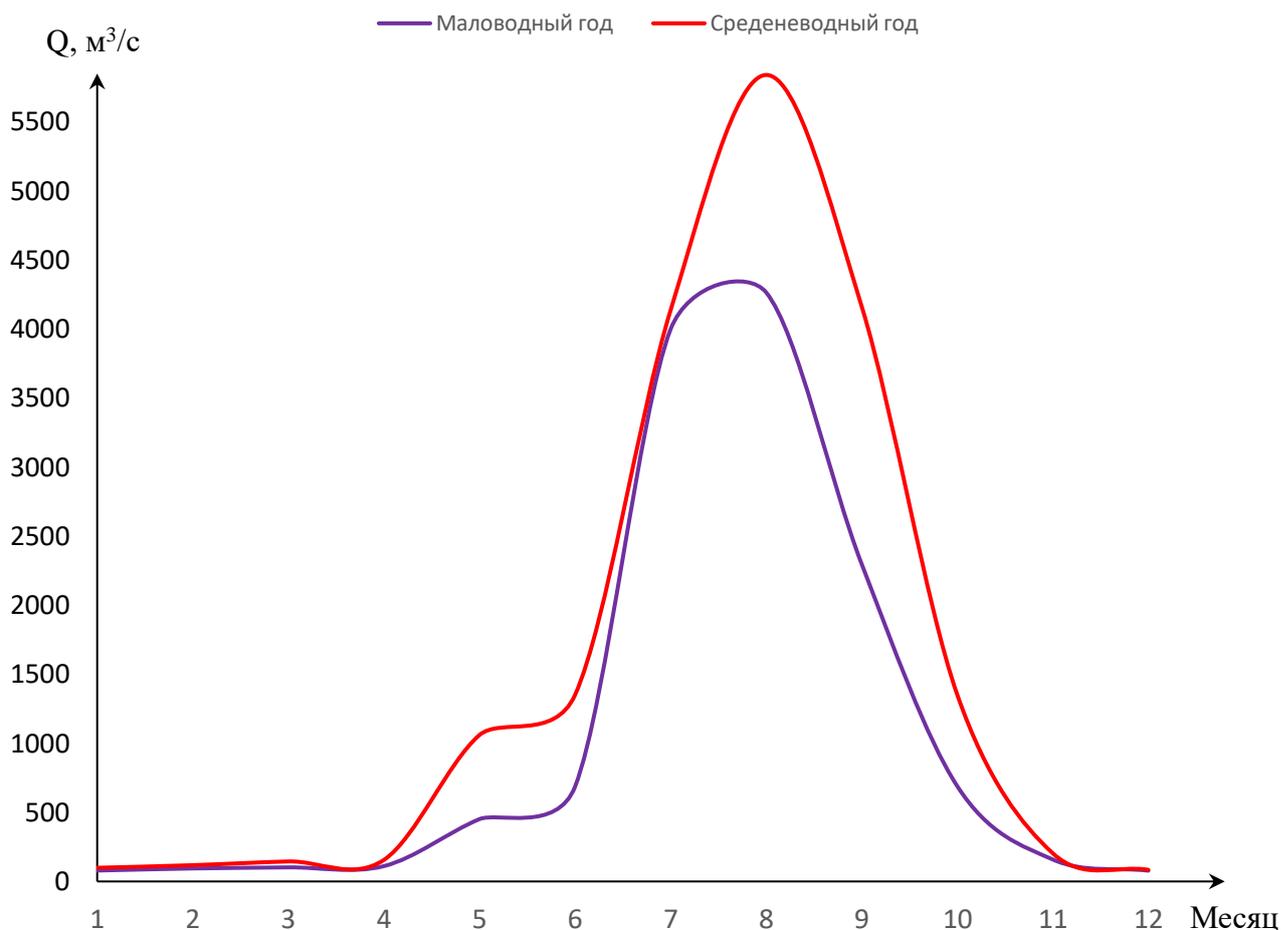


Рисунок 2.2 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

2.1.5 Определение типа регулирования

Объёмы, соответствующие отметкам НПУ и УМО, находятся по кривой связи объёмов и уровней верхнего бьефа (Рисунок 1.2).

Полезный объём водохранилища определяется по формуле 2.11.

$$V_{\text{полезный}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 30 - 15,9 = 14,1 \text{ км}^3. \quad (2.11)$$

Для расчёта необходимо знать тип регулирования водохранилища, для этого рассчитывается коэффициент зарегулированности стока по формуле 2.12.

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{W} = \frac{14,1}{51,8} = 0,27, \quad (2.12)$$

где $V_{\text{полезный}}$ – полезный объём водохранилища из формулы 2.11;
 $\bar{W}_{\text{многолетний}}$ – среднемноголетний сток через створ, формула 1.1.

Принимаем годовой тип регулирования.

2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов

2.2.1 Перераспределение стока маловодного года

Обладая расчётным гидрографом маловодного года, требованиями водохозяйственного комплекса и потерями воды из водохранилища, определим среднемесячные мощности Зейско-Амурской ГЭС.

Полезный бытовой расход определяем, как разность среднемесячного расхода маловодного года и потерь воды из водохранилища вычисляется по формуле 2.13.

$$Q_{п.б}^t = Q_{90\%}^t - Q_{п}^t - Q_{и}^t - Q_{ф}^t - Q_{л}^t, \quad (2.13)$$

где t – порядковый номер месяца;
 $Q_{90\%}^t$ – среднемесячный расход маловодного года (таблица 2.2);
 $Q_{п}^t, Q_{и}^t, Q_{ф}^t, Q_{л}^t$ – потери воды из водохранилища: потребление, испарение, фильтрация, льдообразование (таблица 2.1).

Напор на турбину определяется с учётом потерь, как разность отметки верхнего бьефа, которую принимаем равной НПУ гидроузла и отметки нижнего бьефа, определяемая по кривой связи.

Мощность, вырабатываемая станцией, определяется по формуле 2.14.

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t, \quad (2.14)$$

где k_N – коэффициент мощности;
 Q^t – расчётный расход (полезный бытовой расход из формулы 2.13 или расход ВХК);
 H^t – напор, соответствующий расчётному расходу.

Результаты расчётов приведены в приложении Б, таблица Б.3.

Перераспределение стока и определение среднемесячных мощностей работы станции отражено в приложении Б, рисунок Б.1.

За месяц сработки принимаем первый месяц после половодья, в котором полезный бытовой расход становится меньше требований водохозяйственного комплекса.

Намеченные среднемесячные мощности работы станции представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Среднемесячные мощности станции

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
P_t , МВт	366	283	179	267	304	248	392	751	437	368	325	383

2.2.2 Водно-энергетические расчёты по условию маловодного года

Основной задачей водно-энергетического расчёта (далее – ВЭР) является по известным расчётным гидрографам маловодного и средневодного года, требованиям водохозяйственного комплекса, годовому графику среднемесячных мощностей определить: гарантированные мощности для каждого месяца, минимальный уровень сработки водохранилища (т.е. уровня мёртвого объёма (далее – УМО)), среднесуточную выработку. Так же на основе ВЭР производится определение вытесняющей рабочей мощности и, как следствие, установленной мощности проектируемой станции.

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен $\nabla_{\text{НПУ}} = 200$ м и $V_{\text{н}} = 30$ км³.

Расход через турбины ГЭС определяем по формуле 2.15.

$$Q_{\text{ГЭС}}^t = Q_{\text{п.б}}^t - Q_{\text{вдх}}^t, \quad (2.15)$$

где $Q_{\text{п.б}}^t$ – по формуле (2.18);
 $Q_{\text{вдх}}^t$ – расход воды из водохранилища.

Величиной $Q_{\text{вдх}}^t$ варьируем для достижения нужной мощности. Причём если вода берётся из водохранилища – $Q_{\text{вдх}}^t$ имеет знак «минус».

Расход воды в НБ определяется суммой расхода воды через ГЭС и потерь воды из водохранилища на фильтрацию вычисляется по формуле 2.16

$$Q_{\text{НБ}}^t = Q_{\text{ГЭС}}^t + Q_{\text{ф}}^t. \quad (2.16)$$

Расход в нижний бьеф не может быть меньше расхода, заданного ВХК.

Для определения изменения объёма водохранилища воспользуемся формулой 2.17

$$\Delta V^t = Q_{\text{вдх}}^t \cdot t, \quad (2.17)$$

где t – число секунд в месяце равное 259200 с.

Отметка уровня воды в ВБ на конец месяца определяется исходя из известного объёма воды в водохранилище по кривой связи (рисунок 1.2).

Напор на турбине рассчитываем по формуле 2.18

$$H^t = z_{\text{ВБ.ср}}^t - z_{\text{НБ}}^t - \Delta h, \quad (2.18)$$

где $z_{\text{ВБ.ср}}^t$ – среднее значение отметки ВБ;
 $z_{\text{НБ}}^t$ – отметка НБ, соответствующая расходу в нижний бьеф;
 Δh – потери напора (из исходных данных).

Мощность станции определяем по формуле 2.19

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t, \quad (2.19)$$

где Q^t – принимаем равным расходу воды через турбины ГЭС, найденному по формуле 2.15;

H^t – напор на турбине, найденный по формуле 2.18.

Результаты сработки-наполнения водохранилища по условию маловодного года приведены в приложении Б, таблица Б.4.

Результатом сработки-наполнения являются:

– гарантированная мощность

$$N_{\text{гар}} = 293 \text{ МВт};$$

– уровень мёртвого объёма

$$\nabla_{\text{УМО}} = 191 \text{ м};$$

– полезный объём водохранилища

$$V_{\text{полезный}} = 14,1 \text{ км}^3;$$

– график сработки-наполнения водохранилища представленный на рисунке 2.3.

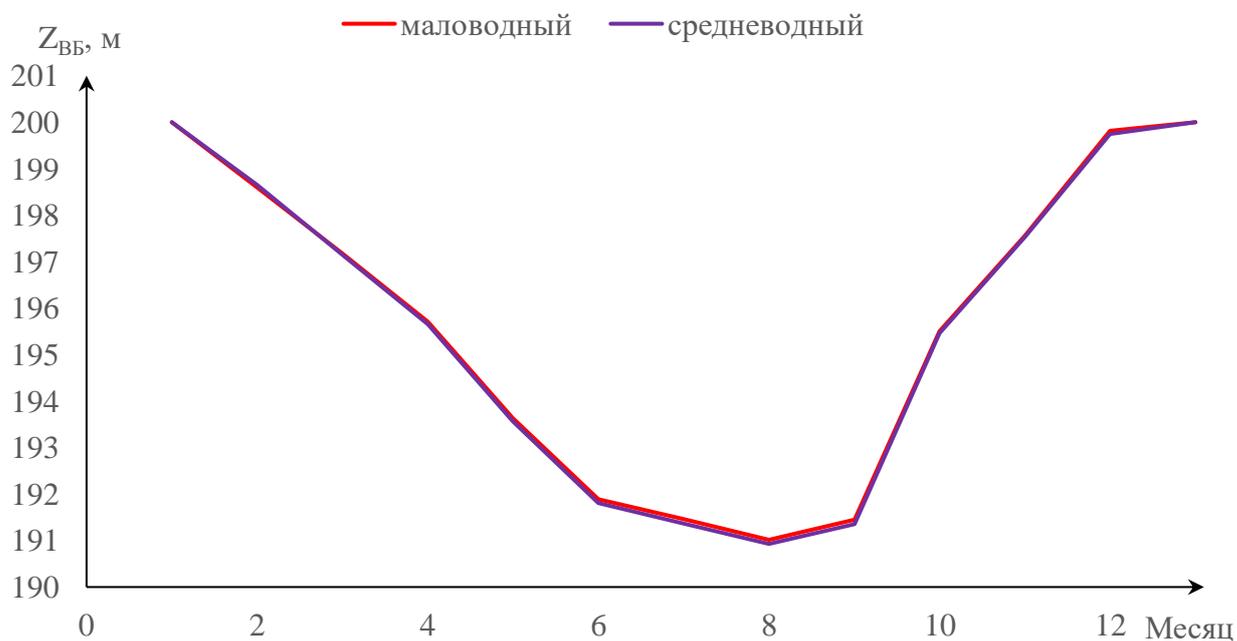


Рисунок 2.3 – График сработки и наполнения водохранилища

2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС

Учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 2 %, аварийный резерв составляет 8%. Нагрузочный резерв расположен на существующих и на проектируемой ГЭС, поэтому аварийный будет размещен на ТЭС.

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. когда на ГЭС имеется свободная мощность. Установленная мощность проектируемой станции составит:

$$N_{\text{уст}} = 301 \text{ МВт.}$$

2.2.4 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года

Производится по тем формулам, что и ВЭР по условию маловодного года.

Сработку-наполнение средневодного года производим двумя способами:

1. Работа ГЭС с мощностями, принятыми в маловодном году.
2. Работа ГЭС по режиму уровня в расчетном маловодном году.

За конечный вариант принимаем второй способ, в котором среднегодовая выработка электроэнергии больше.

$$Э_{\text{ср.многолетняя}} = 2,191 \text{ млрд кВт} \cdot \text{ч.}$$

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

Для выбора основного энергетического оборудования необходимо знать допустимые режимы работы, проектируемой ГЭС. Необходимо определить область допустимой работы, проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов.

Построение этих характеристик выполняется по следующему выражению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = \nabla ВБ(V_{сраб}) - z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

где $\nabla ВБ(V_{сраб})$ – отметка уровня воды в верхнем бьефе, которая изменяется в зависимости от объема сработки от НПУ до УМО.

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

Δh – потери напора в подводящих сооружениях, $\Delta h = 0,4$

Для верхней границы $\nabla ВБ = \nabla НПУ = 200$ м, для линии расчетного напора $\nabla ВБ = \nabla ВБ_p = 195,3$ м, для нижней границы $\nabla ВБ = \nabla УМО = 191$ м;

Определение ограничения работы турбин:

- ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением 3.2.

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

где k_N – коэффициент мощности.

- ограничение по пропускной способности ГЭС, которую до выбора турбинного оборудования строим по зависимости 3.3.

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

где $Q_{ГЭС}^{max}$ – максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе гидроэлектростанции при расчетном напоре (Рисунок 3.1).

Результаты расчета сведены в таблицу 3.1

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

Кривые связи нижнего бьефа для летних и зимних условий			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности ГЭС		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q, \text{м}^3/\text{с}$	$Z_{\text{НБЛ}}, \text{м}$	$Z_{\text{НБЗ}}, \text{м}$	$H_{\text{нпу}}, \text{м}$	$H_{\text{умо}}, \text{м}$	$H_{\text{звб1(р)}}, \text{м}$	$H, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$	$H, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$
0	160,0	160,0	39,7	30,7	35	31,0	1906,2	27	2200
100	161,6	161,9	37,8	28,8	33,1	29,9	1976,3	24,7	2060
200	162,9	163,5	36,2	27,2	31,6	28,8	2051,8	23,4	1970
300	164,0	164,6	35,1	26,1	30,4	27,7	2133,2	22,1	1880
400	164,8	165,6	34,1	25,1	29,4	26,6	2221,5	20,8	1780
500	165,6	166,3	33,4	24,4	28,7	25,5	2317,3	19,5	1680
600	166,2	166,9	32,8	23,8	28,2				
700	166,6	167,3	32,4	23,4	27,7				
800	167,0	167,7	32,0	23,0	27,4				
900	167,4	168,0	31,7	22,7	27,1				
1000	167,7	168,2	31,5	22,5	26,8				
1100	167,9	168,4	31,3	22,3	26,6				
1200	168,1	168,6	31,1	22,1	26,4				
1300	168,3	168,8	30,9	21,9	26,2				
1400	168,5	169,0	30,7	21,7	26,1				
1500	168,6	169,1	30,6	21,6	25,9				
1600	168,8	169,3	30,4	21,4	25,8				
1700	168,9	169,4	30,3	21,3	25,6				
1800	169	169,5	30,2	21,2	25,5				
1900	169,2	169,6	30,1	21,1	25,4				
2000	169,3	169,7	30,0	21,0	25,3				
2100	169,4	169,8	29,9	20,9	25,2				
2200	169,5	169,9	29,8	20,8	25,1				
2300	169,6	170,0	29,7	20,7	25,1				
2400	169,7	170,0	29,7	20,7	25,0				
2500	169,7	170,1	29,6	20,6	24,9				
2600	169,8	170,1	29,6	20,6	24,9				

По полученным значениям построено режимное поле с учетом ограничений по мощности и пропускной способности, которое изображено на рисунке 3.1

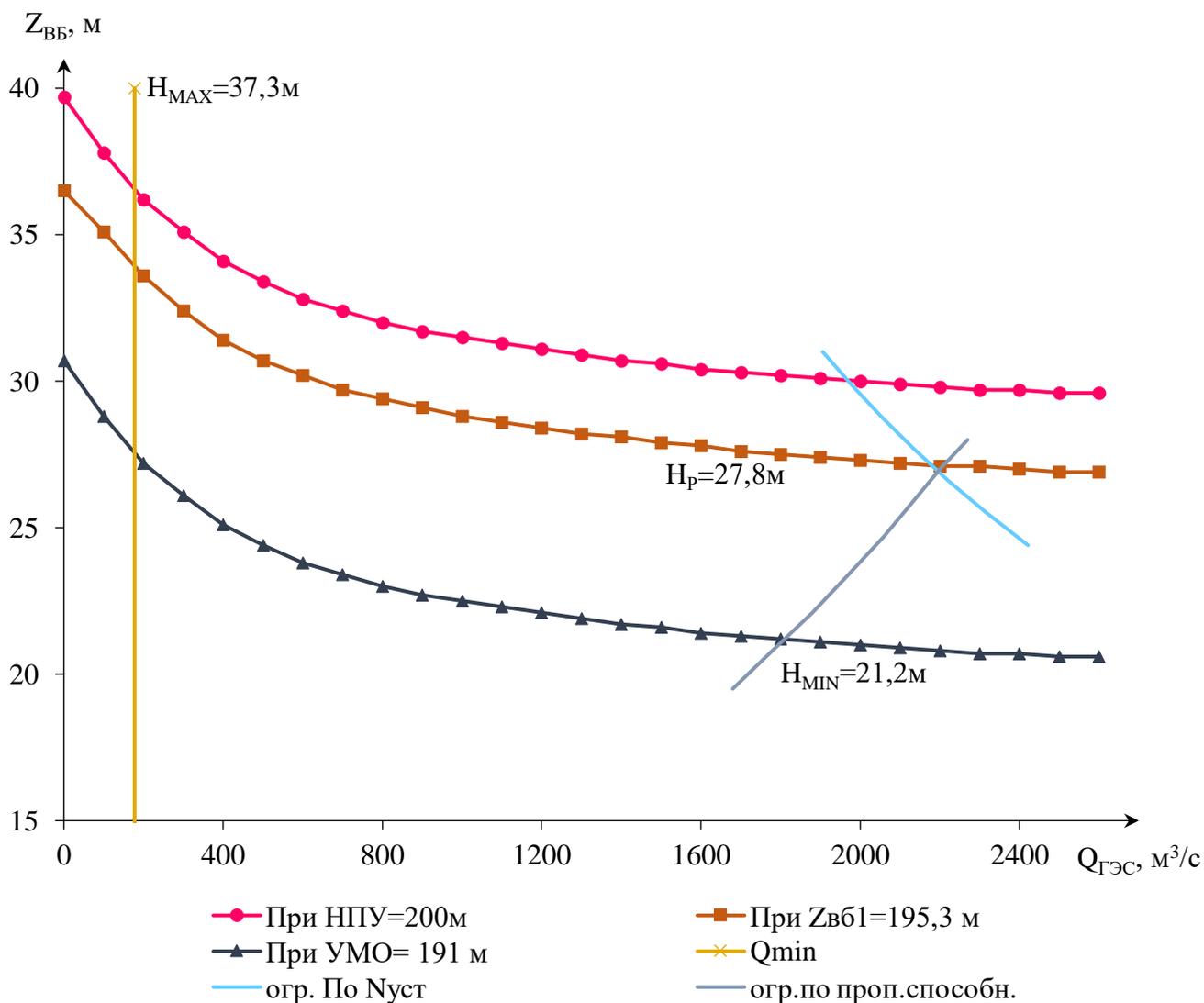


Рисунок 3.1 – Режимное поле проектируемой станции

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

С помощью режимного поля были определены величины:

- расчетный напор $H_p = 27,8$ м;
- минимальный напор $H_{min} = 21,2$ м;
- максимальный напор $H_{max} = 37,3$ м;
- максимальный расход $Q_{max} = 2190 \text{ м}^3/\text{с}$;

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

1. Значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного;

2. Отношение $H_{\min}/H_{\max} = 21,2/40 = 0,53$. должно быть не меньше справочных данных.

3. Максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбин должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

Диапазону напоров соответствуют ПЛ40а-В и ПЛ40б-В

Параметры гидротурбин ПЛ40а - В и ПЛ40б - В представлены в таблице 3.2

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		ПЛ40а – В	ПЛ40б – В
Наименование	Обозначение		
Максимальный напор гидротурбины	H_{\max} , м	40	40
Диапазон регулирования	H_{\min}/H_{\max}	0,50	0,50
Оптимальная прив. частота вращения	n'_{10} , мин ⁻¹	125	123
Оптимальный приведенный расход	Q'_{10} , л/с	1020	1150
Оптимальный КПД модели	$\eta_{м0}$	0,913	0,904
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1\max}$, л/с	1800	1700
Коэффициент кавитации	σ при $Q'_{1\max}$	0,65	0,65
Приведенный диаметр РК	$D_{1м}$, м	0,46	0,46
Напор модельной турбины	$H_{м}$, м	4,0	12, 0
Температура воды при испытании	$t_{м}$, °С	10,0	20,0

На главной универсальной характеристике турбины ПЛ 40а – В намечаем расчётную точку P_1 , предварительно проведя линию n'_{1opt} через оптимум КПД. Приведенный расход воды в расчётной точке $Q'_{1р} = 1,70$ м³/с. Так же намечаем расчётную точку для ПЛ 40б – В, приведённый расход $Q'_{1р} = 1,62$ м³/с.

КПД натурной турбины определим по формуле 3.4.

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_P^N}} \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_M}} \right) \quad (3.4)$$

где η_M – коэффициент полезного действия модельной гидротурбины в расчетной точке;

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям;
 $D_{1м}$ – диаметр модельной гидротурбины;
 D_1 – диаметр натурной гидротурбины, по справочным данным;
 H_m – напор на модельной гидротурбине;

H_p – расчётный напор натурной гидротурбины;
 ν_H – кинематический коэффициент вязкости воды натурной гидротурбины;
 ν_M – кинематический коэффициент вязкости воды модельной турбины.

Для выбранных типов гидротурбин $\varepsilon = 0,75$. Кинематический коэффициент вязкости зависит от температуры воды при испытаниях и определяется по справочным данным.

Средняя температура реки Зея - $t_H = 5(^\circ\text{C})$, по справочным данным
 $\nu_H = 1,51 \cdot 10^6 \text{ (М}^2/\text{с)}$.

Мощность одного агрегата определяем по формуле 3.5.

$$N_a^* = 9,81 \cdot D_1^2 \cdot Q_1' \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.5)$$

где Q_1' – приведенный расход в расчетной точке;
 η_G – средний коэффициент полезного действия генератора
 (предварительно принимаем $\eta_G = 0,97$).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле 3.6:

$$Z_a = \frac{N_{уст}}{N_a}, \quad (3.6)$$

где $N_{уст} = 301 \text{ МВт}$ – расчетная установленная мощность.

Расчитанное число агрегатов округляется в большую сторону.

Уточняется мощность агрегата по формуле 3.7.

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

Синхронная частота вращения определяется по формуле 3.8.

$$n_c^* = \frac{n_p' \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.8)$$

где n_p' – приведенная частота в расчётной точке на ГУХ;

$\Delta p = \frac{\eta_r}{\eta_m}$ поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре.

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения по известному стандартному ряду.

Приведенные частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины H_{max} , H_p и H_{min} , находятся по следующим формулам 3.9 – 3.11.

$$n'_{I_{max}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta p}}; \quad (3.9)$$

$$n'_{I_p} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta p}}, \quad (3.10)$$

$$n'_{I_{min}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta p}}. \quad (3.11)$$

На главной универсальной характеристике проводим линии n'_{max} , n'_p , n'_{min} . Определяем окончательно положение расчетной точки. Для этого на универсальной характеристике на линии n'_p подбираем такое сочетание, чтобы выполнялось равенство из формулы 3.12.

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_r}. \quad (3.12)$$

Правая часть уравнения является константой при всех известных его параметрах, а левая часть определяется подбором такой точки на линии n'_{I_p} , чтобы произведение $Q'_I \cdot \eta_T$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Для полученной окончательного значения расчетной точки строим линию ограничения по установленной мощности генератора. Для этого на линии $n'_{I_{min}}$ соответствующей напору H_{max} , аналогичным образом, подставив в уравнение (3.12) вместо расчетного напора максимальный напор.

Линию ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитаем в координату универсальной характеристики для двух значений напора H_{max} и H_{min} по формулам 3.13 и 3.14.

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{max}}} \quad (3.13)$$

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{min}}} \quad (3.14)$$

3.2 Гидротурбины и их проточная часть

3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения бескавитационной работы

Отметка рабочего колеса находится по формуле 3.15.

$$\nabla Z_{P.K} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s, \quad (3.15)$$

Где $Z_{нб}(Q_{нб})$ – отметка уровня воды в НБ при $Q_{нб}$

H_s – высота отсасывания для различных режимов работы.

Высота отсасывания рассчитывается для трех наиболее опасных, с точки зрения кавитации, случаев, то есть требующими наибольшего заглубления рабочего колеса:

- работа одного агрегата при установленной мощности при максимальном напоре;
- работа одного агрегата с установленной мощностью при минимальном напоре;
- работа одного агрегата с установленной мощностью при расчетном напоре

Высоту отсасывания определим по формуле 3.16.

$$H_s = B - \frac{\nabla Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + \Delta Z_{x.пл}, \quad (3.16)$$

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

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

1,5 - коэффициент запаса по кавитации при переходе от модельной гидротурбины к натурной;

σ - коэффициент кавитации, определяемый по универсальной характеристике для расчетных условий;

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

Прежде чем найти высоту отсасывания необходимо определить расход одного агрегата при различных его режимах работы по формуле 3.17.

$$Q = Q \cdot D^2 \cdot Z_a \cdot \sqrt{\nabla p \cdot H} \quad (3.17)$$

где Q - расход при различных частотах вращения в точке на ГУХ.

D^2 - диаметр натурной турбины.

Z_a - число одного агрегата;

$\Delta p = \frac{\eta_T}{\eta_M}$ - поправка на приведенную частоту вращения при переходе от модели к натуре.

H -напор (максимальный, минимальный, расчетный)

Полученные результаты представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	$D_1, \text{м}$	$n_c, \text{об/мин}$	$N_a, \text{МВт}$	$H_{s1}, \text{м}$	$H_{s2}, \text{м}$	$H_{s3}, \text{м}$	$Z_{pk}, \text{м}$	σ	η_{PT}
ПЛ 40а - В	6,00	115,4	75,25	-4,28	-8,31	-1,42	155,89	0,61	0,890
ПЛ 40а - В	7,10	100,0	100,35	-3,22	-6,92	0,86	158,14	0,56	0,900
ПЛ 40б - В	6,00	115,4	75,25	-3,54	-7,75	-1,05	156,14	0,59	0,890
ПЛ 40б - В	7,50	90,9	100,35	-0,05	-3,31	1,56	161,78	0,43	0,901

Из подходящих вариантов выбрана турбина ПЛ40б-В-600.

Турбина является оптимальным вариантом по совокупности показателей:

-наименьший диаметр рабочего колеса по сравнению с конкурентной турбиной (Экономия на материале)

-удовлетворяющая условию высота отсасывания (экономия на проведении земляных работ);

-высокое значение КПД в оптимальном режиме и в расчётной точке;

-оптимум КПД на главной универсальной характеристике располагается между линиями n'_{Ip} и n'_{min} .

-кавитационный коэффициент наименьший по сравнению с конкурентной турбиной (Продление срока службы рабочего колеса).

Дальнейший расчёт ведётся для гидравлической турбины ПЛ40б-В-600. Её рабочая зона представлена в приложении В на рисунке В.1.

3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора

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

Номинальная мощность гидрогенератора определяется по формуле 3.18

$$S_{\text{НОМ}} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{75,25}{0,8} = 94,06 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.18)$$

где $\cos\varphi$ - коэффициент мощности генератора, предварительно принимаемый $\cos\varphi = 0,8 \div 0,95$

Число полюсов генератора определяем по формуле 3.19.

$$p = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{115,4} = 52; \quad (3.19)$$

По полученным данным подбираем серийный гидравлический генератор типа СВ-1070/145-52. Его номинальные данные представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-1070/145-52

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{НОМ}}$	МВА	100
Номинальная активная мощность	$P_{\text{НОМ}}$	МВт	80
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,8
Номинальное напряжение	$U_{\text{НОМ}}$	кВ	13,8
Номинальный ток	$I_{\text{НОМ}}$	кА	4,19
Номинальная частота вращения	$n_{\text{НОМ}}$	об/мин	115,4
Сверхпереходное сопротивление	X_d''	о.е.	0,22
Система возбуждения	Тиристорная независимая (В и ПВ)		
Исполнение	Зонтичное		

3.4. Выбор вспомогательного оборудования

По номограмме для турбины ПЛ40б-В-600 определим тип МНУ:

МНУ 10/1 – 40 – 12,5 – 2

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 10 м³, состоящим из одного сосуда на давление 4 МПа, с гидроаккумулятором ГА10/1 – 40, имеющим маслонасосный агрегат МА12,5–2 вместимостью бака 12,5 м³ с двумя насосами. Так как турбина поворотной-лопастной, то выбирается, согласно справочным данным, электрогидравлический регулятор типа ЭГРК-100-4.

В машинном зале принимаем к установке 2 полукозловых крана г/п 200 т. В качестве подъёмного механизма для плоских затворов отсасывающей трубы принимаем козловой кран г/п 50 т, а для подъема сороудерживающих решёток, затворов турбинных водоводов принимаем козловой кран г/п 100 т.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

При проектировании электрической станции, одним из самых ответственных этапов является выбор главной схемы электрических соединений, ведь от этого зависит надежность работы станции, экономичность, удобство и безопасность эксплуатации, а также возможность дальнейшего расширения.

Выдачу мощности Зейско-Амурской ГЭС в энергосистему востока будут обеспечивать ЛЭП, соединяющие ГЭС с подстанцией в г. Зея.

При проектировании схемы, первым делом уточняется тип энергоблока. Структурные схемы представлены ниже на рисунках 4.1 и 4.2.

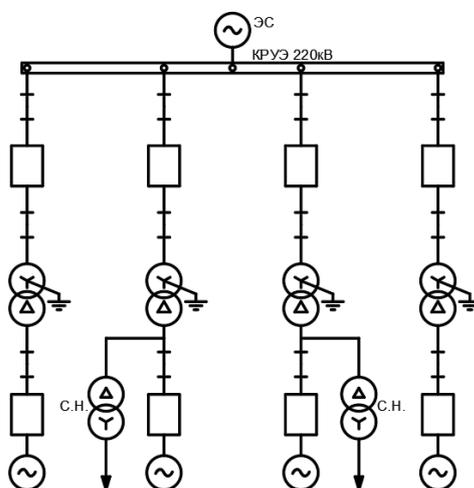


Рисунок 4.1 – Структурная схема одиночного блока

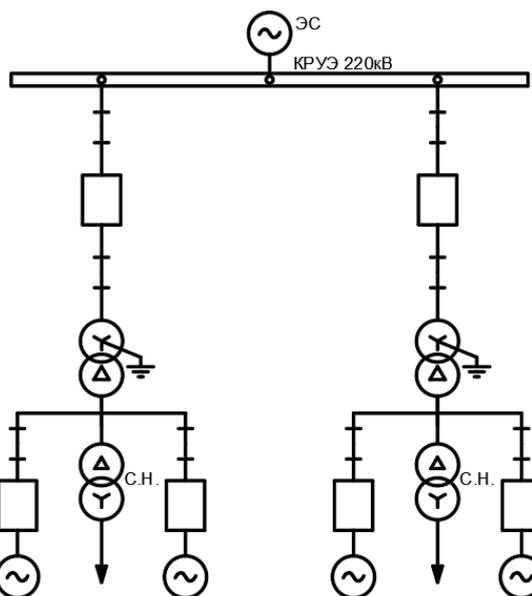


Рисунок 4.2 – Структурная схема укрупненного блока

4.2 Выбор блочных трансформаторов

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

Трансформатор должен обеспечить выдачу мощности блока в сеть без учета мощности, расходуемой на общестанционные и агрегатные нужды.

Рассчитаем мощность трансформатора для схемы с одиночным блоком по формуле 4.1. По полученному значению, учитывая работу трансформатора с недогрузом, в каталоге ООО «Тольяттинский трансформатор» выбираем подходящий вариант.

$$S_{т.б.} = \frac{P_{Г\text{ ном}} - P_{с.н.}}{\cos \varphi} = \frac{80 - (80 \cdot 4 \cdot 0,01)}{0,80} = 96 \text{ МВА}, \quad (4.1)$$

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

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

Из представленного каталога выбираем наиболее подходящий трансформатор типа ТДЦ-125000/220-У1. Его паспортные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Параметры трансформатора ТДЦ-125000/220-У1

$S_{\text{ном}}, \text{ МВА}$	$U_{\text{ВН}}, \text{ кВ}$	$U_{\text{НН}}, \text{ кВ}$	$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{ кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{ кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
125	242	13,8	11	380	90	0,55

Мощность трансформатора в схеме с укрупненным блоком рассчитаем по формуле 4.2.

$$S_{т.б.} = \frac{2 \cdot P_{Г\text{ ном}} - P_{с.н.}}{\cos \varphi} = \frac{2 \cdot 80 - (80 \cdot 4 \cdot 0,01)}{0,80} = 196 \text{ МВА}. \quad (4.2)$$

Снова обращаемся к каталогу ООО «Тольяттинский трансформатор» и выбираем оттуда трансформатор типа ТДЦ-250000/220-У1, паспортные данные которого занесены в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Параметры трансформатора ТДЦ-250000/220-У1

$S_{\text{ном}}, \text{ МВА}$	$U_{\text{ВН}}, \text{ кВ}$	$U_{\text{НН}}, \text{ кВ}$	$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{ кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{ кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
250	242	13,8	11	600	150	0,5

4.3 Выбор синхронного генератора

Выбор гидрогенератора осуществляется по расчетному значению номинальной мощности и синхронной частоте гидравлической турбины. Исходя из справочных данных, подходит тип СВ-1070/145-52. Параметры этого генератора приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Параметры гидрогенератора СВ-1070/145-52

$S_{НОМ}$, МВА	$P_{НОМ}$, МВт	$\cos \varphi$	$U_{НОМ}$, кВ	$I_{НОМ}$, кА	x_d''	x_d'	x_d	η
100	80	0,8	13,8	4,19	0,22	0,34	1,1	0,976

4.4 Выбор трансформаторов собственных нужд

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет 1% от мощности всех установленных генераторов, рассчитывается по формуле 4.3.

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot 4 \cdot S_{Г\text{ ном}} = 0,01 \cdot 4 \cdot 100 = 4000 \text{ кВА} . \quad (4.3)$$

В электронном каталоге электротехнической компании «СлавЭнерго» выбираем трансформатор типа ТСЗ-4000/13,8-У3 в количестве 2 экземпляров с представленными паспортными данными в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Параметры трансформатора ТСЗ-4000/13,8-У3

$S_{НОМ}$, кВА	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_{xx} , кВт	I_x , %
4000	13,8	6,3	7	33	6,3	0,6

Также из каталога ООО «Тольяттинский трансформатор» выбираем резервный трансформатор ТМ-4000/35-У1, соединяющий подстанцию в поселке Юбилейный с ГЭС воздушной линией напряжением 35 кВ. Паспортные данные этого трансформатора представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Параметры трансформатора ТМ-4000/35-У1

$S_{НОМ}$, кВА	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_{xx} , кВт	I_x , %
4000	35	6,3	7,5	33,5	5,3	0,9

4.5 Расчёт параметров отходящих воздушных линий

После выбора основного оборудования, следует решить вопрос связи электрической станции с энергосистемой. Для этого определяем количество отходящих от станции воздушных линий по формуле 4.4.

$$n_w = \frac{4 \cdot S_{\Gamma \text{ ном}} - S_{\text{с.н.}}}{P_{\text{пред.}} \cdot \frac{k}{\cos \varphi}} + 1 = \frac{4 \cdot 100 - 4}{135 \cdot \frac{1,2}{0,8}} + 1 = 3, \quad (4.4)$$

где $P_{\text{пред.}} = 135$ – предельная активная мощность линии 220 кВ, МВт;
 $k = 1,2$ – коэффициент приведения для ВЛ 220 кВ.

Далее рассчитаем рабочий ток, проходящий через одну линию по формуле 4.5.

$$I_{\text{раб.}} = \frac{4 \cdot S_{\Gamma \text{ ном}} - S_{\text{с.н.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}} \cdot n_w} = \frac{4 \cdot 100 - 4}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 3} = 347 \text{ А}. \quad (4.5)$$

Используя рабочий ток, вычислим ток расчетный по формуле 4.6.

$$I_{\text{расч.}} = \alpha_t \cdot \alpha_i \cdot 347 = 1,05 \cdot 1 \cdot 347 = 364 \text{ А}, \quad (4.6)$$

где $\alpha_t = 1,05$ – коэффициент, учитывающий число часов максимальной нагрузки;

$\alpha_i = 1$ – коэффициент, учитывающий этапность строительства.

По величине расчетного тока выбираем провод типа АС-330/43, паспортные данные которого представлены в таблице 4.6

Таблица 4.6 – Паспортные данные провода АС-330/43

Сеч. жилы, мм	Сеч. сердечника, мм	$r_{0.уд.}$, Ом/км	$X_{0.уд.}$, Ом/км	$I_{\text{доп.}}$, А
330	43	0,087	0,31	690

Проверим провод на нагрев при отключении одной линии по формуле 4.7.

$$I_{\text{п.ав.}} = \frac{4 \cdot S_{\Gamma \text{ ном}} - S_{\text{с.н.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}} \cdot (n_w - 1)} = \frac{4 \cdot 100 - 4}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} = 520 \text{ А}. \quad (4.7)$$

Т.к. $I_{\text{п.ав.}} < I_{\text{доп.}}$, окончательно принимаем выбранный тип провода.

4.6 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчета

4.6.1 Расчёт затрат на схему с одиночным блоком

Выполним расчет стоимости КРУЭ по формуле 4.8.

$$K_{\text{крузэ1}} = k_{\text{ст}} \cdot n_{\text{в}} \cdot k_{\text{яч}} = 2,1 \cdot 8 \cdot 17800 = 299040 \text{ тыс. руб.}, \quad (4.8)$$

где $k_{\text{ст}} = 2,1$ – справочный коэффициент стоимости;
 $n_{\text{в}} = 8$ – количество выключателей в схеме.

Далее рассчитаем полную стоимость схемы с одиночными блоками по формуле 4.9.

$$K = n_{\text{тр}} \cdot K_{\text{тр}} + n_{\text{тсн}} \cdot K_{\text{тсн}} + K_{\text{крузэ1}}, \quad (4.9)$$

где $n_{\text{тр}} = 4$ – количество блочных трансформаторов в схеме;
 $n_{\text{тсн}} = 2$ – количество трансформаторов собственных нужд.

$$K = 4 \cdot 75000 + 2 \cdot 2690 + 299040 = 604420 \text{ тыс. руб.}$$

Время наибольших потерь для графика с выраженным максимумом вычислим по формуле 4.10.

$$\begin{aligned} \tau &= 8760 \cdot \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4} \right) = 8760 \cdot \left(0,124 + \frac{4000}{10^4} \right) = \\ &= 4590 \text{ ч}, \end{aligned} \quad (4.10)$$

где $T_{\text{max}} = 4000$ – время использования максимальной нагрузки.

Потери электрической энергии в линиях и трансформаторах рассчитаем по формуле 4.11.

$$\Delta A = \left(\frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{тр}}} \cdot \tau + n_{\text{тр}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot 8760 \right) + \frac{1}{n_{\text{л}}} \left(\frac{S_{\text{крузэ}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot r_{\text{о.уд.}} \cdot L_{\text{вл}} \cdot \tau, \quad (4.11)$$

где $r_{\text{о.уд.}} = 0,087$ – удельное сопротивление линии, Ом/км.

$$\Delta A = (95 \cdot 4590 + 360 \cdot 8760) + \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{396}{220} \right)^2 \cdot 6,7 \cdot 4590 = 3622820 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Издержки посчитаем по формуле 4.12.

$$И = \Delta A \cdot Y_0 = 3622820 \cdot 2,61 = 9456 \text{ тыс. руб.}, \quad (4.12)$$

где $Y_0 = 2,61$ – одноставочный тариф на электроэнергию в Амурской области.

В заключение рассчитаем приведенные затраты использования схемы по формуле 4.13.

$$З = К \cdot E_n + И = 0,15 \cdot 604420 + 9456 = 100119 \text{ тыс. руб.}, \quad (4.13)$$

где $E_n = 0,15$ – коэффициент сравнительной эффективности электроэнергетики, принятый согласно приказу Минстроя №209 15.09.92.

4.6.2 Расчёт затрат на схему с укрупнённым блоком

Вычислим стоимость распределительного устройства (формула 4.8):

$$K_{\text{круз2}} = k_{\text{ст}} \cdot n_{\text{в}} \cdot k_{\text{яч}} = 2,1 \cdot 7 \cdot 17800 = 261660 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитаем полную стоимость (формула 4.9):

$$K = 2 \cdot 160000 + 2 \cdot 2690 + 261660 = 587040 \text{ тыс. руб.}$$

Потери электроэнергии в линиях и трансформаторах (формула 4.11):

$$\Delta A = (300 \cdot 4590 + 300 \cdot 8760) + \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{396}{220}\right)^2 \cdot 6,7 \cdot 4590 = \\ = 4038170 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Вычислим издержки (формула 4.12):

$$И = \Delta A \cdot U_0 = 4038170 \cdot 2,61 = 10540 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитываем финансовые затраты (формула 4.13):

$$З = К \cdot E_n + И = 0,15 \cdot 587040 + 10540 = 98596 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость КРУЭ при использовании схемы с одиночными блоками превышает стоимость использования укрупненных блоков всего на 2%, что позволяет выбрать первый вариант. Также, это решение позволяет рационально зарезервировать мощность станции. И в случае потери одного блока, большая часть мощности ГЭС все еще останется доступной, в связи с чем окончательно выбираем схему с одиночными блоками.

Руководствуясь для выбора схемы рекомендациями «по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств 35-750 кВ», выбираем схему с одной секционированной системой сборных шин.

Данная схема распределительного устройства позволяет подключить 3 отходящих воздушных линии и 4 одиночных блока, а также подходит для

работы под напряжением 220 кВ. Является лучшей схемой с экономической и технической точки зрения совместно с использованием современных элегазовых выключателей с пружинным приводом.

Выбранная схема КРУЭ – 220 кВ представлена на рисунке 4.3.

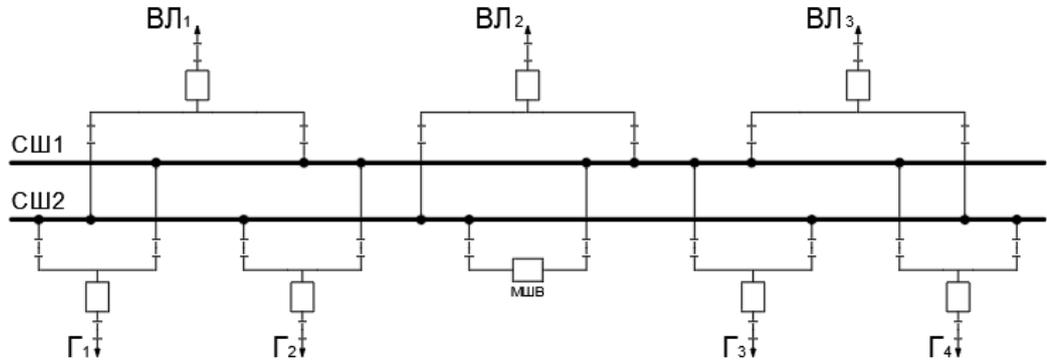


Рисунок 4.3 – Схема РУВН 220 кВ с одной секционированной системой сборных шин

4.7 Расчёт токов короткого замыкания

Определим сопротивление синхронных генераторов по формулам 4.14 и 4.15.

$$X_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{61}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,22 \cdot \frac{13,8^2}{100} = 0,42 \text{ Ом.} \quad (4.14)$$

$$R_{\Gamma} = \frac{X_{\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,42}{0,045 \cdot 314} = 0,03 \text{ Ом.} \quad (4.15)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов определим по формуле 4.16.

$$E_{\Gamma} = E''_{\Gamma} \cdot U_{61} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,59 \text{ кВ,} \quad (4.16)$$

где $E''_{\Gamma} = 1,13$ – среднее значение сверхпереходных ЭДС, о.е.

Сопротивление силовых трансформаторов определяем по формулам 4.17 и 4.18.

$$X_{\text{T}} = \frac{u_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{U_{62}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{230^2}{125} = 46,6 \text{ Ом.} \quad (4.17)$$

$$R_{\text{T}} = \Delta P_{\text{к}} \cdot \frac{U_{62}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = 380 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{230^2}{125^2} = 1,3 \text{ Ом.} \quad (4.18)$$

Коэффициент трансформации силовых трансформаторов определяем по формуле 4.19.

$$k_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{13,8}{230} = 0,06. \quad (4.19)$$

Определим сопротивление воздушных линий по формулам 4.20 и 4.21.

$$X_{\text{ВЛ}} = \frac{r_{\text{о.уд.}} \cdot L_{\text{ВЛ}}}{n_{\text{л}}} = \frac{0,31 \cdot 77}{3} = 7,9 \text{ Ом}. \quad (4.20)$$

$$R_{\text{ВЛ}} = \frac{r_{\text{о.уд.}} \cdot L_{\text{ВЛ}}}{n_{\text{л}}} = \frac{0,087 \cdot 77}{3} = 2,2 \text{ Ом}. \quad (4.21)$$

Сопротивление энергосистемы определим по формулам 4.22 - 4.24.

$$X_{\text{с}} = \frac{U_{\text{б2}}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{230^2}{150} = 352,7 \text{ Ом}. \quad (4.22)$$

$$R_{\text{с}} = \frac{X_{\text{с}}}{T_{\text{а.с}} \cdot \omega} = \frac{352,7}{0,035 \cdot 314} = 32,1 \text{ Ом}. \quad (4.23)$$

$$E_{\text{с}} = E''_{\text{с}} \cdot U_{\text{б2}} = 1 \cdot 230 = 230 \text{ кВ}, \quad (4.24)$$

где $E''_{\text{с}} = 1,13$ – среднее значение сверхпереходных ЭДС ЭЭС, о.е.

Выполним расчеты токов короткого замыкания в программно-вычислительном комплексе RastrWin. Схема замещения для короткозамкнутой цепи представлена на рисунке 4.4.

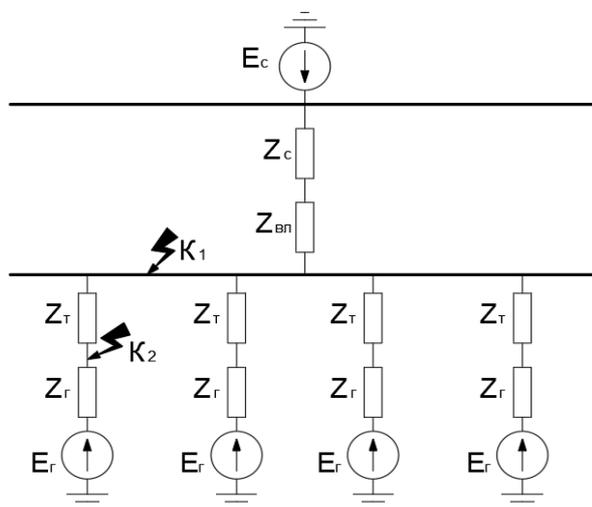


Рисунок 4.4 – Схема для расчета в ПВК RastrWin

Параметры сети представлены в таблицах 4.7 – 4.9.

Таблица 4.7 – Исходные данные по узлам

Тип	Номер	Название	$U_{НОМ}$, кВ
зак	1	Генератор 1	13,8
зак	2	Генератор 2	13,8
зак	3	Генератор 3	13,8
зак	4	Генератор 4	13,8
у	5	Блок 1	13,8
у	6	Блок 2	13,8
у	7	Блок 3	13,8
у	8	Блок 4	13,8
у	9	КРУЭ	242
у	10	Энергосистема	230

Таблица 4.8 – Исходные данные по ветвям

Тип	$N_{нач}$	$N_{кон}$	R	X	$k_{тр}$	$r_{о.уд.}$	$x_{о.уд.}$
Выключатель	1	5	-	-	-	-	-
Выключатель	2	6	-	-	-	-	-
Выключатель	3	7	-	-	-	-	-
Выключатель	4	8	-	-	-	-	-
Трансформатор	5	9	1,3	46,6	0,06	-	-
Трансформатор	6	9	1,3	46,6	0,06	-	-
Трансформатор	7	9	1,3	46,6	0,06	-	-
Трансформатор	8	9	1,3	46,6	0,06	-	-
Воздушные линии	9	10	2,2	7,9	-	0,087	0,31

Таблица 4.9 – Исходные данные по источникам ЭДС

Название	№ узла	R_1	X_1	R_1	X_1	R_1	X_1	E
Генератор 1	1	0,03	0,42	0,03	0,42	0,03	0,42	15,59
Генератор 2	2	0,03	0,42	0,03	0,42	0,03	0,42	15,59
Генератор 3	3	0,03	0,42	0,03	0,42	0,03	0,42	15,59
Генератор 4	4	0,03	0,42	0,03	0,42	0,03	0,42	15,59
Энергосистема	10	32,1	352,7	32,1	352,7	32,1	352,7	230

Результаты вычислений представлены в таблице 4.10

Таблица 4.10 – Рассчитанные токи короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{по}$, кА	$I_{уд}$, кА
К1 – КРУЭ (1ф)	13,17	32,62
К1 – КРУЭ (3ф)	6,56	16,25
К2 – Генератор (3ф)	21,56	54,91

4.8 Выбор электрических аппаратов

4.8.1 Расчёт токов по условиям рабочего и утяжелённого режимов

Под нормальными режимом установки понимают режим, предусмотренный планом эксплуатации. В нормальном режиме функционируют все элементы установки без вынужденных отключений и перегрузок.

Под утяжелённым режимом понимают режим с вынужденным отключением части присоединений вследствие их повреждения или в связи с профилактическим ремонтом. При утяжелённом режиме значительно увеличиваются рабочие токи.

Наибольший расчетный ток для присоединений генераторов определяется при работе с номинальной мощностью при сниженном на 5% напряжении по формуле 4.25.

$$I_{\text{раб.мах}} = 1,05 \cdot I_{\text{ном}}, = 1,05 \cdot 4,19 = 4,40 \text{ кА}, \quad (4.25)$$

Для присоединений трансформаторов, включенных в блок с одним генератором, расчетный ток будет равен номинальному току трансформатора, т.к. мощность последнего соответствует мощности генератора. Утяжелённый режим отсутствует. Определяем это по формуле 4.26.

$$I_{\text{раб.норм}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = 1,05 \cdot \frac{100}{1,73 \cdot 242} = 0,25 \text{ кА}. \quad (4.26)$$

Ток в нормальном режиме через ВЛ определим по формуле 4.27.

$$I_{\text{вл.раб}} = \frac{4 \cdot S_{\text{Г ном}}}{\sqrt{3} \cdot n_w \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{400}{1,73 \cdot 3 \cdot 242} = 0,32 \text{ кА}. \quad (4.27)$$

Ток в утяжелённом режиме через ВЛ определим по формуле 4.28.

$$I_{\text{вл.мах.раб}} = \frac{4 \cdot S_{\text{Г ном}}}{\sqrt{3} \cdot (n_w - 1) \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{400}{1,73 \cdot (3 - 1) \cdot 242} = 0,48 \text{ кА}. \quad (4.28)$$

Ток присоединения отпаечного трансформатора собственных нужд рассчитаем по формуле 4.29.

$$I_{\text{тсн.раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{тсн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = 1,05 \cdot \frac{4}{1,73 \cdot 13,8} = 0,18 \text{ кА}. \quad (4.29)$$

4.8.2 Выбор электрооборудования для генераторного напряжения

В качестве генераторного выключателя выбираем ВГГ-15-50/6300-У3 производства АО ВО «Электроаппарат». Произведем расчеты и сравним их с паспортными данными выключателя по формулам 4.30 – 4.32.

$$I_{a.t.} = \sqrt{2} \cdot I_{по}^{(3)} \cdot e^{-0,03/T_{a.g}} = \sqrt{2} \cdot 21,56 \cdot e^{-0,03/0,045} = 17,26 \text{ кА.} \quad (4.30)$$

$$B_{k.расч} = I_{по}^2 (t_{отк} + t_{рз}) = 21,56^2 \cdot 0,04 = 18,59 \text{ кА.} \quad (4.31)$$

$$\beta_{расч} = \frac{I_{a.t.}}{\sqrt{2} \cdot I_{по}^{(3)}} \cdot 100 \% = \frac{17,26}{\sqrt{2} \cdot 21,56} \cdot 100 \% = 56,8 \% \quad (4.32)$$

Паспортные характеристики генераторного выключателя представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя

Расчетные параметры	Паспортные данные ВГГ-15-50/6300-У3
$U_{ном} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 15 \text{ кВ}$
$I_{раб.мах} = 4,4 \text{ кА}$	$I_{ном} = 6,3 \text{ кА}$
$I_{по} = 21,56 \text{ кА}$	$I_{отк} = 50 \text{ кА}$
$I_{уд} = 54,91 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 130 \text{ кА}$
$B_{k.расч} = 18,59 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{k.ном} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$\beta_{расч} = 56,8 \%$	$\beta_{ном} = 90\%$

В цепь генераторного напряжения к выключателю ВГГ-15-50/6300-У3 устанавливаем разъединитель РВРЗ-20/8000-МУ3 производства ЗАО «ЗЭТО»
Паспортные данные разъединителя представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Сводная таблица по выбору разъединителя

Расчетные параметры	Паспортные данные РВРЗ-20/8000-МУ3
$U_{ном} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$
$I_{раб.мах} = 4,4 \text{ кА}$	$I_{ном} = 8 \text{ кА}$
$I_{по} = 21,56 \text{ кА}$	$I_m = 100 \text{ кА}$
$I_{уд} = 54,91 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 250 \text{ кА}$
$B_{k.расч} = 18,59 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{k.ном} = 30000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Комплектуем цепь генераторного напряжения трансформаторами тока и напряжения. Выбираем трансформаторы тока типа ТШВ-15, произведенные предприятием АО ВО «Электроаппарат». Также выбираем трансформаторы

напряжения типа ЗНОЛ.06–15. Паспортные данные этих трансформаторов представлены в таблицах 4.13 и 4.14.

Таблица 4.13 – Сводная таблица по выбору трансформатора тока

Расчетные параметры	Паспортные данные ТШВ–15
$U_{НОМ} = 13,8$ кВ	$U_{НОМ} = 15$ кВ
$I_{раб.мах} = 4,4$ кА	$I_{НОМ} = 6$ кА
$B_{к.расч} = 18,59$ кА ² · с	$B_{к.НОМ} = 43200$ кА ² · с

Таблица 4.14 – Данные трансформатора напряжения

$U_{перв, кВ}$	$U_{вторич, кВ}$	$U_{макс.раб, кВ}$	Класс точности
13,8	$0,1/\sqrt{3}$	15	0,5

Для защиты трансформатора от превышения напряжения применяем ОПН–15/15,2–10/650(II)–У1, данные которого приведены в таблице 4.15.

Таблица 4.15 – Паспортные данные ограничителя перенапряжения

$U_{НОМ, кВ}$	$U_{наиб, кВ}$	$I_{НОМ, А}$	Ток взрывобезопасности, кА
15	15,2	650	20

4.8.3 Выбор электрооборудования для высокого напряжения

Для КРУЭ 220 кВ будут использоваться ячейки ЯГГ-220 производства АО ВО «Электроаппарат». Данное КРУЭ является качественным распределительным устройством с множеством превосходных характеристик, включая компактность, безопасность, высокую надежность, удобство эксплуатации и стойкость к воздействию внешней среды. Шкафы управления КРУЭ оснащены цифровыми терминалами, позволяющими реализовать систему «Цифровая подстанция» согласно МЭК 61850. Измерительные трансформаторы тока и напряжения, устанавливаемые в КРУЭ, могут быть как электромагнитными с МОУ устройствами, так и полностью цифровыми.

Параметры выбранного оборудования для КРУЭ 220 кВ представлены в таблице 4.16.

Таблица 4.16 – Сводная таблица по выбору аппаратов КРУЭ 220 кВ

Расчетные параметры	Паспортные данные ЯГГ-220-50/3150
$U_{НОМ} = 220$ кВ	$U_{НОМ} = 220$ кВ
$I_{раб.мах} = 0,48$ кА	$I_{НОМ} = 3,15$ кА
$I_{по} = 13,17$ кА	$I_m = 50$ кА
$I_{уд} = 32,62$ кА	$I_{пр.скв} = 125$ кА

Для сети высокого напряжения необходимо выбрать трансформаторы тока и напряжения. Выбираем оптоэлектронные трансформаторы тока типа ТТЭО–Г и оптоэлектронные трансформаторы напряжения типа ДНЕЭ–220.

Паспортные данные представлены в таблицах 4.17 и 4.18.

Таблица 4.17 – Сводная таблица по выбору трансформатора тока

Расчетные параметры	Паспортные данные ТТЭО–Г
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.мах}} = 0,48 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$
$B_{\text{к.расч}} = 6,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.НОМ}} = 27000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.18 – Данные трансформатора напряжения

$U_{\text{перв}}, \text{кВ}$	$U_{\text{вторич}}, \text{кВ}$	$U_{\text{макс.раб}}, \text{кВ}$	Класс точности
220	$0,1/\sqrt{3}$	252	0,2

В качестве защиты трансформатора со стороны КРУЭ от превышения напряжения, защиты ВЛ и сборных шин, применяем ОПН–220/146–10/650(II)–У1, паспортные данные которого приведены в таблице 4.19.

Таблица 4.19 – Паспортные данные ограничителя перенапряжения

$U_{\text{НОМ}}, \text{кВ}$	$U_{\text{наиб.}}, \text{кВ}$	$I_{\text{НОМ}}, \text{А}$	Ток взрывобезопасности, кА
220	146	650	40

Комплектуем две отходящие линии высокочастотным заградителем типа ВЗ-630-0,25УД-У1, с номинальным током, превышающим ток утяжеленного рабочего режима. Также устанавливаем на линии фильтр присоединения вместе с конденсатором связи типа ФПМ-Рс-3200/20-26, разработанным для работы под напряжением 220 кВ.

Абсолютно всё перечисленное выше оборудование изготавливается на территории Российской Федерации.

5 Устройства РЗА

5.1 Перечень защит основного оборудования

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

Рассмотрим защиты основных элементов ГЭС: генераторов, трансформаторов и линий электропередач.

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

На главном генераторе ГГ СВ-1070/145-52:

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
 - Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
 - Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
 - Защита от повышения напряжения;
 - Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
 - Защита от симметричных перегрузок статора;
 - Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
 - Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
 - Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
 - Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
 - Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;
- На силовом трансформаторе блока ТДЦ-125000/220/13,8:
- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
 - Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
 - Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
 - Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ-220)
 - Резервная максимальная токовая защита;

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

5.2 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты

Для защиты блока генератор-трансформатор проектируемой ГЭС предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики российского научно-производственного предприятия «ЭКРА».

Благодаря блочной конструкции цифровых терминалов и модульному программному обеспечению, микропроцессорные защиты обеспечивают высокую адаптацию к конкретной первичной схеме станции в зависимости от объёма 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 высоконадёжных микросхем – повышенную надёжность аппаратной части защиты.

5.2.1 Расчёт продольной дифференциальной защиты генератора

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

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

Номинальный ток генератора: $I_{НОМ} = 4190$ А.

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

1) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина $I_{CP,0}$ выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима по формуле 5.1.

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 4190 = 209,5, \quad (5.1)$$

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

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

Уставка выбирается из условия формулы 5.2.

$$I_{CP,0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot 4190 = 419 \text{ А}, \quad (5.2)$$

где $K_H = 2$ - коэффициент надежности.

Принимаем уставку: $I_{CP,0} = 630$ А.

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании рассчитаем по формуле 5.3.

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{МАКС}, \quad (5.3)$$

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

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

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

$I_{МАКС}$ - максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, рассчитанный по формуле 5.4.

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''}{x_d''} \cdot I_{\text{Н}} = \frac{1,14}{0,22} \cdot 4190 = 21711,82 \text{ А}, \quad (5.4)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен. (Формула 5.3):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 21711,82 = 2171,18 \text{ А}.$$

Коэффициент торможения выбирается из условия формулы 5.5.

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}} = \frac{2171,18 \cdot 2}{21711,82} = 0,2, \quad (5.5)$$

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

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

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

Принимаем уставку $K_{\text{T}} = 0,4$.

3) Уставка начального торможения (увеличивает зону работы защиты без торможения) по формуле 5.6.

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*CP}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,2}{0,4} = 0,5. \quad (5.6)$$

4) Тормозной ток B определяет точку излома характеристики срабатывания. При выборе B должно выполняться условие формулы 5.7.

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,2}{0,4} = 0,5. \quad (5.7)$$

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

Для обеспечения надёжной работы при больших токах К.З. в зоне действия предусматривается токовая отсечка с током срабатывания. (Формула 5.6.):

$$I_{\text{НТ}} = (2 \div 12) \cdot I_{\text{НОМ}} = 6 \cdot 4190 = 25140 \text{ А}$$

Характеристика срабатывания дифференциальной защиты представлена на рисунке (5.1).

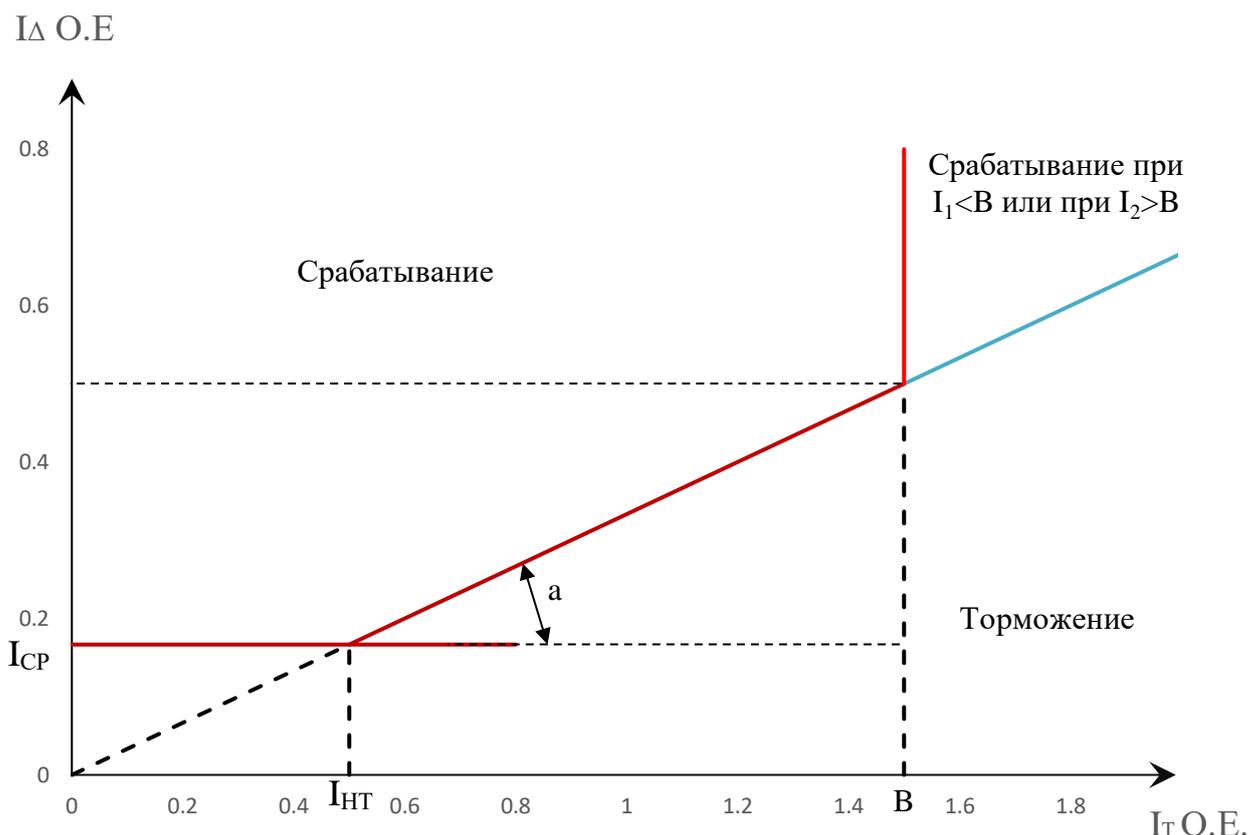


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1) Первый орган (U_0) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности U_0 и защищает 85-95% витков обмотки статора со стороны фазных выводов; U_0 включается на напряжение нулевой последовательности $3U_0$ ТН линейных выводов генератора, измеряемое обмоткой «разомкнутый треугольник».

Напряжение срабатывания органа основной гармоники выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора блока ($U_{0 \text{ Эл.Ст.}}$) при КЗ на землю на стороне ВН.

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения 5.8

$$U_{CP} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{1}{n_{TH}} \cdot U_{0 \text{ ЭЛ.СТ}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{218,86}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} = 1,44 \text{ В}; \quad (5.8)$$

где $K_H = 1,5$ – коэффициент надежности;
 n_{TH} – коэффициент трансформации ТН;
 $K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

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

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 6 В действует с выдержкой времени 5,0 с действует на сигнал; U_{0G} с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

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

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

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

5.2.3 Защита от повышения напряжения

1) Уставка защиты $U_{2>}$ выбирается по формуле 5.9.

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В}. \quad (5.9)$$

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

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

Уставка $U_{1>}$ рассчитывается по формуле 5.10

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В}. \quad (5.10)$$

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

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

5.2.4 Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора

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

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности, рассчитываемый по формуле 5.11.

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H} \quad (5.11)$$

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

Допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 характеризуется выражением 5.12.

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.12)$$

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

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

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

При этом относительный ток обратной последовательности найдём по формуле 5.13.

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.13)$$

Уставка рассчитывается по формуле 5.14.

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.14)$$

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

$I_{2\text{ПУСК}}$ рассчитаем по формуле 5.15.

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 4,19 = 0,63 \text{ кА}. \quad (5.15)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,15$. Формула 5.16.

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{20}{0,15^2} \approx 880 \text{ с} \quad (5.16)$$

3) Интегральный орган срабатывает при удаленных несимметричных режимах, сопровождающихся токами перегрузки I_2 с зависимой от тока выдержкой времени, определяемой уравнением 5.17.

$$t_{\text{СР}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}; \quad (5.17)$$

Тепловое действие определяется по формуле 5.18.

$$A_{\text{ИО}} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}}. \quad (5.18)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Длительность протекания токов обратной последовательности

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_H	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,18
Длительность (с)	20	55	80	125	220	500	600

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных К.З. (I_2) представлена на рисунке 5.2.

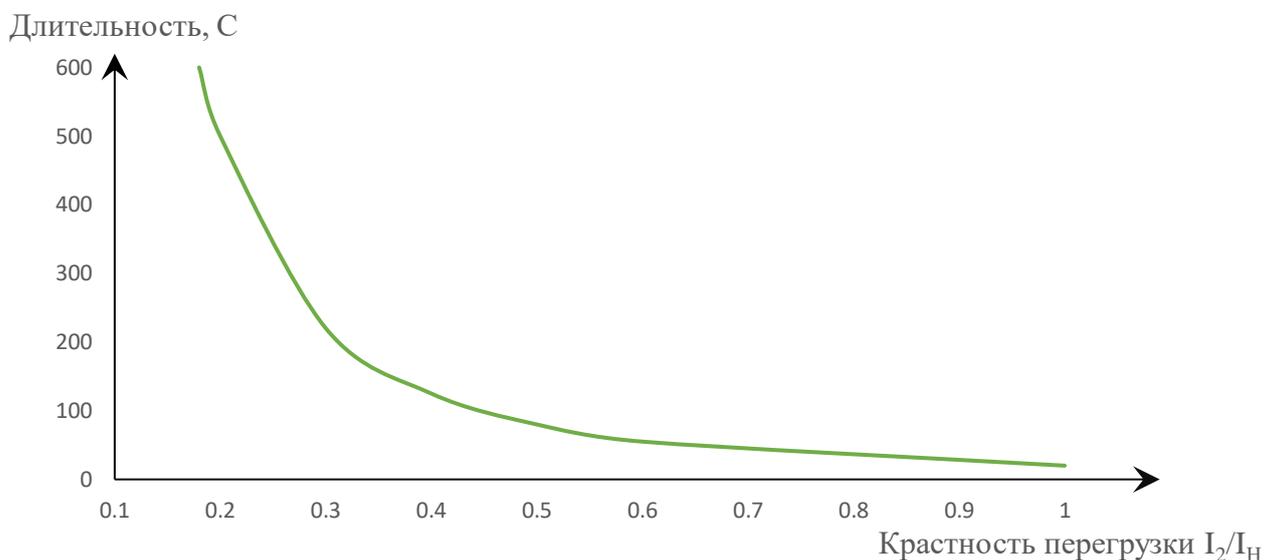


Рисунок 5.2 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

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

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

По второму условию:

а) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных КЗ на шинах ВН по формуле 5.19.

$$I_{2С.З.}^* = \frac{1}{1,1 \cdot (X_{d_{ВН}}'' + X_{2d_{ВН}} + 2 \cdot X_T)} \quad (5.19)$$

Сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к стороне ВН определяем по формуле 5.20.

$$X_{d_{ВН}}'' = X_d'' \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,22 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right)^2 = 67,65. \quad (5.20)$$

Сопротивление обратной последовательности генератора по, приведенное к стороне ВН определим по формуле 5.21.

$$X_{2ВН} = X_d'' \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,22 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right)^2 = 67,65. \quad (5.21)$$

Сопротивление трансформатора определяем по формулам 5.22 и 5.23.

$$X_T = \frac{U_{К\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{НОМ}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{100}{125} = 0,088. \quad (5.22)$$

$$I_{2С.З.}^* = \frac{1}{1,1 \cdot (67,65 + 67,65 + 2 \cdot 0,088)} = 0,0067 \text{ о. е.} \quad (5.23)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения определяется по формуле 5.24.

$$I_{2С.З.} = I_{2С.З.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,0067 \cdot 2 \cdot \frac{242}{13,8} = 0,23 \text{ о. е.} \quad (5.24)$$

б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линии 220 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов по формуле 5.25.

$$I_{2С.З.}^* = \frac{1}{2,2 \cdot (X_{d\text{ВН}}'' + X_T + X_L)} = \frac{1}{166,4} = 0,006 \text{ о. е.} \quad (5.25)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения определяем по формуле 5.26.

$$I_{2С.З.} = I_{2С.З.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,006 \cdot 2 \cdot \frac{242}{13,8} = 0,21 \text{ о. е.} \quad (5.26)$$

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

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

5.2.5 Дистанционная защита от внешних коротких замыканий

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

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

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит вл 220 кВ по формуле 5.27.

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 46,6 + \frac{0,8}{3} \cdot 7,9 = 39,4 \text{ Ом}, \quad (5.27)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к ВН;

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора, рассчитаем сопротивление по формуле 5.27.

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{100}{125} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{100}{242^2} \cdot 7,9 = 0,07.$$

Z_1 в первичных Омах определим по формуле 5.28.

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,07 \cdot 1,9 = 0,133 \text{ Ом}, \quad (5.28)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{13,8^2}{100} = 1,90$.

Уставка будет рассчитана по формуле 5.29.

$$Z_{1\text{сз}} = Z_1 \cdot \frac{n_{\text{Г}}}{n_{\text{Н}}} = 0,133 \cdot \frac{5000/5}{13,8/0,1} = 1,16 \text{ Ом}. \quad (5.29)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,15 \text{ Ом}$.

1) Функция ΔZ отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции ΔZ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается исходя из данных, рассчитанных ранее, $\Delta Z = 30 - 50 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$.

2) Принимаем $\Delta Z = 40 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме определим по формуле 5.30.

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4190} = 1,90 \text{ Ом}, \quad (5.30)$$

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

Для определения сопротивления нагрузки в режиме форсировки возбуждения генератора выполняется расчет тока статора при двойном токе возбуждения ($2 \cdot I_{\text{В.Н.}}$) и напряжения на зажимах статора $0,95 \cdot U_{\text{Н}}$. Выполним расчёт по формуле 5.31.

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1435}{810} - 0,95}{1,1} = 2,35, \quad (5.31)$$

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

x_d – индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме определим по формуле 5.32.

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\text{Ф}}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,35} = 0,4 \text{ о. е.}; \quad (5.32)$$

Коэффициент мощности нагрузки определим по формуле 5.33.

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\text{Ф}}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,35} = 0,36. \quad (5.33)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 68,9^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты определим по формулам 5.34 и 5.36.

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,4}{1,1} = 0,36 \text{ о. е.}; \quad (5.34)$$

$$Z_{\text{СЗII}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,36 \cdot \frac{13,8^2}{100} = 0,68 \text{ Ом.} \quad (5.35)$$

Значение уставки определим по формуле 5.37.

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{СЗII}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0,68 \cdot 6000/5}{13,8/0,1} = 5,91 \text{ Ом.} \quad (5.36)$$

Принимаем уставку $Z_{\text{II}} = 5,91 \text{ Ом}$.

Величина смещения х-ки срабатывания по оси максимальной чувствительности - 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{\text{СМ1}} = 0,02 \text{ Ом}$, $Z_{\text{СМ2}} = 0,1 \text{ Ом}$.

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

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

5.2.6 Защита от симметричных перегрузок статора

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 определяется по формуле 5.37.

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{Н}} = 4,48 \text{ кА}, \quad (5.37)$$

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

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

Выдержка времени $t = 9$ с.

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

Уставка пускового органа определяется по формуле 5.38.

$$I_{\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{Н}} = 4,61 \text{ кА}. \quad (5.38)$$

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 – Уставка интегрального органа

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

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

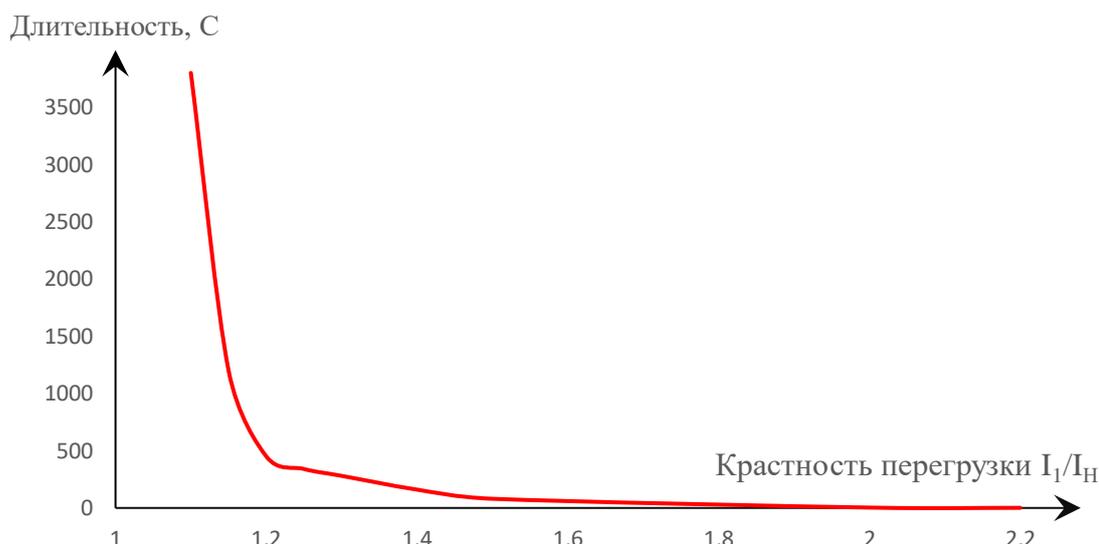


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки рассчитывается по формуле 5.39.

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 6,41 \text{ кА.} \quad (5.39)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению $U_T <$ Напряжение срабатывания определим по формуле 5.40.

$$U_{\text{ср}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 13,8/0,1} = 66 \text{ В.} \quad (5.40)$$

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

5.2.7 Защита ротора от перегрузки

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 определяется по формуле 5.41.

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot 1435 = 1535,45 \text{ А.} \quad (5.41)$$

2) Пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа. Уставку пускового органа определим по формуле 5.42.

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = \frac{1,08 \cdot 1435}{0,98} = 1578,5 \text{ А.} \quad (5.42)$$

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

Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $\frac{I}{I_H}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность, С	∞	250	180	160	120	90	72	45	20

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.4.

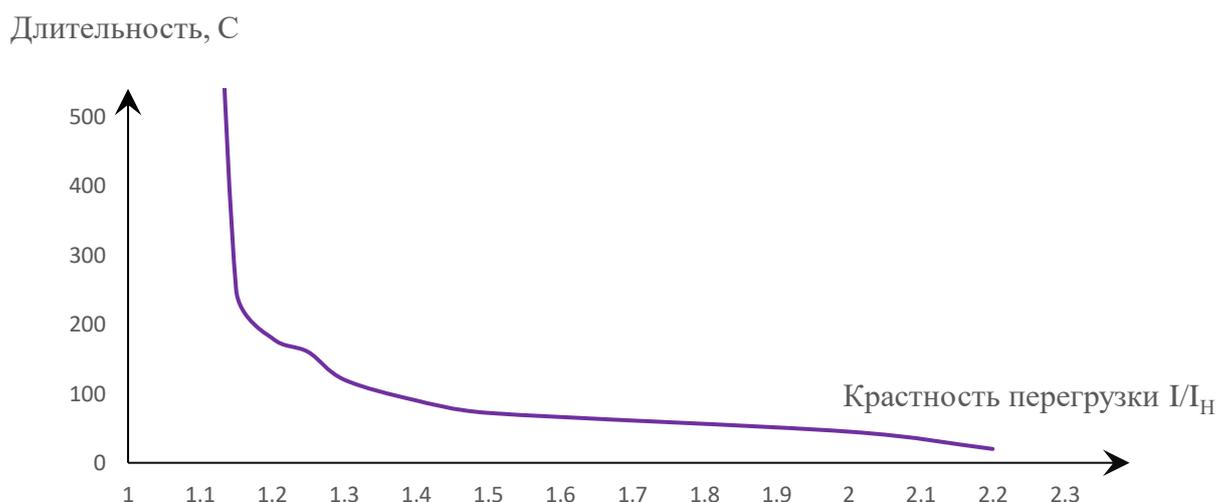


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

4) Орган токовой отсечки, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания. Уставка органа определяется по формуле 5.43.

$$I_{P \text{ отс.}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,24 \cdot 1435 = 3221,43 \text{ А.} \quad (5.43)$$

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

6 Компонровка и сооружения гидроузла

6.1.1 Определение класса гидротехнического сооружения

По высоте – III класс, по установленной мощности – II класс. По числу постоянно проживающих людей ниже створа плотины – I класс, это обусловлено тем, что ниже по течению реки Зeya находятся посёлок Юбилейный (население 432 человека) и город Свободный (население 53678 человек). В случае аварии гидротехнического сооружения могут пострадать более 3000 человек. По наибольшему классу ответственности, данное гидротехническое сооружение относится к I классу.

6.1.2 Определение отметки гребня грунтовой плотины

За отметку гребня грунтовой плотины ∇ ГГП принимаем величину, вычисленную по формуле 6.1.

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

где h_s – превышение гребня грунтовой плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе, определяемое по формуле 6.2.

$$h_s = h_{\text{run}1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a \quad (6.2)$$

где $h_{\text{run}1\%}$ – высота наката волн на откос расчетной обеспеченностью 1% на откос грунтовой плотины;

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

$a = 0,8\text{м}$ – конструктивный запас для I класса.

Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле 6.3.

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos\alpha = 2,3 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{22^2 \cdot 10000}{9,81 \cdot 20} = 0,056 \text{ м} \quad (6.3)$$

где k_w – коэффициент, рассчитываемый по формуле 6.4;

$V_w = 22 \text{ М/с}$ – расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды;

$L = 10000\text{м}$ – длина разгона волны;

$\alpha = 0^\circ$ – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра;

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище, рассчитываемая по формуле 6.5.

$$k_w = 3 \cdot (1 + 0,3V_w) \cdot 10^{-7} = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 22) \cdot 10^{-7} = 2,3 \cdot 10^{-6} \text{ М/с} \quad (6.4)$$

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{200 - 160}{2} = 20 \text{ м.} \quad (6.5)$$

Определить высоту волны 1% обеспеченности для основного случая:

1. Вычислить безразмерные комплексы $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot t}{V_w}$, где t – период развития волн на водохранилище ($t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$).
2. Из графика [3, Приложение А, рис. А.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 $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot t}{V_w}$ определить параметры $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w}$.

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

3. Вычисляем среднюю длину волны по формуле 6.6.

$$\lambda_d = \frac{g \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 4,261^2}{2 \cdot 3,14} = 28,362 \text{ м.} \quad (6.6)$$

4. Проверяем условие по неравенству 6.7.

$$d > 0,5\lambda_d \quad (6.7)$$

$$22 > 0,5 \cdot 28,362$$

$$22 > 14,181$$

5. Определяем высоту волны 1% обеспеченности по формуле 6.8.

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 1,233 \cdot 2,08 = 2,56 \text{ м.} \quad (6.8)$$

где $K_i = 2,1$ – коэффициент, определяемый по графику, в зависимости от значения $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$.

6. Высота наката волн на откос 1% обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн определяют по формуле 6.9.

где $k_r = 1$ и $k_p = 0,9$ – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса;

$k_{sp} = 1,4$ – коэффициент, при коэффициенте откоса $ctg\varphi=2$;

$k_{run} = 1,8$ – коэффициент, принимаемый по графикам в зависимости от пологости волны $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = 11,07$ на глубокой воде.

Отметку гребня плотины определим по формулам 6.10 и 6.11.

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a = 5,806 + 0,056 + 0,8 = 6,66 \text{ м} \quad (6.10)$$

$$\nabla_{ГГП} = \nabla_{НПУ} + h_s = 200 + 6,66 = 206,66 \text{ м} \quad (6.11)$$

6.1.3 Определение ширины водосливного фронта

Определяют 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 – $Q_{гэс}$. Формулы 6.12 - 6.14.

$$Q_{га}^{осн} = \frac{N_{га}}{9,81 \cdot H_{осн} \cdot \eta} = \frac{80000}{9,81 \cdot 29,7 \cdot 0,932} = 294,611 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.12)$$

$$Q_{га}^{пов} = \frac{N_{га}}{9,81 \cdot H_{пов} \cdot \eta} = \frac{80000}{9,81 \cdot 30,2 \cdot 0,932} = 289,733 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.13)$$

$$Q_p = Q_{max} - (n - 1) \cdot Q_{га} = 4135,2 - (4 - 1) \cdot 294,61 = 3251,368 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.14)$$

где Q_{max} – максимальный основной расход, принимаемый при обеспеченности 0,1% для I класса сооружения;

n – количество агрегатов.

Ширина водосливного фронта определяется по формуле 6.15.

$$B = \frac{Q_p}{q_b} = \frac{3251,368}{64,38} = 50,5 \text{ м} \quad (6.15)$$

где q_b – удельный расход на водосливе, определяемый по формуле 6.16.

$$q_b = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 51,5 = 64,38 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.16)$$

где q_p – удельный расход на рисберме, определяемый по формуле 6.17.

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}} = 5 \cdot 10,3 = 51,5 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.17)$$

где $h_{\text{НБ}}$ – глубина воды в НБ, определяется по кривой $\nabla_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$ при $Q_{\text{осн.мах}}$;

$[v_h]$ – допустимая скорость на рисберме, принимаемая в зависимости от грунтов, слагающих дно реки (для скальных 5-6м).

Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляют в большую сторону. Формула 6.18.

$$B = b \cdot n = 12 \cdot 5 = 60\text{м} \quad (6.18)$$

где $n = 5$ число пролетов;

$b = 12\text{м}$ стандартная ширина пролета, принимается в соответствии с техническим регламентом.

6.1.4 Определение отметки гребня водослива

Рассчитываем криволинейный безвакуумный водослив практического профиля.

По основной формуле расхода для водослизов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления – H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления – H_{02} . Формулы 6.19 и 6.20.

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{3521,37}{0,49 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,54\text{м}, \quad (6.19)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля.

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{3521,37}{0,49 \cdot 0,93 \cdot 1 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,97\text{м} \quad (6.20)$$

где $\sigma_n = 1$ – коэффициент подтопления.

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяется по формуле 6.21.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}^{очн}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (5-1) \cdot 0,45}{5} \cdot \frac{6,41}{12} = 0,93 \quad (6.21)$$

где $\xi = 0,7$ – коэффициент формы боковых устоев
 $\xi_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от формы верховой грани быка.

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу V_0 рассчитаем по формуле 6.22.

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 8,97 - \frac{1,1 \cdot 1,13^2}{2 \cdot 9,81} = 8,9 \text{ м}, \quad (6.22)$$

Скорость подхода потока к водосливу рассчитаем по формуле 6.23.

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНА})(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{3512,37}{(200 - 160)(60 + (5-1) \cdot 3)} = 1,13 \text{ м/с} \quad (6.23)$$

где $\delta_B = 3 \text{ м}$ – толщина быка

Отметку гребня водослива определяют по формуле 6.24.

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{ст} = 200 - 9 = 191 \text{ м} \quad (6.24)$$

где $H_{ст} = 9 \text{ м}$ – стандартный напор, ближайший к H в соответствии с техническим регламентом.

Отметку верха быка вычисляют по формуле 6.25.

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6H_{ст} = 191 + 1,6 \cdot 9 = 205,4 \text{ м} \quad (6.25)$$

Отметка всего гидроузла определяется большей между отметкой гребня грунтовой плотины и гребнем быка. Так как отметка гребня грунтовой плотины выше, то отметка всего гидроузла принимается равной этой отметке, то есть 206,66 м.

6.1.5 Проверка пропуск проверочного расхода

Определяется напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая по формулам 6.26 - 6.29.

$$H_{01\text{пов.}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов.}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1956}{0,49 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,12\text{м} \quad (6.26)$$

$$Q_{\text{р.пов.}} = Q_{\text{max}}^{\text{пов.}} - Q_{\text{ГЭС}} - Q_{\text{с}} = 4471,7 - 883,83 - 1632,08 = 1956 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.27)$$

где $Q_{\text{с}} = 1632,08 \text{ м}^3/\text{с}$ – расход, сбрасываемый через донные отверстия

$$H_{02\text{пов.}} = \left(\frac{Q_{\text{рпов.}}}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1956}{0,49 \cdot 0,924 \cdot 1 \cdot 60\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,616 \text{ м} \quad (6.28)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}^{\text{пов.}}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (5-1) \cdot 0,45}{5} \cdot \frac{9,12}{12} = 0,924 \quad (6.29)$$

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода при пропуске поверочного расхода определим по формуле 6.30.

$$H_{\text{пов.}} = H_{02\text{пов.}} - \frac{\alpha v_{0\text{пов.}}^2}{2g} = 9,616 - \frac{1,1 \cdot 1,22^2}{2 \cdot 9,81} = 9,533\text{м} \quad (6.30)$$

Скорость подхода при пропуске поверочного расхода определим по формуле 6.31.

$$V_{0\text{пов.}} = \frac{Q_{\text{р.пов.}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНА})(B + (n-1)\delta_{\text{Б}})} = \frac{1956}{(201-160)(60+(5-1) \cdot 3)} = 1,22 \text{ м/с} \quad (6.31)$$

Определяем расчетную отметку форсированного уровня по формуле 6.32.

$$\nabla\text{ФПУ}_{\text{р}} = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов.}} = 191 + 9,533 = 200,533\text{м} \quad (6.32)$$

Расчетная отметка форсированного подпорного уровня оказалась меньше исходной, поэтому остается равна 201 м.

6.1.6 Построение профиля водослива

Построение профиля плотины производят по схеме практического профиля плотины. По проектному напору $H_{пр} = H_{ст}$ определяем координаты оголовка безвакуумного водослива. Табличные координаты x и y умножаем на $H_{ст}$ и строим кривую А-В на рисунке 6.1.

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя можно очертить по дуге радиусом R . Величина этого радиуса назначается в зависимости от высоты плотины и напора на водосливе H .

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

В таблице 6.1 представлены координаты для построения оголовка.

Таблица 6.1 – Таблица Кригера-Офицера при $H_{ст}=9\text{м}$

x	y	x	y	x	y	x	y
0	1,13	4,5	0,24	9	2,30	13,5	5,95
0,9	0,32	5,4	0,54	9,9	2,89	14,4	6,88
1,8	0,06	6,3	0,90	10,8	3,55	15,3	7,86
2,7	0,00	7,2	1,04	11,7	4,28	16,2	8,88
3,6	0,05	8,1	1,78	12,6	5,08	17,1	9,97

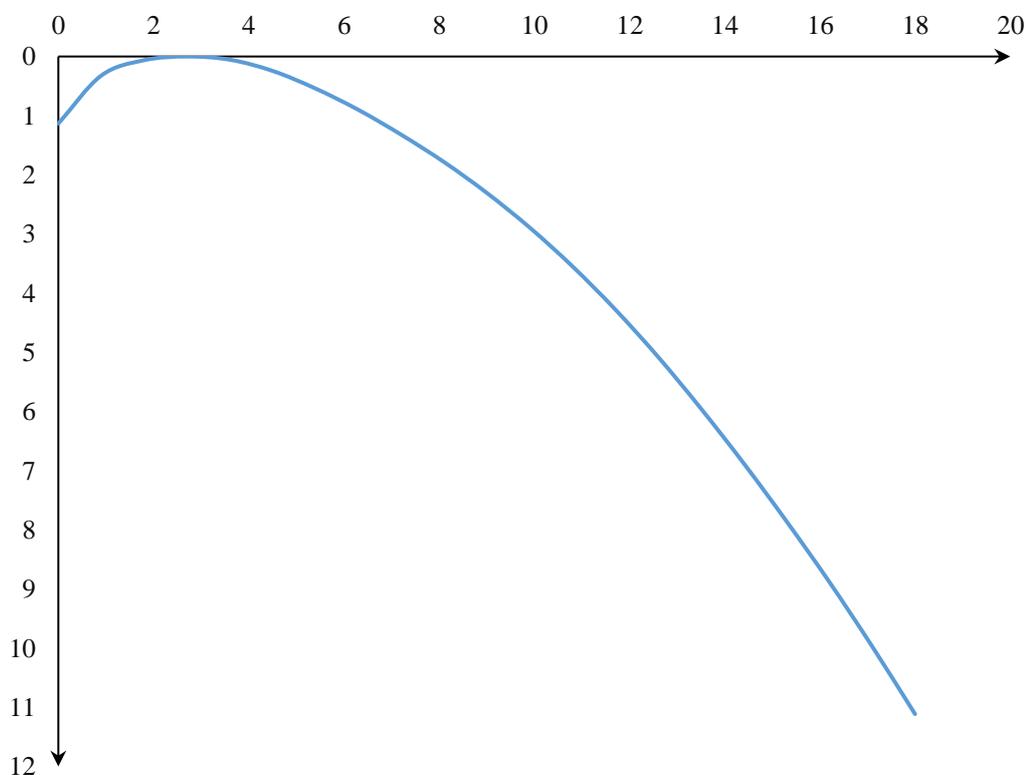


Рисунок 6.1 – Оголовок водосливной плотины

6.2 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Определяем тип гидравлического прыжка за водосливом. Вычисляют критическую глубину потока при полном открытии всех отверстий (если добавлено дополнительное отверстие, его тоже учитывают). Формула 6.33.

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B + \sum \delta_6)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 4135,2^2}{(60 + 4 \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 7,18 \text{ м} \quad (6.33)$$

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

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом определится по формулам 6.34 и 6.35.

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} = 200 - 160 = 40 \text{ м} \quad (6.34)$$

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{40}{7,18} = 5,57 \quad (6.35)$$

По графику М.Д. Чертоусова в зависимости от коэффициента скорости φ (принимая $\varphi = 0,9$) и ξ_{T_0} определяем: $\xi_c = 0,35$; $\xi_c'' = 2,3$.

Вычисляем сопряженные глубины по формулам 6.36 и 6.37.

$$h_c' = \xi_c h_{кр} = 0,35 \cdot 7,18 = 2,51 \text{ м} \quad (6.36)$$

$$h_c'' = \xi_c'' h_{кр} = 2,3 \cdot 7,18 = 16,51 \text{ м} \quad (6.37)$$

Глубина в НБ $h_{НБ} = 10,3 \text{ м}$, $h_c'' > h_{НБ}$, следовательно, прыжок отогнанный, необходимо предусмотреть гасители энергии потока. Далее произведён расчёт гашения энергии способом свободно отброшенной струи.

6.3 Конструирование бетонной плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы

Гравитационную плотину на скальном основании конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментной плиты. Теоретический профиль такой плотины - прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ.

Высота плотины определяется по формуле 6.38.

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 200 - 157 = 43 \text{ м} \quad (6.38)$$

Отметка подошвы не зависит от конструкции устройств нижнего бьефа и определяется по формуле 6.39.

$$\nabla_{\text{ПОД}} = \nabla_{\text{ДНА}} - 3 = 160 - 3 = 157 \text{ м} \quad (6.39)$$

Произведем расчеты для $n = 0,1$:

Ширина подошвы плотины из условия недопущения растягивающих напряжений определяется по формуле 6.40.

$$B'_n = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_6}{\rho_w}(1-n) + n(2-n) - \alpha_1}} = \frac{43}{\sqrt{\frac{24}{10}(1-0,1) + 0,1(2-0,1) - 0,5}} = 31,61 \text{ м} \quad (6.40)$$

где $\alpha_1 = 0,5$ – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счёт устройства противофильтрационных завес и дренажей;

ρ_w – плотность воды;

ρ_6 – плотность бетона

Ширина подошвы плотины из условия устойчивости плотины против сдвига по основанию определяется по формуле 6.41.

$$B''_n = \frac{\gamma_n h}{\text{tg} \varphi \left(\frac{\rho_6}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)} = \frac{1,25 \cdot 43}{\text{tg} 35^\circ \left(\frac{24}{10} + 0,1 - 0,5 \right)} = 32,25 \text{ м} \quad (6.41)$$

где γ_n – коэффициент надёжности по ответственности сооружения, принимаемый в зависимости от класса плотины, $\gamma_n = 1,25$ для I класса;

$\varphi = 35^\circ$ – угол внутреннего трения для расчетов устойчивости ГТС по контакту бетон-скала. Основание плотины сложено крепкими магматическими гранитами.

В таблице 6.2 представлены величины, необходимые для определения ширины подошвы.

Таблица 6.2 – Определение ширины подошвы

n	B'_n , м	B''_n , м
0,1	31,61	38,39
0,2	32,23	36,56
0,3	33,08	34,90
0,4	34,21	33,39

По рисунку 6.2 определена ширина подошвы: 34 м.

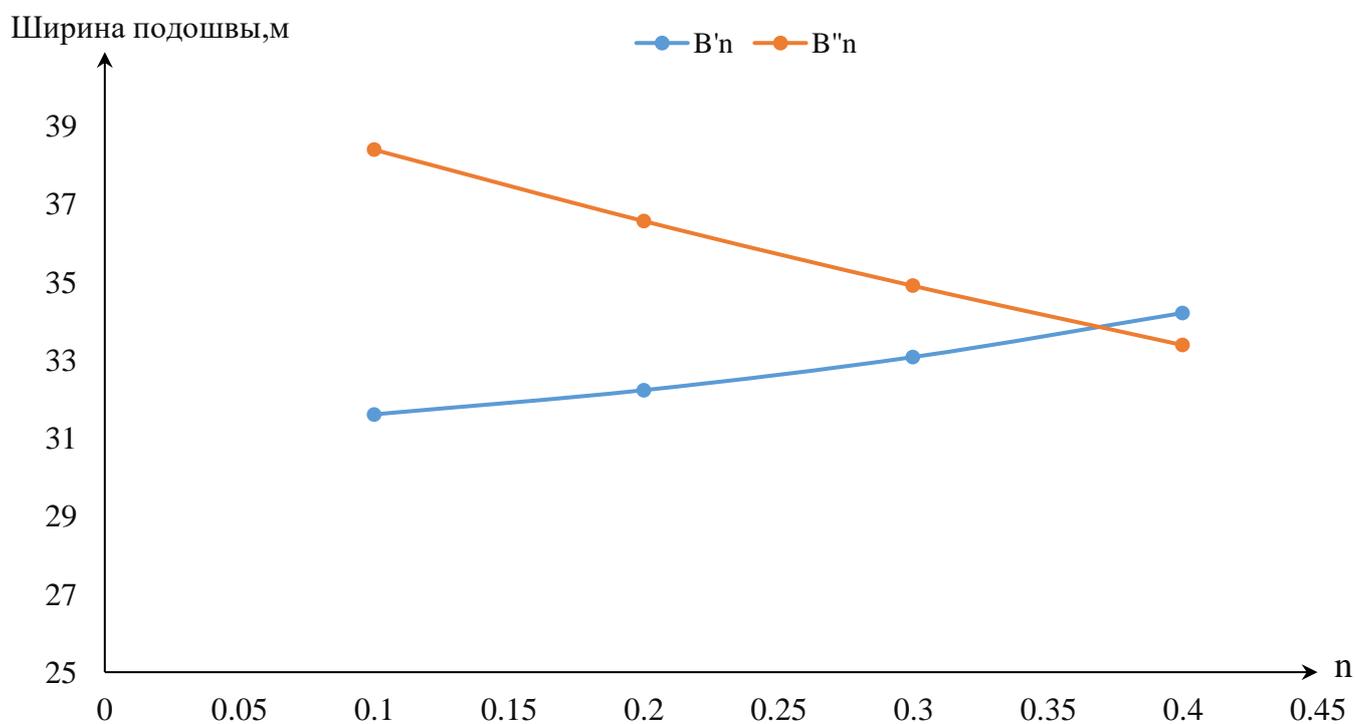


Рисунок 6.2 – Определение ширины подошвы

6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами

Бетонная плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции. В плотинах со скальным основанием устройство этих швов обеспечивает свободное развитие температурных и усадочных деформаций и поэтому они называются температурно – усадочными. Эти швы, как правило, располагают на равных расстояниях по длине плотины, зависящих от климатических условий и температурного режима плотины в период эксплуатации. Принимаем в водосливной плотине шов, проходящий через бык. Тогда размер секции определим по формуле 6.42.

$$l_c = b + \delta_6 = 12 + 3 = 15 \text{ м} \quad (6.42)$$

6.3.3 Быки

Быки служат опорами для затворов, мостов и стационарных подъемных механизмов, а также для создания водосливных секций,

Форма быков в плане со стороны верхнего бьефа плавная.

Толщина быка равна 3м. Пазовый перешеек назначаем равным 0,8 м.

Пазы рабочих затворов располагают обычно на линии гребня водослива, ширина паза составляет 2м. пазы ремонтных затворов со стороны верхнего бьефа размещены на расстоянии 1,5 м от рабочего затвора, чтобы обеспечить удобные условия для проведения ремонтных работ на рабочем затворе.

6.3.4 Быки

Между станционной и водосливной частью плотины устраиваем разделительный устой для уменьшения попадания брызг отбрасываемой струи на здание ГЭС.

6.3.5 Галереи

В теле плотины необходимо предусматривать продольные и поперечные галереи. Галереи для цементационной завесы и вертикального дренажа принимаются с минимальными размерами, но при этом обеспечивающими транспортирование оборудования и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Ширина галереи – 3 м, высота – 4 м. В теле плотины устроена смотровая галерея шириной 2 м, высотой 3 м.

6.3.6 Элементы подземного контура плотины

Цементационная завеса необходима для ограничения фильтрационного давления на плотину. Их применяют на скальном основании.

Толщина противофильтрационной завесы определяется по формуле 6.43.

$$\delta_3 = \frac{\Delta H_3 \gamma_n}{J_{кр.м}} = \frac{22,98 \cdot 1,25}{15} = 1,915\text{м} \quad (6.43)$$

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

$\Delta H_3 = 22,98\text{м}$ – потери напора на завесе;

$J_{кр.м} = 15$ – критический градиент напора на завесе для скальных грунтов.

$$H_{ас} = 0,3 \cdot H_{max} = 0,3 \cdot 38,3 = 11,49\text{м} \quad (6.44)$$

где H_{max} – максимальный напор:

$$H_{max} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{УНБ}_{min} = 200 - 161,7 = 38,3\text{м} \quad (6.45)$$

где $\nabla\text{УНБ}_{min}$ – отметка уровня НБ при $Q_{с.п} = 170 \text{ м}^3/\text{с}$

Потери напора на завесе определяем по формуле 6.46.

$$\Delta H_3 = H_{max} - H_{ас} = 38,3 - 11,49 = 26,81\text{м} \quad (6.46)$$

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы определяем по формуле 6.47.

$$l_3 = (0,05 \div 0,1)B_n = (0,05 \div 0,1) \cdot 34 = 1,7 \div 3,4\text{м} \quad (6.47)$$

где $B_n = 34\text{м}$ – ширина подошвы плотины.

Принимаем $l_3 = 3\text{м}$

Глубина цементационной завесы рассчитываем по формуле 6.48

$$h_3 = (0,5 \div 0,8)H_{max} = (0,5 \div 0,8) \cdot 38,3 = 19,15 \div 30,64\text{м} \quad (6.48)$$

Принимаем $h_3 = 24,9\text{м}$

Дренаж в виде вертикальных скважин диаметром 300 мм с шагом 2 м. Расстояние между дренажными и цементационными скважинами принимаем 8м. Глубина скважин определяется по формуле 6.49.

$$h_{др} = (0,5 \div 0,7)h_3 = (0,5 \div 0,7) \cdot 24,9 = 12,45 \div 17,43\text{м} \quad (6.49)$$

Принимаем $h_{др} = 14,9\text{м}$

6.4 Определение основных нагрузок на плотину

6.4.1 Статические расчёты плотины

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

При сборе нагрузок водосливной плотины, нагрузки собирают на 1 погонный метр длины плотины.

6.4.2 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения плотины определена в программе AutoCad: $S_{пл} = 645,82 \text{ м}^2$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле 6.50.

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_б}{b + \delta_б} = \frac{645,82 \cdot 12 \cdot 9,81 \cdot 2400}{12 + 3} = 12164,22 \text{ кН/м} \quad (6.50)$$

где $S_{пл} = 645,82 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения плотины;
 $b = 12 \text{ м}$ – ширина пролета;
 $\delta_б = 3 \text{ м}$ – толщина быка;
 $\rho_б = 2400 \text{ кг/м}^3$ – плотность бетона.

Точка приложения равнодействующей силы $G_{пл}$ также была определена с помощью программы AutoCad:

Вес быка и точка его приложения определена по формуле 6.51.

$$G_б = \frac{S_б \cdot \delta_б \cdot \rho_б \cdot g}{b + \delta_б} = \frac{1039,26 \cdot 3 \cdot 2400 \cdot 9,81}{12 + 3} = 4893,69 \text{ кН/м} \quad (6.51)$$

где $S_б = 1039,26 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения быка.
 $\delta_б = 3 \text{ м}$ – толщина быка;

Вес плоского затвора можно определить по формуле 6.52.

$$Q_з = 0,055f\sqrt{fg} = 0,055 \cdot 126\sqrt{126} \cdot 9,81 = 763,11 \text{ кН} \quad (6.52)$$

где f – площадь затвора, определяемая по формуле 6.53.

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (201 - 191 + 0,5) \cdot 12 = 126 \text{ м}^2 \quad (6.53)$$

где b – ширина пролета

Вес затвора приводят к погонному метру длины секции по формуле 6.54.

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{763,11}{12 + 3} = 50,87 \text{ кН/м} \quad (6.54)$$

6.4.3 Сила гидростатического давления воды

Силу гидростатического давления воды определяют по формулам гидравлики. Эпюры гидростатического давления на верховую и низовую грани бетонной плотины имеют форму равнобедренного прямоугольного треугольника.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:
-со стороны верхнего бьефа по формуле 6.55.

$$T_B = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 43^2}{2} = 9069,35 \text{ кН/м} \quad (6.55)$$

где $h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 200 - 157 = 43 \text{ м}$

-со стороны нижнего бьефа по формуле 6.56.

$$T_H = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 4,7^2}{2} = 108,35 \text{ кН/м} \quad (6.56)$$

где $h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}} = 161,7 - 157 = 4,7 \text{ м}$

6.4.4 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления при плоской подошве представляет собой прямоугольник с высотой равной давлению столба воды от уровня нижнего бьефа до подошвы. Определяем её по формуле 6.57.

$$p_{\text{ВЗВ}} = \rho_w g h_1 = 1000 \cdot 9,81 \cdot 4,7 = 46,107 \text{ кН/м}^2 \quad (6.57)$$

где $h_1 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}} = 161,7 - 157 = 4,7 \text{ м}$

Силу взвешенного давления определяют по формуле 6.58.

$$W_{\text{ВЗВ}} = \rho_w g S_{\text{ЭП}} = \rho_w g B_n (\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}}) = 1000 \cdot 9,81 \cdot 24,7 \cdot 4,7 = 1138,84 \text{ кН/м} \quad (6.58)$$

где $S_{\text{эп}} = B_n \cdot (\nabla \text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla_{\text{под}})$ – площадь эпюры взвешивающего давления для рассматриваемого расчетного случая

6.4.5 Сила фильтрационного давления

Эпюра фильтрационного давления для скальных оснований может быть построена в соответствии с указаниями СП [2].

Для основного случая по формулам 6.59 - 6.61.

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} = 200 - 161,7 = 38,3\text{м} \quad (6.59)$$

$$H_{\text{ас}} = 0,3 \cdot H_d = 0,3 \cdot 38,3 = 11,49\text{м} \quad (6.60)$$

$$H_{\text{др}} = 0,1 \cdot H_d = 0,1 \cdot 38,3 = 3,83\text{м} \quad (6.61)$$

Площадь эпюры фильтрационного давления определяется с помощью программы AutoCAD.

Сила фильтрационного давления на плотину определяем по формуле 6.62.

$$W_{\text{ф}} = \rho_w g S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 183,1 = 1796,01\text{кН} \quad (6.62)$$

где $S_{\text{эп}} = 183,1\text{м}^2$ – площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины.

6.4.6 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань определяем по формуле 6.63.

$$\begin{aligned} p_{\text{н}} &= \gamma_{\text{н}} h_{\text{н}} t g^2 (45 - \varphi_{\text{н}}/2) = 11 \cdot 1 \cdot t g^2 (45 - 22/2) = \\ &= 5,01 \text{кН}/\text{м}^2 \end{aligned} \quad (6.63)$$

где $\gamma_{\text{н}} = 11\text{кН}/\text{м}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии

$h_{\text{н}} = 1\text{м}$ – толщина слоя наносов

$\varphi_{\text{н}} = 22^\circ$ – угол внутреннего трения наносов

Равнодействующая сила давления наносов определяется по формуле 6.64.

$$E_{\text{н}} = \frac{p_{\text{н}} h_{\text{н}}}{2} = \frac{5,01 \cdot 1}{2} = 2,505 \text{кН}/\text{м} \quad (6.64)$$

Активное давление грунта со стороны верхнего бьефа определяем по формуле 6.65.

$$p'_{A.гр} = \gamma_n h_n tg^2 \left(45 - \varphi_{гр}/2 \right) = 11 \cdot 1 \cdot tg^2 \left(45 - 35/2 \right) = 2,981 \text{ кПа} \quad (6.65)$$

где $\varphi_{гр} = 35^\circ$ – угол внутреннего трения грунта, пригруженного наносами

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной $h_{гр}$, где действуют и вес наносов, и вес грунта, давление определяется по формуле 6.66.

$$p''_{A.гр} = (\gamma_n h_n + \gamma_{гр}^{взв} h_{гр}) tg^2 \left(45 - \varphi_{гр}/2 \right) = (11 \cdot 1 + 16,4 \cdot 3) tg^2 \left(45 - 35/2 \right) = 16,314 \text{ кПа} \quad (6.66)$$

Удельный вес взвешенного грунта $\gamma_{гр}^{взв}$ определяется по формуле 6.67.

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \gamma_w = 24 - (1 - 0,24) \cdot 10 = 16,4 \text{ кН/м}^3 \quad (6.67)$$

где $\gamma_{гр} = 24 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес сухого грунта

$n_0 = 0,24$ – пористость сухого грунта

$\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды

Равнодействующая активного давления грунта с учетом наносов равна площади эпюры по формуле 6.68.

$$E_{ав} = S_{эп} = \frac{p'_{A.гр} + p''_{A.гр}}{2} \cdot h_{гр} = \frac{2,981 + 16,314}{2} \cdot 3 = 28,94 \text{ кН/м}^3 \quad (6.68)$$

Пассивное давление грунта основания на плотину со стороны нижнего бьефа определяется по формуле 6.69.

$$p''_{П.гр} = (\gamma_{гр}^{взв} h_{гр}) tg^2 \left(45 + \varphi_{гр}/2 \right) = (16,4 \cdot 3) tg^2 \left(45 + 35/2 \right) = 181,56 \text{ кПа} \quad (6.69)$$

Равнодействующая пассивного давления грунта равна площади эпюры по формуле 6.70.

$$E_{\text{пас}} = S_{\text{эп}} = \frac{p''_{\text{П.гр}}}{2} \cdot h_{\text{гр}} = \frac{181,56}{2} \cdot 3 = 272,34 \text{ кН/м}^3 \quad (6.70)$$

6.4.7 Волновое давление

Равнодействующая сила волнового давления при основном расчетном случае может быть определена по формуле 6.71.

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \rho_w g h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 1000 \cdot 10 \cdot 2,56 \cdot \left(\frac{28,362}{3,14} + \frac{0,726}{2} \right) = 120,262 \text{ кН} \quad (6.71)$$

где $h_{1\%} = 2,56 \text{ м}$ – высота волны 1%-ой обеспеченности;
 $\bar{\lambda} = 28,362 \text{ м}$ – средняя длина волны;

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 2,56^2}{28,362} = 0,726 \text{ м} \quad (6.72)$$

Линия действия равнодействующей силы волнового давления находится ниже отметки НПУ на величину, определяемую по формуле 6.73.

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{28,362}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 2,56 = 3,556 \text{ м} \quad (6.73)$$

Эпюру волнового давления можно представить в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена не выше $1,1h_{1\%}$ над НПУ, а другая не ниже $8h_{1\%}$ НПУ.

6.5. Расчёт прочности плотины

Оценка прочности плотины произведена по методу предельных состояний первой группы (по непригодности эксплуатации).

Расчёт плотины будем вести с учётом противодействия только по контакту бетона с основанием без учёта температурных воздействий. В результате расчёта определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности. Оценка общей прочности плотины производится в сечении на уровне её подошвы.

Исходя из практических соображений, в расчёте плотины принимаем сжимающие напряжения со знаком «-», растягивающие – со знаком «+»

Для удобства расчёта составлена таблица 6.2, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надёжности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих сил определены с помощью программы AutoCad.

Основные нагрузки на плотину сведены в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

Обознач.силы	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
T_B	1,0	→	9069,35	14,33	129963,79
T_H	1,0	←	108,35	1,57	-169,78
G_6	0,95	↓	4649,00	4,95	-23722,42
$G_{пл}$	0,95	↓	11556,01	2,66	-30692,77
$W_{ВЗВ}$	1,0	↑	1138,84	0,00	0,00
W_ϕ	1,0	↑	1796,01	12,49	23749,21
E_H	1,2	→	3,01	3,33	10,01
$E_{ПН}$	0,8	←	217,87	1,00	217,87
$E_{ав}$	1,2	→	34,73	1,23	42,68
$W_{волн}$	1,0	→	120,26	39,44	4743,13
q_3	0,9	↓	45,78	13,21	-604,61

Расчет краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 п.м.) выполняют по формулам 6.74 – 6.78.

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_n} + \frac{6\Sigma M}{B_n^2} = -\frac{28739,22}{34} + \frac{6 \cdot 102907,74}{34^2} = -311,15 \text{ кН/м}^2 \quad (6.74)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;
 M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;
 B_n – ширина подошвы плотины

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u m_u^2 - \gamma_w H_d^u (1 - m_u^2) = -311,15 \cdot 0^2 - 10 \cdot 43 \cdot (1 - 0) = -430 \text{ кН/м}^2 \quad (6.75)$$

где $H_d^u = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ПОД} = 200 - 157 = 43\text{м}$ – напор над расчетным сечением со стороны верхнего бьефа;

$$m_u = tg\alpha_1$$

α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью.

Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $tg\alpha_1 = 0$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) m_u = (10 \cdot 43 - 311,15) \cdot 0 = 0 \quad (6.76)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2 = -311,15 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 43 = -311,15 \text{ кН/м}^2 \quad (6.77)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -10 \cdot 43 = -430 \text{ кН/м}^2 \quad (6.78)$$

Для низовой грани определяем по формулам 6.79 – 6.83.

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_n} - \frac{6\Sigma M}{B_n^2} = -\frac{28739,22}{34} - \frac{6 \cdot 102907,74}{34^2} = -1379,39 \text{ кН/м}^2 \quad (6.79)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2) = -1379,39 \cdot 0,81^2 - 10 \cdot 4,7 \cdot (1 - 0,81^2) = -921,18 \text{ кН/м}^2 \quad (6.80)$$

где $H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{min} - \nabla \text{ПОД} = 161,7 - 157 = 4,7 \text{ м}$ – напор над расчетным сечением со стороны нижнего бьефа;

$$m_t = \text{tg} \alpha_2 = \text{tg} 39^\circ = 0,81$$

$\alpha_2 = 39^\circ$ – угол между низовой гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) m_t = -(10 \cdot 4,7 - 1379,39) \cdot 0,81 = 1079,24 \text{ кН/м}^2 \quad (6.81)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t (1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2 = -1379,39 \cdot (1 + 0,81^2) + 10 \cdot 4,7 \cdot 0,81^2 = -2002,33 \text{ кН/м}^2 \quad (6.82)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t = -10 \cdot 4,7 = -47 \text{ кН/м}^2 \quad (6.83)$$

где $\sigma_y^u, \sigma_x^u, \sigma_y^t, \sigma_x^t$ – нормальные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно, у верхней и низовой граней, кН/м^2 ;

τ_{xy}^u, τ_{xy}^t – касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно, у верхней и низовой граней, кН/м^2 ;

$\sigma_1^u, \sigma_3^u, \sigma_1^t, \sigma_3^t$ – главные напряжения, соответственно, у верхней и низовой граней плотины, кН/м^2 ;

σ_c^u – нормальные напряжения на площадках контактного сечения у верхней грани, кН/м^2 ;

N – нормальная сила, равная сумме проекции на нормаль к расчетному сечению всех сил, действующих на плотину выше расчетного сечения;

ΣM – сумма моментов всех сил, приложенных к плотине, относительно середины расчетного сечения;

B_d – ширина подошвы;

m_u, m_t – заложение верхней и нижней грани на уровне расчетного сечения;

H_d^u, H_d^t – напор над расчетным сечением со стороны верхнего и нижнего бьефа;

δ – угол между плоскостью подошвы и горизонталью;

α – угол между плоскостью верхней грани и вертикалью;

Полученные напряжения сведены в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Краевые напряжения в горизонтальном сечении плотины

Напорная грань		Низовая грань	
Основное сочетание нагрузок			
Напряжение	кН/м ²	Напряжение	кН/м ²
σ_y^u	-311,15	σ_y^t	-1379,39
σ_x^u	-430,00	σ_x^t	-921,18
τ_{xy}^u	0,00	τ_{xy}^t	1079,24
σ_1^u	-311,15	σ_1^t	-47,00
σ_3^u	-430,00	σ_3^t	-2002,33

6.5.1 Критерии прочности плотины

После вычисления напряжений для основного сочетания нагрузок необходимо проверить выполнение следующих условий:

Во всех точках плотины определяем по формуле 6.84.

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b \quad (6.84)$$

где $R_b = 2800$ кН/м² – расчетное сопротивление бетона сжатию (марка В5)

$\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности по ответственности, для сооружений II класса;

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

$\gamma_c = 0,9$ – коэффициент условия работы;

$$1,25 \cdot 1 \cdot |-2002,33| \leq 0,9 \cdot 2800$$

$$2502,91 \leq 2520$$

Таким образом, величина главного напряжения и прочность бетона класса В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$, который необходимо уложить в зоне с максимальными сжимающими напряжениями, удовлетворяют приведенному выше условию.

На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений. Формула 6.85.

$$\sigma_y^u < 0 \quad (6.85)$$

$$-311,15 < 0$$

В зоне верховой грани плотины. Формула 6.86.

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25\gamma_w H_d^u \quad (6.86)$$

$$|-311,15| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 43$$

$$311,15 \geq 107,5$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

6.6. Расчёт устойчивости плотины

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

Для определения условия устойчивости при поступательной форме сдвига необходимо определить расчётное значение обобщённой несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу). Формула 6.87.

$$\begin{aligned} R &= (G_6 + G_{\text{пл}} + q_3 - W_{\text{взв}} - W_{\text{ф}}) \cdot \text{tg}\varphi + E_{\text{пн}} \cdot \gamma_c + c \cdot \omega = \\ &= (4649,00 + 11556,01 + 45,78 - 1138,84 - 1796,01) \cdot \text{tg}35^\circ + \\ &+ 217,87 \cdot 0,7 + 100 \cdot 24,7 = 11943,67 \text{ кН/м} \end{aligned} \quad (6.87)$$

где $\varphi = 35^\circ$ – угол внутреннего трения для грунта скального основания;
 $\gamma_c = 0,7$ – коэффициент условия работы для пассивного давления грунта;
 $c = 100 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для скалы;
 $\omega = B_n \cdot 1 = 24,7 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

Сдвигающая сила определяется по формуле 6.88.

$$F = T_B - T_H + W_{\text{волн}} + E_H + E_{\text{ав}} = 9069,35 - 108,35 + 120,26 + 3,01 + 34,73 = 9118,99 \text{ кН/м} \quad (6.88)$$

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие неравенства 6.89.

$$\frac{\gamma_c \cdot R}{\gamma_{lc} \cdot F} \geq \gamma_n \quad (6.89)$$

где $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надёжности по ответственности сооружения;
 $\gamma_{lc} = 1$ – коэффициент сочетания нагрузок;
 $\gamma_c = 0,95$ – коэффициент условий работы.

$$\frac{0,95 \cdot 11943,67}{1 \cdot 9118,99} \geq 1,25$$

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

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости против сдвига по основанию.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Зейско-Амурской ГЭС является обеспечение безопасности ГТС. Последствия прорыва опорного фронта могут быть катастрофическими для всего региона. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации Зейско-Амурской ГЭС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций, основным из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности ГТС» является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание и порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для сооружений при проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Для контроля состояния основных сооружений Зейско-Амурской ГЭС оснащаем контрольно-измерительной аппаратурой для отслеживания напряженно-деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля. Вводим в состав эксплуатационного персонала специальное подразделение, задача которого – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей.

В соответствии с Федеральным законом о безопасности ГТС собственник ГТС разрабатывает декларацию безопасности, которая является основным документом, содержащим сведения о соответствии ГТС критериям безопасности.

7.2 Требования по охране труда и техники безопасности для работников Зейско-Амурской ГЭС

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим Строительным нормам и правилам (СНиП), Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций,

требованиям Речного регистра Российской Федерации, Российского регистра гидротехнических сооружений, Федеральному закону «Об основах охраны труда в Российской Федерации» и, Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, нормативным актам по охране труда Госгортехнадзора России, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Правилам устройства электроустановок, Правилам пожарной безопасности в Российской Федерации и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

Отступления от требований вышеперечисленных правил как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности и производственной санитарии при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению и снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда и производственной санитарии должен осуществлять технический руководитель ГЭС, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствии со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

На ГЭС должен быть организован кабинет по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), Стандарта, стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными

средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

Работы на гидротурбинном, электрическом, механическом оборудовании и на ГТС, требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, проводятся по нарядам-допускам и распоряжениям. Работы, не требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, могут выполняться по распоряжению.

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование; по эксплуатации ГТС; по техническому обслуживанию ГТС; по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов; по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений; по расчистке водных объектов и сооружений от сора; по пропуску паводковых и паводковых расходов воды через сооружения; по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа; по расчистке водохранилищ от наносов; на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период; на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС, должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда.

На ГЭС должны быть разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

7.2.1 Общие требования безопасности

1. Работник при приеме на работу проходит вводный инструктаж. Перед допуском к самостоятельной работе он должен пройти:

- обучение по программам подготовки по профессии;
- первичный инструктаж на рабочем месте;
- проверку знаний.

2. Допуск к самостоятельной работе оформляется соответствующим распоряжением по структурному подразделению предприятия.

3. Работник в процессе работы обязан проходить:

-повторные инструктажи – не реже 1 раза в месяц по планируемым на каждый месяц перечням вопросов по безопасности труда и пожарной безопасности с обязательным включением вопросов из программы первичного инструктажа в течение каждых 6 месяцев;

-медицинский осмотр - один раз в два года;

-проверку знаний инструкции по охране труда, ПОТ, ПТЭ, ПУЭ и действующей инструкции по оказанию первой помощи пострадавшим при несчастных случаях на производстве - один раз в год;

Работники, получившие неудовлетворительную оценку при квалификационной проверке, к самостоятельной работе не допускаются и не позднее одного месяца должны пройти повторную проверку.

4. При нарушении правил охраны труда в зависимости от характера нарушений проводится внеплановый инструктаж или внеочередная проверка знаний.

5. О каждом несчастном случае или аварии пострадавший или очевидец обязан немедленно известить своего непосредственного руководителя.

6. Не допускается работа с неисправными приспособлениями, инструментом и средствами защиты.

Во избежание попадания под действие электрического тока не следует прикасаться к оборванным свешивающимся проводам или наступать на них.

В электроустановках не допускается приближение людей, механизмов и грузоподъемных машин к находящимся под напряжением, не огражденным токоведущим частям на расстояния, менее указанных в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Безопасные расстояния

Напряжение, кВ	Расстояние от людей и применяемых ими инструментов и приспособлений от временных ограждений, м	Расстояние от механизмов и грузоподъемных машин в рабочем и транспортном положении, м
До 1	0,6	1,0
1-35	0,6	1,0
500	3,5	4,5

7. На рабочем месте могут иметь место следующие опасные и вредные производственные факторы:

- повышенное значение напряжения электрической цепи;
- вращающиеся машины и механизмы;
- работа на высоте;
- воздействие химических веществ;
- повышенный уровень шума, вибрации.

8. Для защиты от воздействия опасных и вредных факторов необходимо применять средства защиты.

Для защиты от поражения электрическим током необходимо применять электрозщитные средства: диэлектрические перчатки, галоши, ковры, подставки, указатели напряжения, изолирующий инструмент.

При работе с легковоспламеняющимися веществами необходимо соблюдать меры пожарной безопасности: не курить, не пользоваться открытым огнем, инструментом, способным дать искру, а также электроинструментом.

Для защиты от химических производственных факторов необходимо применять спецодежду из кислотозащитной ткани, резиновые кислотощелочестойкие перчатки, защитные герметичные очки, фильтрующие противогазы, респираторы.

При работе открытых вращающихся механизмов не должно быть развевающихся частей одежды, которые могут быть захвачены движущимися частями механизмов.

При повышенном уровне шума следует применять противозумные наушники или вкладыши, беруши.

При работе на высоте более 1,3 м над уровнем земли, пола, площадки необходимо применять предохранительный пояс.

При нахождении в помещениях с действующим энергетическим оборудованием, а также в туннелях и колодцах необходимо носить защитную каску, застегнутую подбородным ремнем.

7.2.2 Мероприятия, обеспечивающие безопасное выполнение работ

1. Перед приемом смены дежурный машинист гидроагрегата:

приводит в порядок спецодежду. Рукава и полы спецодежды следует застегнуть на все пуговицы, волосы убрать под каску. Одежду необходимо заправить так, чтобы не было свисающих концов или развевающихся частей. Не допускается засучивать рукава спецодежды;

- производит обход обслуживаемого оборудования, проверяет безопасное состояние оборудования;
- проверяет на рабочем месте наличие и исправность сигнализации, инструмента, средств защиты, электрического фонаря, средств пожаротушения, плакатов или знаков безопасности;
- докладывает о замечаниях и нарушениях и готовности к приему смены вышестоящему дежурному персоналу, расписывается в оперативном журнале и оперативной схеме.

2. Необходимо проверить исправность и пригодность средств защиты и приспособлений:

на отсутствие внешних повреждений (целостность лакового покрытия изолирующих средств защиты; отсутствие проколов, трещин, разрывов у диэлектрических перчаток и бот);

дату следующего испытания (срок годности определяется по штампу).

3. Необходимо проверить наличие и исправность инструмента, который должен соответствовать следующим требованиям:

рукоятки плоскогубцев, острогубцев и кусачек должны иметь защитную изоляцию;

рабочая часть отвертки должна быть правильно заточена, на стержень надета изоляционная трубка, оставляющая открытой только рабочую часть отвертки (10мм);

гаечные ключи должны иметь параллельные губки, их рабочие поверхности не должны иметь сбитых скосов, а рукоятки - заусенцев;

рукоятка молотка должна иметь по всей длине овальную форму, не иметь сучков и трещин, плотно укрепляться в инструменте.

4. Рабочий инструмент следует хранить в переносном инструментальном ящике или монтерской сумке.

5. Должны применяться переносные светильники только заводского изготовления. У ручного переносного светильника должна быть металлическая сетка, крючок для подвески и шланговый провод с вилкой.

6. Средства защиты, приборы, инструмент и приспособления с дефектами или истекшим сроком испытания необходимо изъять и сообщить об этом своему непосредственному руководителю.

7.2.3 Требования безопасности во время работы

1. При выполнении работ не допускается приближаться к неогражденным токоведущим частям, находящимся под напряжением, на расстояния, менее указанных в таблице 7.1.

При работе с использованием электрозащитных средств (изолирующих штанг, клещей, указателей напряжения и т.п.) допускается приближение человека к токоведущим частям на расстояние, определяемое длиной изолирующей части этих средств.

2. Осмотр обслуживаемого оборудования выполняется по установленному маршруту.

3. Во время проведения осмотров не допускается производить переключения, снимать плакаты и ограждения, проникать за них, выполнять какую-либо работу или уборку.

4. При необходимости выполнения работ на токоведущих частях, находящихся под напряжением, необходимо:

оградить расположенные вблизи рабочего места другие токоведущие части, находящиеся под напряжением, к которым возможно случайное прикосновение;

работать в диэлектрических галошах или стоя на изолирующей подставке либо на диэлектрическом ковре;

5. Во время производства оперативных переключений, осмотра электроустановок, выполнения эксплуатационных работ необходимо пользоваться защитными средствами.

6. В электроустановках напряжением выше 1000 В при осмотре не разрешается входить в помещения, камеры, не оборудованные ограждениями

или барьерами, а также открывать двери ограждений и проникать за ограждения и барьеры.

В электроустановках напряжением до 1000 В при осмотре в случае необходимости разрешается открывать двери щитов, сборок, пультов управления и других устройств.

7. При появлении дыма или огня, усиленного потрескивания, повышенного шума в ячейках РУ подходить к этим ячейкам не допускается. Об этом необходимо сообщить вышестоящему дежурному персоналу.

8. Осмотр камеры холодного воздуха работающего генератора допускается производить вдвоем.

Осмотр камеры подпятника на работающем генераторе допускается с разрешения начальника цеха, а при его отсутствии - с разрешения начальника смены станции.

9. При замыкании на землю в электроустановках 6-35 кВ приближаться к обнаруженному месту замыкания на расстояние менее 4 м в закрытых распределительных устройствах (ЗРУ) допускается только для производства оперативных переключений и освобождения людей, попавших под напряжение. При этом следует пользоваться электрозащитными средствами (диэлектрическими ботами, галошами, диэлектрическими перчатками и изолирующей штангой).

10. Для исключения ошибок и обеспечения безопасности операций перед выполнением переключений необходимо осмотреть электроустановки, на которых предполагаются операции, проверить их соответствие выданному заданию и исправность, ознакомиться со схемой.

Только убедившись в правильности выбранного присоединения и коммутационного аппарата, можно производить переключения.

11. Отключать и включать разъединители, отделители и выключатели напряжением выше 1000 В с ручным приводом необходимо в диэлектрических перчатках.

12. Прежде чем включать или выключать разъединители (отделители), производят их внешний осмотр. Разъединители, привод и блокирующие устройства не должны иметь повреждений, препятствующих выполнению операций.

13. Для предотвращения неправильных операций с разъединителями, отделителями, выкатными тележками комплектных распределительных устройств (КРУ) и с заземляющими ножами распределительных устройств (РУ) станции они должны быть оборудованы блокировками.

14. При недовключении ножей рубильника (разъединителя) не допускается подбивать ножи и губки под напряжением.

15. Оперативному персоналу, непосредственно выполняющему переключения, самовольно выводить из работы блокировки безопасности не допускается.

16. Деблокирование приводов коммутационных аппаратов выполняется только по разрешению и под руководством лиц, уполномоченных на это

письменным указанием по предприятию, после проверки правильности предварительно выполненных переключений, проверки состояния коммутационных аппаратов и выяснения причины отказа блокировки.

17. При отсутствии в электроустановке блокировочных устройств или при неисправности блокировки хотя бы на одном присоединении, а также при сложных переключениях, независимо от состояния блокировочных устройств, оперативные переключения проводятся по бланкам переключений. Перечень сложных переключений определяется местными инструкциями.

18. В электроустановках не допускается работа в согнутом положении, если при выпрямлении расстояние до токоведущих частей будет менее указанного в таблице 7.1. При работе около не огражденных токоведущих частей нельзя располагаться так, чтобы эти части находились сзади или с двух боковых сторон.

19. Недопустимо прикасаться без применения электрозащитных средств к изоляторам оборудования, находящегося под напряжением.

20. Снимать и устанавливать предохранители необходимо при отключенном напряжении. Под напряжением, но без нагрузки и при отсутствии короткого замыкания допускается снимать и устанавливать предохранители на присоединениях, в схеме которых отсутствуют коммутационные аппараты, позволяющие отключать напряжение.

21. Замену ламп освещения в РУ и аккумуляторных помещениях разрешается выполнять единолично.

Не допускается единолично менять лампы с приставных лестниц.

22. Работать с электроизмерительными клещами в электроустановках напряжением выше 1000 В необходимо вдвоем в диэлектрических перчатках, не наклоняясь к прибору для снятия показаний.

23. В электроустановках проверять отсутствие напряжения необходимо исправным указателем напряжения. В электроустановках напряжением выше 1000 В пользоваться указателем напряжения необходимо в диэлектрических перчатках.

24. В электроустановках напряжением 0,4 кВ допускается проверять отсутствие напряжения предварительно проверенным вольтметром.

25. В электроустановках напряжением до 1000 В не допускается применение "контрольных" ламп для проверки отсутствия напряжения в связи с опасностью травмирования электрической дугой и осколками стекла.

26. Операции по наложению и снятию переносных заземлений должны выполняться в диэлектрических перчатках, в электроустановках напряжением выше 1000 В - с применением изолирующей штанги.

27. Измерение сопротивления изоляции мегаомметром необходимо выполнять на отключенном оборудовании после снятия остаточного заряда путем заземления оборудования.

Соединительные провода от мегаомметра следует присоединять к токоведущим частям с помощью изолирующих держателей (штанг), а в

электроустановках напряжением выше 1000 В - с применением диэлектрических перчаток.

Измерять сопротивление изоляции электромонтер может единолично.

28. Во время работы не допускается:

производить какие-либо переключения оборудования без уведомления старшего дежурного персонала, за исключением случаев, угрожающих здоровью или жизни людей, а также аварии на оборудовании;

работать на стационарном оборудовании, расположенном на высоте более 1,3 м от уровня пола (рабочей площадки), без наличия стационарных площадок с ограждениями и лестницами;

работать на вращающемся оборудовании, не имеющем защитного ограждения;

включать в работу электрооборудование напряжением выше 36 В без защитного заземления, а в помещениях повышенной опасности или особо опасных - без наличия диэлектрических ковриков, а в сырых помещениях - изолирующих подставок;

опираться и становиться на барьеры площадок, перильные ограждения, предохранительные кожухи муфт и подшипников, ходить по трубопроводам, а также по конструкциям и перекрытиям, не предназначенным для прохода по ним и не имеющим специальных поручней и ограждений;

снимать ограждения с механизмов, а также производить какие-либо ремонтные работы;

для обтирки наружной поверхности работающих вращающихся механизмов наматывать на руки или пальцы обтирочный материал, применять для уборки оборудования горючие вещества;

находиться в зоне работы подъемных сооружений (кранов и других грузоподъемных механизмов).

29. При пуске вращающихся механизмов следует находиться на безопасном расстоянии от них.

7.2.4 Требования безопасности в аварийных ситуациях

1. В случае возникновения аварийной ситуации (несчастного случая, пожара, стихийного бедствия) немедленно прекратить работу и сообщить о ситуации вышестоящему оперативному персоналу.

2. В случаях, не терпящих отлагательств, выполнить необходимые переключения с последующим уведомлением вышестоящего оперативного персонала.

3. В случае возникновения пожара:

3.1 Сообщить начальнику смены станции.

3.2. Оповестить всех работающих в производственном помещении и принять меры к тушению очага возгорания. Горящие части электроустановок и

электропроводку, находящиеся под напряжением, следует тушить углекислотными огнетушителями.

3.3. Принять меры к вызову на место пожара пожарной части.

3.3. В соответствии с оперативной обстановкой следует действовать согласно местному оперативному плану пожаротушения.

4. При несчастном случае необходимо немедленно освободить пострадавшего от воздействия травмирующего фактора, оказать ему первую (доврачебную) медицинскую помощь и сообщить непосредственному руководителю о несчастном случае.

При освобождении пострадавшего от действия электрического тока необходимо следить за тем, чтобы самому не оказаться в контакте с токоведущей частью или под шаговым напряжением.

7.3 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.

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;

- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;

- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;

- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.

- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;

- о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;

- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;

- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;

- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара, аварии или других опасных факторов, угрожающих персоналу и нарушающих режим работы оборудования, принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Подготовка ИТР, рабочих и служащих гидроэлектростанции по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;

- специальная подготовка персонала;
- занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;

- проведение противопожарных тренировок;
- повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются "Правилами организации

работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства".

Все лица, поступающие работать на гидроэлектростанцию, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

В целях выявления нарушений противопожарного режима и правил пожарной безопасности в технологических процессах энергетических предприятий, а также привлечения персонала к проведению профилактических противопожарных мероприятий, на предприятии будут создаваться пожарно-технические комиссии.

Объекты водяного пожаротушения на ГЭС.

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- реакторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультные помещения.

На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками - дренчерами - ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых устанавливаются дренчерные оросители. Предусмотрены специально установленные емкости, куда будет сливаться водно-масляная смесь, образующаяся во время тушения пожара. В этом маслосборнике предусматривается устройство для разделения воды и масла. Вместимость маслосборника принимается эквивалентной объему масла в силовых трансформаторах.

Из опыта эксплуатации масляных трансформаторов видно, что при возникновении КЗ внутри трансформатора, возможен его взрыв с последующим возгоранием, приводящий к человеческим жертвам, материальному ущербу. Поэтому для силовых трансформаторов обязательной к

установке является современная защита с разрывным диском и маслосливной емкостью, которая позволит предотвратить возникновение таких последствий при внутренних КЗ на трансформаторах. Подобную защиту также целесообразно установить на трансформаторах собственных нужд станции.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами (ЗПУ). Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара. Один раз в сутки лицами, за которыми закреплены данные сооружения, должен выполняться обход.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

Все кабельные коридоры, туннели с кабелями 0,4 – 6 кВ должны иметь противопожарные стенки, делящие их на секции. Наличие сквозных отверстий между секциями не допускается. Проходы между секциями осуществляются посредством установки негорючих герметичных дверей. Прокладки кабелей сквозь стены должны быть герметично заделаны.

Масляное хозяйство с резервуарами, маслоочистительной и регенерационной аппаратурой, входящее в состав технологических установок электростанции, трансформаторной мастерской, размещается в сооружении гидроузла. Масляное хозяйство как источник повышенной опасности предусматривает устройство новейших автоматических противопожарных защит с откачкой воздуха из помещений с автоматическим и дистанционным ручным управлением.

Противопожарные трубопроводы обеспечивают непрерывную подачу воды в противопожарную систему, они закольцованы и разделены секционными задвижками. Трубопроводы заполняются водой, расположены в помещениях открыто с температурой не менее +5°C. ЗПУ устанавливаются по одному на каждый объект пожаротушения, на каждый объект без резерва.

Автоматизируется: пуск рабочих пожарных насосов при открытии любого ЗПУ по импульсу, поступающему от датчика пожаротушения любого защищаемого объекта; пуск резервного насоса в случае отказа рабочего насоса или не включения системы; на пуск пожаротушения в течение установленного времени по импульсу электроконтактного манометра на трубопроводе; остановка насосов после прекращения пожара и закрытия ЗПУ через определенное время; пуск насосов при опробовании дистанционно; сигнализировать персоналу о пусках рабочего и резервного насосов; об отсутствии напряжения питания насосов.

Каждое помещение (кабинеты ИТР, РУСН, КРУЭ и т.д.) на гидроэлектростанции должно быть оснащено инструкцией по пожарной безопасности, актуальной для конкретного помещения, в которых отражаются

правила ПБ, указываются номера НСС, дежурного пожарной части. Также все помещения оснащаются средствами первичного пожаротушения в необходимом для этого объеме. За каждым помещением должно быть закреплено лицо, ответственное за противопожарную безопасность. Курение на территории станции разрешается только в специально отведенных для этого местах.

7.4 Мероприятия по охране природы

7.4.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища

Водохозяйственное и гидротехническое строительство – это активное вторжение человека в сложившиеся санитарно-гигиенические и экологические условия региона. При наполнении водохранилищ резко изменяются гидрологический и гидравлические режимы водотоков, что в конечном итоге сильно изменяет условия естественного самоочищения.

Для минимизации отрицательного техногенного влияния на окружающую среду существует комплекс мероприятий санитарной подготовки территории. В него входят:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, подлежащих сносу;
- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений;
- подготовка прибрежных участков водохранилища около населенных пунктов – санитарных зон.
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению. Санитарная очистка включает в себя:

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

Согласно СанПиН 3907-85: «3.2.1. Все населенные пункты, предприятия, здания и сооружения, расположенные в зонах постоянного и временного затопления (в период половодий и зимних зарегулированных уровней в нижних бьефов), подтопления и берегоразрушения подлежат переносу или инженерной защите в соответствии с требованиями СНиП II-60-75 “Планировка и застройка городов, поселков и сельских населенных пунктов” и СНиП 2.06.15-85 “Инженерная защита территории от затопления и подтопления”.

3.3.1. Санитарная подготовка территории, подлежащей затоплению, должна проводиться в целях обеспечения формирования надлежащего качества воды в водохранилища как источников хозяйственно-питьевого водоснабжения;

санитарная подготовка прибрежных полос - для использования их населением в культурно-оздоровительных целях.

3.4.2. На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения, выступающие над землей более чем на 50 см (0,5 м). Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте, металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

3.4.3. Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки на специально отведенные участки или специальные сооружения по обеззараживанию и переработке.

3.4.5. Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию. Места расположения указанных сооружений должны быть перепаханы в зоне мертвого объема не позднее, чем за один весенне-летний сезон до заполнения водохранилища. В зоне сработки водохранилища, подтопления и берегообрушения на территории указанных сооружений необходимо производить выемку слоя загрязненного грунта до чистого, с вывозом его за пределы территории прогнозируемого подтопления и берегообрушения с последующим обеззараживанием территории сухой хлорной известью с засыпкой чистым грунтом.

3.4.6. Очистка территории после переноса промышленных предприятий производится с учетом тех же требований, что и для населенных пунктов. Промышленные отходы предприятий вывозят транспортом на специальные сооружения или полигоны. Территория кожевенных заводов, предприятий по мойке шерсти, боен, утильзаводов по переработке трупов павших животных, складов ядохимикатов, горючесмазочных материалов, хранилищ токсичных и других опасных в санитарном отношении отходов подлежит дезинфекции, дегазации и дезактивации в соответствии с указаниями п. 3.4.5 и действующими нормативными документами с последующим снятием слоя грунта до чистого (по данным лабораторных исследований, вывозом его за пределы зоны санитарной очистки, обезвреживанием или захоронением в местах, согласованных с санитарно-эпидемиологической службой).

3.4.7. Территория ложа водохранилища должна обрабатываться особенно тщательно. Выгреба уборных после вывоза нечистот дезинфицируются сухими препаратами ДТС ГК или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом. Навоз, свалки, отходы производства удаляются за зону затопления со снятием слоя грунта до чистого.

3.4.8. Скважины (артезианские, геологоразведочные, нефтяные и другие), как функционирующие, так и нефункционирующие, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат засыпке или тампонажу.

3.5. Очистка от древесной и кустарниковой растительности.

3.5.1. Для водохранилища с коэффициентом водообмена более 6 очистке от древесной и кустарниковой растительности подлежит территория сработки

водохранилища от уровня воды или НПУ до максимальной сработки плюс 2 м ниже с оставлением пней не выше 50 см.

3.5.2. В местах, предназначенных для строительства водозаборных сооружений, территория ложа водохранилища в пределах от НПУ до максимальной сработки и на 2 м ниже, радиусом 3 км от места водозабора должна быть очищена от всей древесной растительности вровень с землей.

3.6. Мероприятия в местах захоронений.

3.6.1. Все кладбища и другие места захоронений, попадающие в зону постоянного или временного затопления, подтопления и берегообрушения подлежат закрытию.

3.6.3. Кладбища, расположенные в пределах затопления весенним половодьем вероятностью превышения 5 % и более до уровня максимальной сработки плюс 2 м ниже, а также в зоне прогнозируемого переформирования берега и в местах, предназначенных для водозаборных сооружений, подлежат обязательному переносу. Территория захоронений, в зоне мертвого объема водохранилища, ниже УМО, освобождается от строений, могильных знаков и деревьев. Дерновый покров сохраняется.

3.6.3. Скотомогильники, расположенные в пределах постоянного и временного затопления, в зоне сработки плюс 2 м ниже и в зоне берегообрушения, подлежат переносу.

3.6.4. Перенос трупов и останков с кладбищ производится под контролем органов государственного санитарного надзора» по [23].

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

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, укрепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;
- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

В соответствии с постановлением Правительства РФ от 23 ноября 1996 г. №1404 вокруг водохранилища должна быть установлена водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

7.4.2 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции

На ГЭС отсутствуют выбросы загрязняющих веществ в атмосферу и не образуются отходы производства, такие как золошлакоотвалы на ТЭС или отработанное ядерное топливо на АЭС, т.к. выработка электроэнергии на гидроэлектростанции связана с использованием возобновляемой механической энергии движения речного потока.

Однако, для обеспечения работы оборудования ГЭС необходимо использование технических масел, в результате чего образуются замасленные

стоки. Кроме того, определённый объём воды используется электростанцией для обеспечения собственных нужд.

Замасленные стоки должны поступать на специальные маслоочистительные установки, а в аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные емкости – в баки аварийного слива масла.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

В качестве очистных сооружений замасленных стоков предусматриваются: отстойники, фильтры, насосное оборудование для промывки фильтров и откачки загрязненного масла с последующим его использованием или утилизацией и перекачкой очищенного стока в нижний бьеф. Отстойники принимаются с числом секций не менее двух. Конструкция отстойника предусматривает улавливание и аккумуляцию залповых выбросов масла при авариях (пожаре), отвод всплывающих нефтепродуктов в отдельную емкость с выпуском отстоенных (осветленных) сточных вод на фильтры.

Фильтры применяем заводского изготовления двух ступеней (грубой и тонкой очистки) с доведением конечного содержания нефтепродуктов в очищенной воде до 0,05 мг/л согласно требованиям санитарных норм для выпуска в водоем рыбохозяйственного значения.

При эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:

- эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязняющих вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);
- при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные

7.5 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

Источниками загрязнений на предприятии являются пылегазоочистные установки, малярные работы, дизель-генератор и тому подобное. На этапе производства строительного-монтажных работ загрязнение атмосферного воздуха связано с выбросами строительной техники, транспортных средств, других механизмов.

Для уменьшения негативного воздействия на окружающую среду выполняют следующие мероприятия:

- очистка топлива и сырья от вредных примесей;
- исключение сухих способов переработки пылящих материалов,

- герметизация производств и транспортных средств при транспортировке различных продуктов и материалов,
- кооперация с другими предприятиями, уменьшающая количество «грязных» участков на предприятии;
- сокращение неорганизованных выбросов;
- очистка и обезвреживание загрязняющих веществ из отходящих газов;
- улучшение условий рассеивания.

7.6 Охрана от промышленных отходов

При строительстве и эксплуатации ГЭС происходит образование значительного объема отходов различных классов опасности.

В связи с этим проводят следующие мероприятия:

- раздельный сбор отходов по видам и классам опасности;
- организация мест накопления отходов;
- своевременный вывоз отходов с учетом класса опасности и способов утилизации/хранения/захоронения осуществляется на специально оборудованные полигоны.

8 Технико-экономические показатели

Для определения экономической целесообразности строительства ГЭС определим основные технико-экономические показатели:

- срок окупаемости;
- себестоимость электроэнергии;
- удельные показатели для установленной мощности;
- величина чистого дисконтируемого дохода (NPV).

8.1 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «Рус Гидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом 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 определяются по каждому виду актива.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере - 0,08%.

Отчисления на ремонт производственных фондов определяются исходя из величины инвестиций. Значения расходов представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Удельные значения расходов на ремонт

Этапы проекта	Величина, %
От 1 до 5	0,06
От 6 до 15	0,09
От 16 до 25	0,14
Свыше 25	0,2

Таблица 8.2 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Величина, млн. руб.
ОАО «СО-ЕЭС»	135,38	40,614
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097	2,852902
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318	0,827
Итого		44,293

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

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления, млн.руб.	77,9	227,9	341,0	364,2	492,4
Расходы на страхование, млн.руб.	8,4	20,2	27,0	44,4	58,4
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	52,9	158,8	158,8	158,8	158,8
Ремонт производственных фондов, млн.руб.	10,5	25,3	33,7	55,5	73,0
Услуги регулирующих компаний, млн.руб.	14,8	44,3	44,3	44,3	44,3
Налог на воду, млн.руб.	34,5	74,5	74,5	74,5	74,5
Итого, млн.руб.	199,0	551,0	679,3	741,6	901,4

Текущие затраты представлены в виде диаграммы на рисунке 8.1.

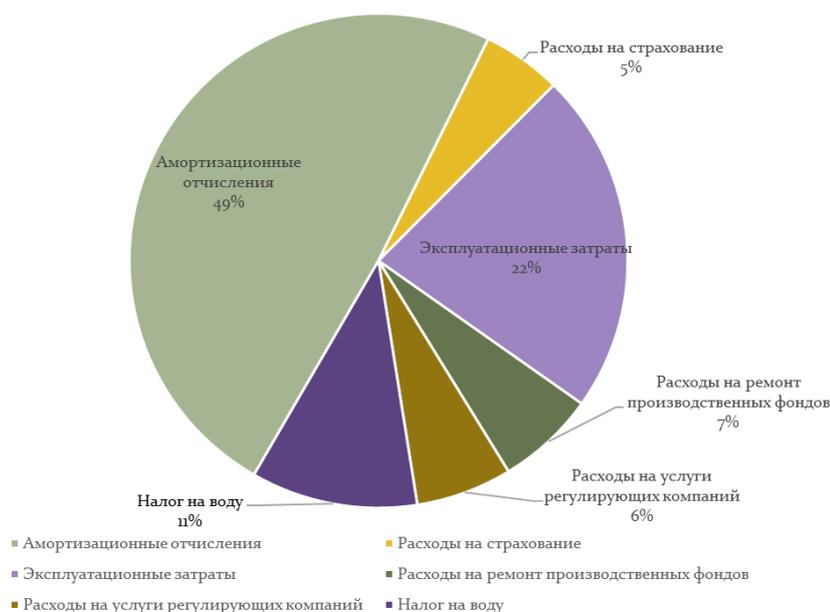


Рисунок 8.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

8.2 Налоговые расходы

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

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%

– Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Налоговые расходы

Налоги	2033	2034	2035	2036	2037
Налог на прибыль, млн.руб.	452,95	468,99	508,02	543,83	568,60
НДС, млн.руб.	627,28	640,50	654,16	667,87	681,97
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	25,34	25,34	25,34	25,34	25,34
Налог на имущество, млн.руб.	292,62	283,54	275,30	269,46	266,01
Итого, млн.руб.	1398,19	1418,37	1462,82	1506,50	1541,92

8.3 Оценка суммы прибыли

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

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.5.

Таблица 8.5 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации.

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто), млн.руб.	776	2407	2480	2558	2629
Текущие расходы, млн.руб.	199	551	679	742	901
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	776	2407	2480	2558	2629
ЕВИТ (прибыль от налогообложения), млн.руб.	598	1958	1903	1918	1829
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	114	392	381	384	366
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	484	1567	1522	1534	1463
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20	20

Чистая прибыль представлена на рисунке 8.2.

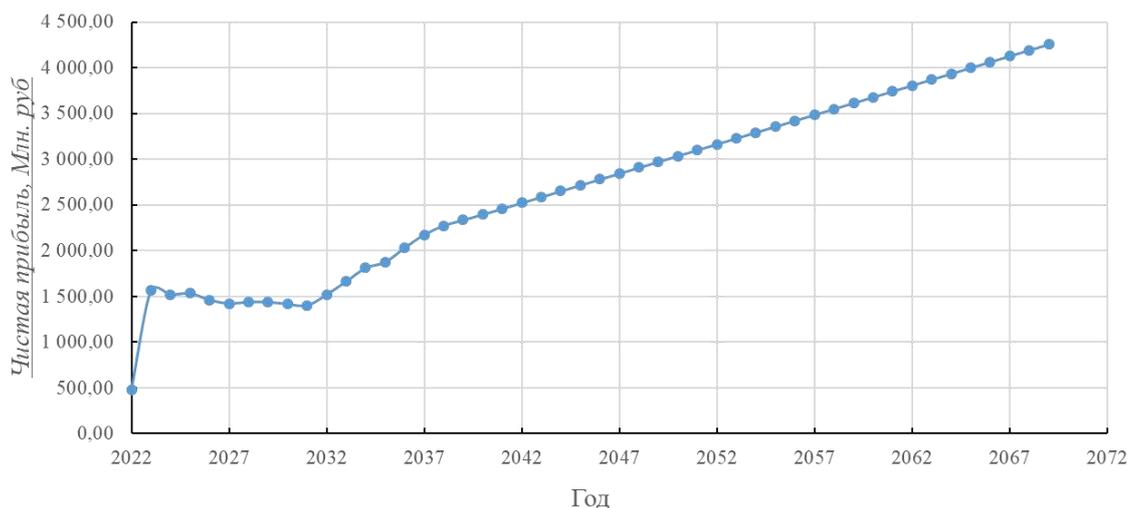


Рисунок 8.2 – Чистая прибыль, млн.руб.

8.4 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение показателей целесообразности реализации проекта.

Раздел выполнен в соответствии с:

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

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

в) Едиными сценарными условиями ОАО «РусГидро» на 2016-2041 гг.

Расчеты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта «ProjectExpert» фирмы «Projectsystem». Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

— используемая при оценке эффективности 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 расчетах под доходами понимается выручка от реализации электроэнергии станции.

В расчетах общественной эффективности под расходами понимались все затраты, необходимые для реализации инвестиционного проекта строительства Зейско-Амурской ГЭС, в коммерческой эффективности - затраты участников, реализующих инвестиционный проект строительства Зейско-Амурской ГЭС.

Рост тарифа на электроэнергию для Дальневосточного федерального округа принят в соответствии с ЕСУ, разработанными ОАО «РусГидро».

Расчёт показателей эффективности представлен в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Результаты расчёта показателей эффективности инвестиций

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	137
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	2754,92
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,35
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	14,03
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0,043
Удельные капиталовложения, руб/Квт	77282,39

8.5 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета.

Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025
В федеральный бюджет, млн.руб.	116,26	522,70	830,35	628,61	481,34
В региональный бюджет, млн.руб.	9,94	40,56	62,22	86,37	131,06
Итого налоговых поступлений, млн.руб.	126,19	563,26	892,57	714,98	612,40

8.6 Анализ чувствительности

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

1. Ставки налогов
2. Цена сбыта
3. Ставки дисконтирования

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям. Результаты представлены на рисунках 8.3 – 8.5.

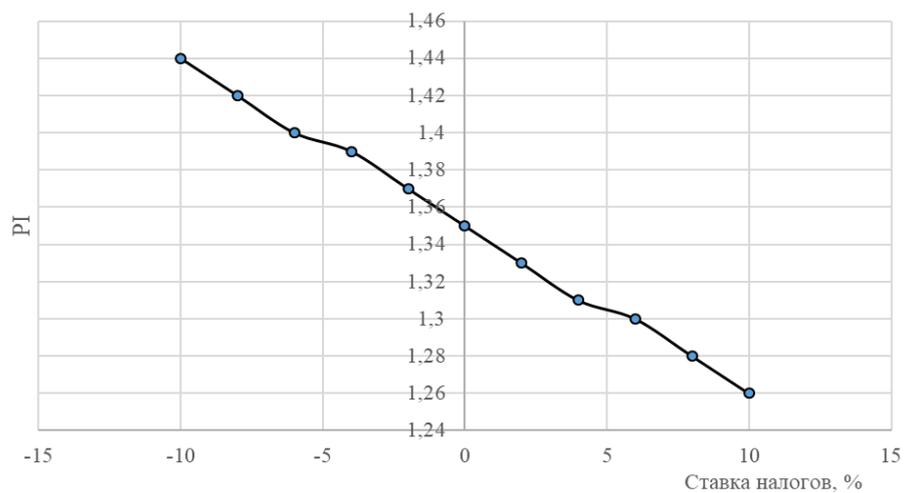


Рисунок 8.3 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

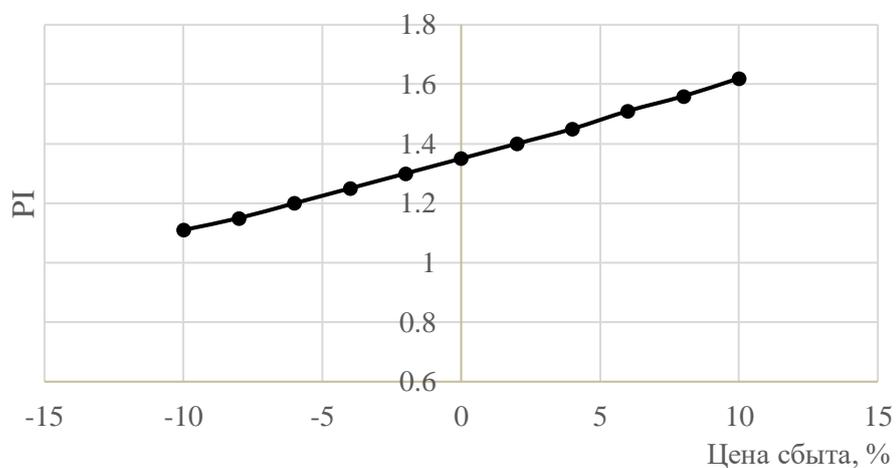


Рисунок 8.4 – Индекс PI в зависимости от изменения цены сбыта

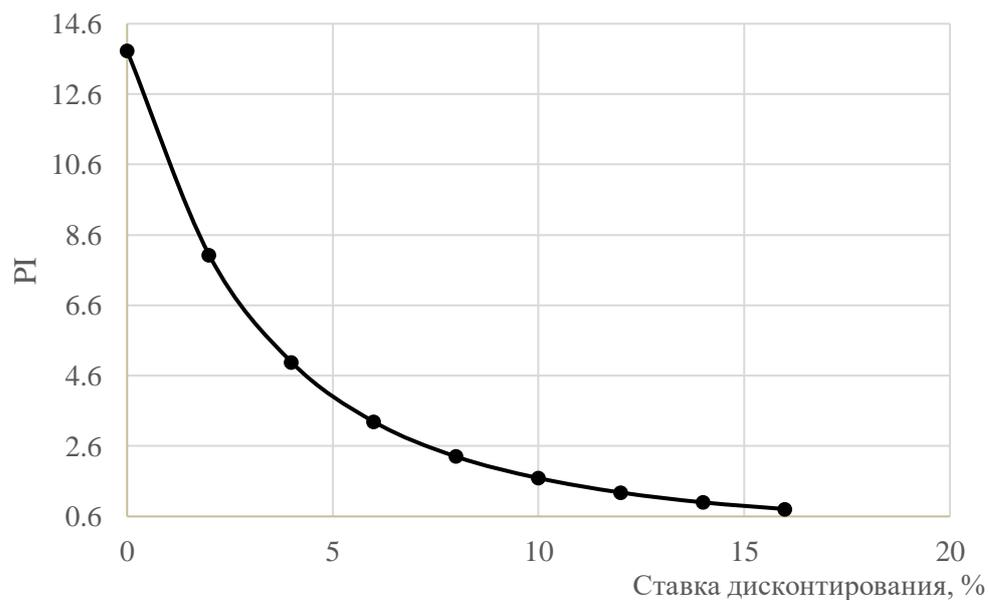


Рисунок 8.5 – Индекс PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

9 Цифровые подстанции

Термин «цифровая подстанция» используется по отношению к вторичному оборудованию подстанции (микропроцессорным терминалам), а также цифровому обмену данными между этими устройствами. Применение технологии цифровой подстанции (ЦПС) позволяет оперировать большим количеством данных, что обеспечивает более эффективную работу как первичного и вторичного оборудования подстанции, так и всей энергосистемы.

ЦПС оснащаются комплексом цифровых устройств, обеспечивающих функционирование систем релейной защиты и автоматики, учета электроэнергии, АСУ ТП, регистрации аварийных событий по протоколу МЭК 61850.

Внедрение МЭК 61850 дает возможность связать все технологическое оборудование подстанций единой информационной сетью, по которой передаются не только данные от измерительных устройств к терминалам РЗА, но и сигналы управления.

Обязательной частью ЦПС являются:

- Обмен данными между терминалами РЗА и контроллерами АСУ ТП в цифровой форме;
- Телеуправление коммутационным оборудованием;
- Системы, использующие СВИ;
- Системы мониторинга тех. состояния оборудования ПС;
- Система контроля качества электроэнергии;
- АИИС КУЭ;
- Системы кибербезопасности.

Наиболее обобщённая архитектура цифровой подстанции представлена на рисунке 9.1.

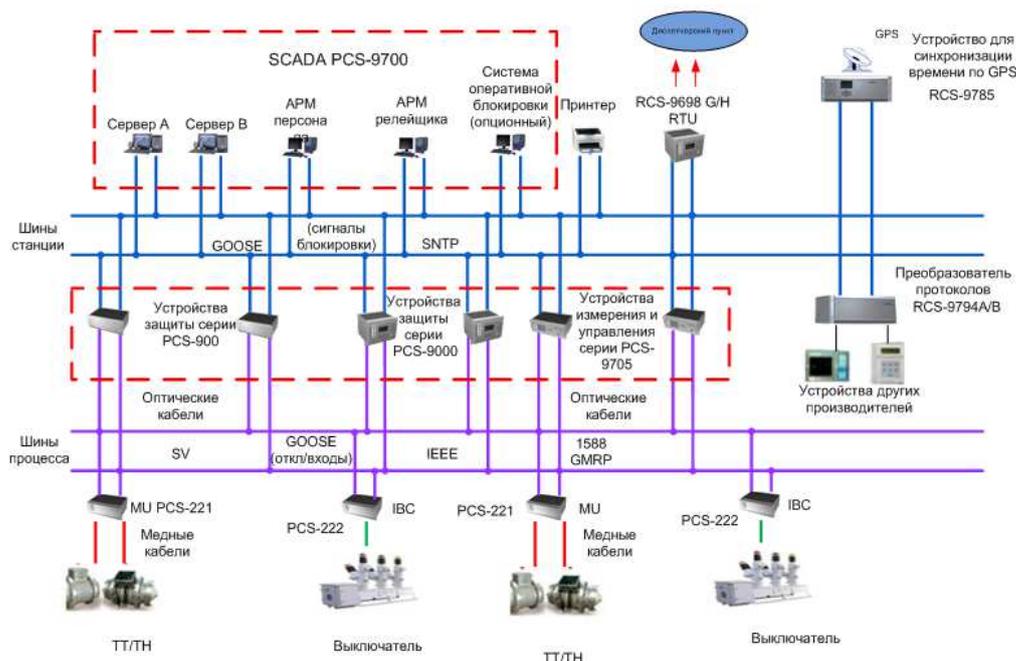


Рисунок 9.1 – Архитектура цифровой подстанции

9.1 Принцип работы ЦПС

Для работы устройства резервирования при отказе выключателя (УРОВ), защиты минимального напряжения (ЗМН), автоматики ввода резервов (АВР), логической защиты шин (ЛЗШ), дуговой защиты, дифференциальной защиты трансформаторов (ДЗТ) и оперативной блокировки разъединителей (ОБР) необходимо наличие связи между терминалами. На ЦПС реализована система передачи сигналов от терминала к терминалу по оптоволоконному кабелю или посредством патч-корда. Таким образом связь между шкафами осуществляется по цифровому каналу, который исключает необходимость традиционной связи терминалов – медных проводов.

В настоящее время классическим способом реализации функций систем передачи информации является соединение кабелями с медными жилами измерительных ТН и ТТ, рассмотрим проблемы, характерные для данной технологии:

- большая разветвленность и протяженность медных кабелей;
- подверженность измерительных цепей воздействию электромагнитных помех;
- сложность или отсутствие возможности контроля неисправности измерительного канала в темпе процесса и сложность поиска места повреждения;
- влияние сопротивления измерительных цепей на точность измерений и необходимость согласования мощности ТТ/ТН с сопротивлением цепей и нагрузкой приемника.

Использование цифрового канала обмена данными вместо обычных сигнальных кабелей снижает длительность и стоимость простоя подстанций в процессе реконструкции вторичного оборудования и создает возможность для легкого и быстрого изменения конфигурации систем микропроцессорной защиты и автоматики.

Система анализирует данные и формирует рекомендации по техническому обслуживанию оборудования, что позволяет изменить принцип работы с регулярных плановых профилактических работ на работу по факту появления неисправностей. Данный принцип работы дает возможность снизить затраты на персонал по содержанию оборудования.

Благодаря протоколу МЭК 61850 со стандартизированным интерфейсом при проектировании подстанции возможно применение оборудования любых производителей, поддерживающих данный протокол. Цифровая подстанция имеет возможность легко интегрироваться в систему АСУ ТП верхнего уровня.

Сбор информации по всей подстанции и управление коммутационными аппаратами в режиме реального времени при помощи SCADA-системы. Также эта система выполняет роль самописца подобно бортовому самописцу авиалайнера и имеет возможность трансляции видеоизображения с камер, установленных в отсеках ячеек, что позволяет следить за состоянием коммутационных аппаратов.

9.2 Стандарт МЭК 61850

Одной из основных идей, заложенных в стандарт, является его неизменность со временем. Главы этого стандарта сначала описывают концептуальные вопросы передачи данных между энергообъектами или же внутри них. Далее следует описание коммуникационного интерфейса, а на заключительном этапе описывается назначение моделей на протоколы передачи данных.

9.2.1 Протокол GOOSE

Протокол GOOSE предназначен для горизонтальной связи между устройствами РЗА посредством передачи данных в цифровом виде. Передача GOOSE сообщений происходит в широковещательном диапазоне одновременно нескольким адресатам. В самом сообщении можно отправлять не одно, а несколько значений (различных сигналов, например, срабатывания МТЗ или запуска реле), из которых получатель извлекает только нужные. Сообщения GOOSE поддерживают функцию приоритетности передачи – МЭК 61850 QoS, благодаря которой они передаются в обход обычных сообщений. Время передачи одного пакета данных по протоколу GOOSE не превышает 0,001 секунды. На рисунке 9.2 показана связь коммутационных аппаратов, контроллеров и цифровых терминалов по протоколу.

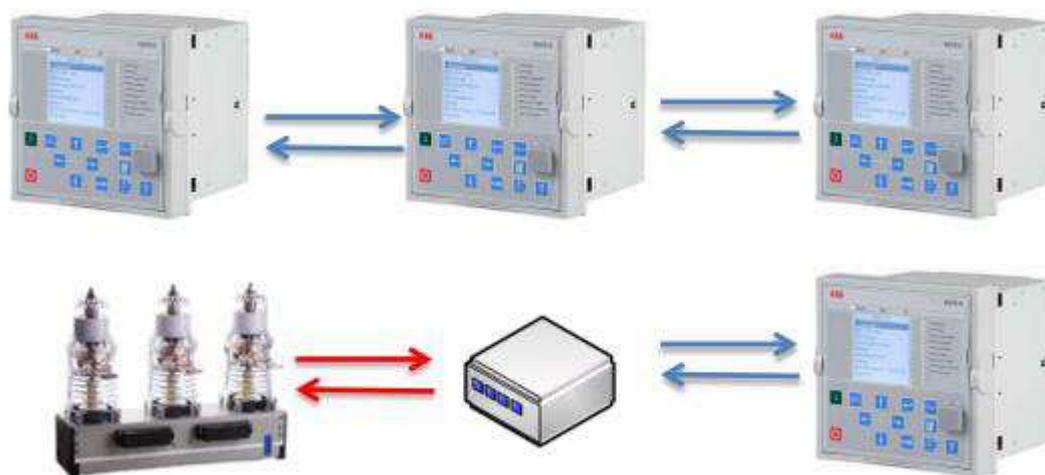


Рисунок 9.2 – Связь оборудования по протоколу GOOSE

9.2.2 Протокол MMS

Протокол MMS предназначен для вертикальной связи, то есть для передачи отчетов о работе оборудования с нижнего уровня (терминалов РЗА)

на верхний – сервера АСУ ТП. Протокол реализует функции АСУ ТП, собирает данные телесигнализации и телеизмерений, а также имеет возможность подавать команду телеуправления.

На рисунке 9.3 изображена принципиальная схема устройства MMS протокола.



Рисунок 9.3 – Связь терминалов с верхним уровнем

9.3 Целесообразность проектирования ЦПС

В нынешнее время традиционное электроэнергетическое оборудование не соответствует требованиям, накладываемых новейшими экономическими отношениями. Распределительным и генерирующим компаниям необходимо современное оборудование, которое позволит снизить первоначальные затраты на его установку и позволит снизить издержки на техническое обслуживание распределительных устройств. Также существует проблема обеспечения качественными измерениями процессов выбора оптимальных режимов распределения, учета потребления и потерь электроэнергии.

В мировом энергетическом сообществе существуют два принципиально разных взгляда на необходимость и целесообразность создания цифровых подстанций. В странах Европы технологии ЦПС на данный момент активным образом не внедряются. Большой интерес там вызывает широкомасштабное использование возобновляемых источников электроэнергии и реализация элементов Smart Grid (в российской терминологии – активно-адаптивной сети).

В Азии же цифровым подстанциям уделяют большое внимание: уже построено несколько десятков таких объектов, что свидетельствует о целесообразности внедрения данной технологии.

При проектировании комплекса ЦПС необходимо уделять особое внимание характеристикам объекта управления. В зависимости от компоновки и типов основного силового оборудования может быть выбрана принципиально

различная структура построения вторичных информационных систем. После проведения исследований и проработки различных проектных решений было выделено несколько особенностей построения ЦПС с учетом различных характеристик объекта управления и требований к высоким технико-экономическим показателям внедрения новых технологий.

Рассмотрим некоторые из них.

При наличии на объекте КРУЭ экономический эффект от внедрения технологий ЦПС вызывает сомнения, т.к. одним из преимуществ ЦПС является сокращение кабельных связей между РУ и ОПУ. Применение инновационных технологий в автоматизации КРУЭ станет оправданным при оснащении их встраиваемыми цифровыми трансформаторами тока и напряжения с сохранением оборудования предыдущего поколения. В этом случае внедрение элементов ЦПС даст технические преимущества, а система не подорожает.

9.4 Реализация системы ЦПС на примере КРУЭ проектируемой ГЭС

В случае Зейско-Амурской ГЭС, которая находится на стадии проектирования вместе с КРУЭ, относящимся к ней, ситуация обстоит совсем иначе. Ввиду новизны оборудования будущей станции и распределительного устройства не возникает проблем с морально устаревшими технологиями. Ячейки КРУЭ уже заранее на заводе производителя комплектуются встроенными оптоэлектронными устройствами измерений тока и напряжения, а шкафы КРУЭ изготавливаются с поддержкой протокола МЭК 61850, что уже предопределяет это устройство, как часть ЦПС. Отсутствие необходимости модернизации старого оборудования для использования их в совокупности с новейшими системами, делает проект реализации ЦПС на КРУЭ 220 кВ Зейско-Амурской ГЭС выгодным как с технической, так и с экономической стороны. И т.к. проектируемая станция находится в РФ, реализация данного проекта будет способствовать развитию отечественного производства и науки, а также повысит энергобезопасность электроэнергетических объектов нашей страны.

Типом распределительного устройства высшего напряжения проектируемой станции является КРУЭ, состоящее из ячеек ЯГГ 220. Ячейки оснащаются шкафами управления со встроенными цифровыми устройствами и терминалами, приборами и системами самодиагностики и телеуправления, объединяемые в систему SCADA более высокого уровня, передающую данные по протоколу МЭК 61850, МЭК 61850-9.2LE. В КРУЭ устанавливаются цифровые оптоэлектронные трансформаторы тока и напряжения.

Выключатели КРУЭ оснащены устройствами учета сработавшего коммутационного ресурса, позволяющими определять состояние контактной системы выключателя в эксплуатации.

В отсеки КРУЭ устанавливаются датчики частичных разрядов, контролирующие состояние изоляции КРУЭ на протяжении всего периода эксплуатации и выдающие сигнал о необходимости замены в случае ухудшения изоляционных характеристик.

Датчики плотности элегаза с цифровым выходом, установленные в отсеках КРУЭ, объединены с датчиками концентрации элегаза в помещении КРУЭ в единую систему контроля утечек газа из оборудования. Все сигналы посредством оптического кабеля и передающих устройств поступают на приборы РЗиА подстанции и в систему SCADA уровня управления ПС и энергосистемой.

Схема одного из 7 присоединений 220 кВ КРУЭ Зейско-Амурской ГЭС к цифровым терминалам представлена на рисунке 9.4.

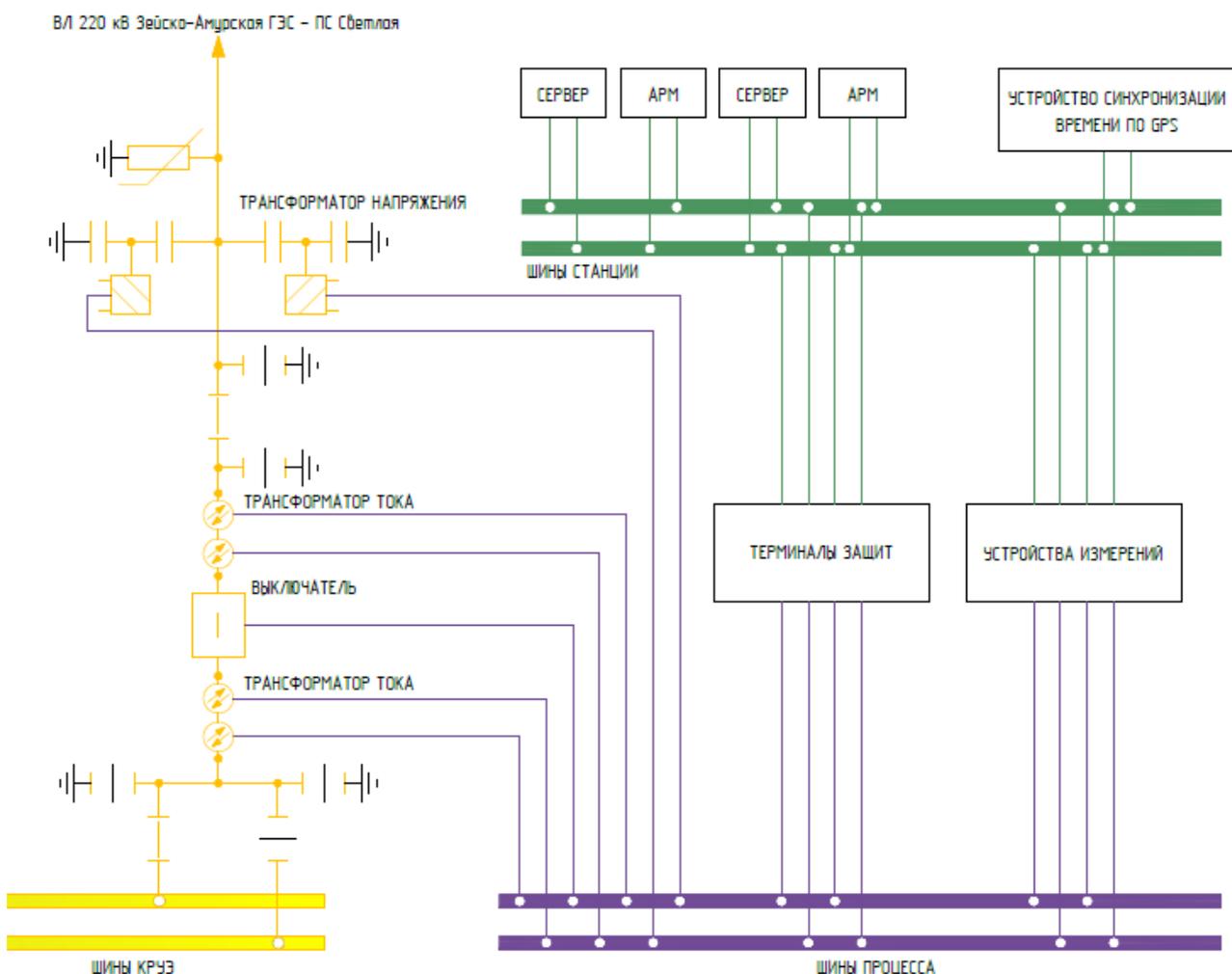


Рисунок 9.4 – Схема подключения к цифровым терминалам отходящей воздушной линии проектируемой ГЭС

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 14.13330.2011 Строительство в сейсмичных районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*. – Введ. 20.05.2011. – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 80 с.
2. СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. – Введ. 01.01.2013. – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 67 с.
3. Затеева, Е. 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, 2008. – 114 с.
4. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть): учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград: ЛГТУ, 1991. – 80 с.
5. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие: в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
6. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва: Стандартиформ, 2008. – 8 с.
7. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – Изд. 4-е, перераб.и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
8. СТ О 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
9. Прошин, А. С. Монтажные краны электростанций: учебное пособие для вузов / А. С. Прошин. – Изд. 2-е, перераб.и доп. – Москва: Машиностроение, 1973. – 248 с.
10. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб.и доп. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
11. 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.
12. ГОСТ 2.755-87 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Устройства коммутационные и контактные соединения. – Введ. 01.01.1988. – Москва: ИПК Издательство стандартов, 1998. – 7 с.
13. ГОСТ 2.722-68* Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Машины электрические. - Введ. 01.01.1971. – Москва: Стандартиформ, 2008. – 15 с.

14. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>
15. Кузнецов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учебное пособие для вузов / Д. А. Кузнецов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск: СФУ, 2007. – 232 с.
16. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
17. Каталог «Трансформаторы ТСЗФ, ТСЗ, ТСЗФС, ТСЗС, ТСЗУ трехфазные сухие, в т.ч. повышенной пожаробезопасности, класса напряжения 6 - 20 кВ, в т.ч для собственных нужд подстанций» [Электронный ресурс] // Компания «Электрозавод». – Режим доступа: <http://www.elektrozavod.ru/>.
18. Каталог «Продукция компании» [Электронный ресурс] // ЗАО группа компаний «ЭлектроЩит». – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru>.
19. Правила устройства электроустановок: изд. 7. – Москва: ДЕАН, 2013. – 706 с.
20. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа: <http://polymer-apparat.ru>.
21. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа: <http://www.kondensator.su>.
22. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.
23. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике: учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.
24. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
25. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
26. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.
27. Гидротехнические сооружения. Часть 2: учебник для вузов / Л. Н. Рассказов [и др.]. – Москва: Издательство Ассоциаций строительных вузов, 2008. – 528 с.

28. Об утверждении Положения о СУОТ [Электронный ресурс]: распоряжение РАО ЕЭС России от 14.01.98 № 5р // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

29. ПОТР М-016-2013 РД 153-34.0-03.150-00. Межотраслевые правила по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок [Электронный ресурс]: от 24.07.2013 N 328н // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

30. РД 153.-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий [Электронный ресурс] : от 21.12.99 N 20/2-3/3806 // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

31. Об охране окружающей среды [Электронный ресурс] : федер. закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

32. Об охране атмосферного воздуха [Электронный ресурс] : федер. закон от 04.05.1999 N 96-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

33. Об отходах производства и потребления [Электронный ресурс]: федер. закон от 24.06.1998 N 89-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

34. О животном мире [Электронный ресурс]: федер. закон от 13.12.1996 N 52-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

35. Об особо охраняемых природных территориях [Электронный ресурс]: федер. закон от 14.03.1995 N 33-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

36. О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения [Электронный ресурс]: федер. закон от 30.03.1999 N 52-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

37. О безопасности гидротехнических сооружений [Электронный ресурс]: федер.закон от 23.12.2003 N 186-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

38. Об экологической экспертизе [Электронный ресурс]: федер.закон от 16.05.2008 N 75-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

39. О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов [Электронный ресурс]: федер.закон от 06.12.2007 N 333-ФЗ// Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

40. Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг.. – Введ. 31.03.2008 – Москва: «РусГидро», 2008 – 14 с.

41. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.

42. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.

43. Каталог «Провод алюминиевый неизолированный» [Электронный ресурс] // ООО «ЭлектроКомплект Сервис». – Режим доступа: <http://www.e-ks.ru>.

44. Каталог «Трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // Торговая компания «Энергооборудование». – Режим доступа: <http://www.profenergo1.energoportal.ru>.

45. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа: <http://www.kondensator.su>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Зeya за 1952-2001 гг

Годы	Расходы в кубических метрах в секунду												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
1952	19	15	8	12	4042	4166	4211	2527	3257	2359	474	193	1776
1953	81	43	27	923	5557	3324	1237	3481	1910	1012	339	109	1506
1954	29	27	13	199	3986	6624	4716	2920	6287	1001	148	70	2170
1955	39	24	20	171	2078	2583	5097	5726	2920	2022	204	98	1751
1956	54	42	33	64	4323	2561	7858	1461	2135	866	58	25	1625
1957	59	30	21	204	4435	2741	1136	1349	3593	2965	361	126	1420
1958	28	19	12	18	3313	3975	10552	3930	1349	1125	238	94	2056
1959	22	17	13	63	2527	2022	2078	4604	4042	2359	587	204	1547
1960	13	13	8	9	2415	8307	2415	900	2247	1125	70	13	1463
1961	47	27	15	36	4435	5165	2696	4379	3706	462	339	98	1786
1962	76	26	11	238	3874	2931	9205	5501	5389	2808	496	255	2570
1963	83	37	31	1461	5445	2370	5333	788	1573	777	193	47	1514
1964	100	30	21	20	3650	2303	3706	7970	7521	1394	272	137	2262
1965	109	34	32	81	4996	2135	631	3257	797	676	159	92	1085
1966	73	16	17	204	3201	3055	2583	4042	1068	844	137	81	1279
1967	79	47	40	474	4099	3380	1012	6960	6062	1237	566	244	2019
1968	59	20	19	182	3762	3335	810	4491	1461	348	221	39	1231
1969	43	20	17	81	3537	2078	709	2920	1237	451	215	24	946
1970	16	12	12	59	685	3459	5052	3706	7297	1046	283	148	1817
1971	27	17	16	70	1966	5389	1573	3818	1012	900	171	93	1256
1972	36	18	16	61	4547	4626	5030	5277	2808	1024	316	75	1988
1973	52	22	15	81	2640	5333	1461	3369	2247	743	451	265	1392
1974	57	37	30	1371	6119	1910	900	3930	3571	1349	260	53	1634
1975	24	19	14	215	608	3874	2920	6062	3369	406	47	30	1468
1976	10	9	10	33	2191	1798	3145	3818	2359	1181	92	64	1228
1977	39	21	15	35	1125	4076	6062	788	6511	1798	305	103	1742
1978	54	22	10	42	6904	4514	11449	7308	7185	462	272	81	3194
1979	45	28	22	586	5109	5950	3369	3593	4267	2696	227	42	2163
1980	29	18	15	86	1630	1461	2135	7540	5165	373	204	64	1562
1981	64	21	16	92	748	1068	2471	3212	1125	788	269	79	831
1982	21	13	11	98	6343	1630	5894	1237	1686	945	328	159	1532
1983	12	8	6	56	900	4446	3032	5052	2022	990	126	34	1392
1984	18	6	6	48	5333	9093	2022	1125	3145	2471	328	120	1978
1985	31	11	10	103	732	4940	10215	2471	900	642	81	47	1684
1986	11	10	11	109	2303	3650	7073	6399	5838	1573	541	99	2303
1987	17	16	13	47	6119	2920	1798	1012	2583	1147	114	68	1323
1988	34	17	15	114	3088	3156	1686	1798	2696	956	283	92	1163
1989	42	29	24	1018	7353	4177	3257	4267	7073	1259	429	182	2428
1990	35	24	21	339	6680	4604	1966	709	3032	664	249	103	1537
1991	27	24	22	58	3425	2034	2135	2022	3481	2135	238	139	1314
1992	18	11	8	126	1742	2438	4267	7297	3818	1125	518	120	1793
1993	21	16	17	67	563	900	2359	2247	2022	878	120	55	774
1994	24	19	15	13	2864	3257	5501	4828	4042	732	350	114	1815
1995	25	20	16	81	1293	1136	2247	8195	7948	1068	165	70	1857

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qcp. г
1996	30	17	14	143	1461	1158	2191	2696	2583	485	182	36	918
1997	13	11	10	148	2976	3313	3481	6960	6736	1686	103	46	2126
1998	42	36	34	1192	4660	2426	1360	3145	3930	1461	406	103	1568
1999	34	21	20	193	2752	2617	2808	4155	2471	1181	294	58	1386
2000	24	18	15	221	3537	2471	1910	1573	3369	2247	384	171	1330
2001	20	9	7	61	900	3279	2920	5726	5614	563	249	86	1622

Таблица А.2 – Расчёт интегральной кривой нагрузки

Зима				Лето			
Час	P _t	Энергия	Мощность	Час	P _t	Энергия	Мощность
1,00	1573	20,92	0,02	1	1219	6,15	0,01
2,00	1552	21,54	0,02	2	1213	10,46	0,01
3,00	1552	39,69	0,08	3	1208	20,31	0,04
4,00	1534	43,08	0,09	4	1198	21,54	0,05
5,00	1530	43,08	0,09	5	1197	27,38	0,08
6,00	1530	46,15	0,11	6	1191	31,08	0,10
7,00	1527	59,38	0,20	7	1188	34,15	0,12
8,00	1514	63,69	0,24	8	1185	35,08	0,13
9,00	1510	65,54	0,25	9	1184	35,69	0,14
10,00	1508	76,62	0,36	10	1183	36,92	0,15
11,00	1497	81,23	0,41	11	1182	47,69	0,27
12,00	1492	90,46	0,52	12	1171	76,62	0,61
13,00	1483	99,69	0,64	13	1142	92,31	0,82
14,00	1474	102,15	0,68	14	1126	131,69	1,37
15,00	1471	112,00	0,83	15	1087	203,38	2,44
16,00	1461	119,38	0,94	16	1015	225,54	2,80
17,00	1454	153,85	1,53	17	993	316,31	4,34
18,00	1419	191,38	2,21	18	902	336,00	4,70
19,00	1382	216,00	2,67	19	883	395,38	5,82
20,00	1357	216,92	2,69	20	823	415,08	6,22
21,00	1356	219,69	2,75	21	804	441,54	6,77
22,00	1354	234,46	3,08	22	777	450,15	6,96
23,00	1339	252,31	3,49	23	769	454,77	7,07
24,00	1321	1573,23	35,19	24	764	1218,77	25,41

Таблица А.3 – Результаты расчётов для построения годовых графиков

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
P _{ср} , МВт	1573	1521	1442	1350	1271	1225	1225	1271	1350	1442	1521	1573
P _{max} , МВт	1459	1406	1315	1210	1119	1066	1066	1119	1210	1315	1406	1459

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водно-энергетические расчёты

Таблица Б.1 – Величины, необходимые для расчёта максимальных расходов заданной обеспеченности

Год	Q, м ³ /с	K	K-1	(K-1) ²	(K-1) ³
1978	3194	1,945	0,945	0,892	0,843
1962	2570	1,565	0,565	0,319	0,180
1989	2428	1,478	0,478	0,229	0,109
1986	2303	1,402	0,402	0,162	0,065
1964	2262	1,377	0,377	0,142	0,054
1954	2170	1,321	0,321	0,103	0,033
1979	2163	1,317	0,317	0,100	0,032
1997	2126	1,294	0,294	0,087	0,026
1958	2056	1,252	0,252	0,063	0,016
1967	2019	1,229	0,229	0,053	0,012
1972	1988	1,210	0,210	0,044	0,009
1984	1978	1,204	0,204	0,042	0,009
1995	1857	1,131	0,131	0,017	0,002
1970	1817	1,106	0,106	0,011	0,001
1994	1815	1,105	0,105	0,011	0,001
1992	1793	1,092	0,092	0,008	0,001
1961	1786	1,087	0,087	0,008	0,001
1952	1776	1,081	0,081	0,007	0,001
1955	1751	1,066	0,066	0,004	0,000
1977	1742	1,061	0,061	0,004	0,000
1985	1684	1,025	0,025	0,001	0,000
1974	1634	0,995	-0,005	0,000	0,000
1956	1625	0,989	-0,011	0,000	0,000
2001	1622	0,988	-0,012	0,000	0,000
1998	1568	0,955	-0,045	0,002	0,000
1980	1562	0,951	-0,049	0,002	0,000
1959	1547	0,942	-0,058	0,003	0,000
1990	1537	0,936	-0,064	0,004	0,000
1982	1532	0,933	-0,067	0,005	0,000
1963	1514	0,922	-0,078	0,006	0,000
1953	1506	0,917	-0,083	0,007	-0,001
1975	1468	0,894	-0,106	0,011	-0,001
1960	1463	0,891	-0,109	0,012	-0,001
1957	1420	0,865	-0,135	0,018	-0,002
1973	1392	0,847	-0,153	0,023	-0,004
1983	1392	0,847	-0,153	0,023	-0,004

Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б.1

Год	Q, м ³ /с	K	K-1	(K-1) ²	(K-1) ³
1999	1386	0,844	-0,156	0,024	-0,004
2000	1330	0,810	-0,190	0,036	-0,007
1987	1323	0,805	-0,195	0,038	-0,007
1991	1314	0,800	-0,200	0,040	-0,008
1966	1279	0,779	-0,221	0,049	-0,011
1971	1256	0,765	-0,235	0,055	-0,013
1968	1231	0,749	-0,251	0,063	-0,016
1976	1228	0,748	-0,252	0,064	-0,016
1988	1163	0,708	-0,292	0,085	-0,025
1965	1085	0,661	-0,339	0,115	-0,039
1969	946	0,576	-0,424	0,180	-0,076
1996	918	0,559	-0,441	0,195	-0,086
1981	831	0,506	-0,494	0,244	-0,121
1993	774	0,471	-0,529	0,280	-0,148

Таблица Б.2 – Результаты расчёта эмпирических кривых обеспеченности

Год	Q _{ср. год}	Q _{ср. межень}	Q _{ср. Паводок}	p, %
1978	3194	1040	9647	2
1962	2570	857	7698	4
1989	2428	846	7166	6
1986	2303	745	6987	8
1964	2262	740	6982	10
1954	2170	730	6492	12
1979	2163	686	6410	14
1997	2126	673	6372	16
1958	2056	667	6360	18
1967	2019	619	6131	20
1972	1988	611	6130	22
1984	1978	606	6018	24
1995	1857	593	5894	25
1970	1817	591	5878	27
1994	1815	576	5862	29
1992	1793	574	5650	31
1952	1776	547	5420	35
1955	1751	544	5344	37
1977	1742	535	5214	39
1985	1684	534	5017	41
1974	1634	532	4918	43

Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б.2

Год	Q _{ср. год}	Q _{ср. межень}	Q _{ср. Паводок}	p, %
1956	1625	525	4800	45
2001	1622	524	4713	47
1998	1568	513	4672	49
1980	1562	509	4654	51
1959	1547	499	4641	53
1982	1532	481	4511	57
1975	1468	430	4354	63
1960	1463	418	4293	65
1957	1420	413	4245	67
1973	1392	411	4212	69
1983	1392	410	4082	71
1999	1386	405	4078	73
2000	1330	402	4031	75
1987	1323	397	4013	76
1991	1314	381	3964	78
1966	1279	353	3887	80
1976	1228	323	3674	86
1988	1163	297	3065	88
1965	1085	289	3060	90
1969	946	288	2912	92
1996	918	282	2773	94
1981	831	272	2359	96
1993	774	243	2349	98

Таблица Б.3 – Результаты расчёта режимов работы станции

Месяц	Q _б м ³ /с	Q _л м ³ /с	Q _и м ³ /с	Q _ф м ³ /с	Q _{плз} м ³ /с	Z _{вб} , м	Z _{нб} , м	H, м	N _б , МВт
11	406	20	2	10	374	200,00	168,67	30,35	325
12	103	20	1	10	72	198,65	169,18	28,42	383
1	116	20	1	10	85	197,15	169,20	26,90	366
2	36	20	1	10	5	195,66	168,75	25,56	283
3	34	0	1	10	23	193,56	167,10	25,28	179
4	1118	-40	1	10	1147	191,80	168,36	22,93	267
5	1360	-40	3	10	1387	191,37	168,73	22,12	304
6	1426	0	4	10	1412	190,93	168,21	22,63	248
7	3945	0	14	10	3921	191,36	169,11	23,99	392
8	5345	0	14	10	5321	195,45	170,16	26,03	751
9	3445	0	12	10	3423	197,53	168,90	29,44	437
10	1461	0	5	10	1446	199,75	168,39	31,15	368

ПРИЛОЖЕНИЕ В
Основное и вспомогательное оборудование

Таблица В.1 – Сводная таблица для ПЛ40а-В

$D_1, \text{м}$	5,6	6,0	6,3	6,7	7,1	7,5	8,0
η_T	0,927	0,927	0,928	0,928	0,929	0,929	0,930
$N_a^*, \text{МВт}$	69,27	79,58	87,77	99,33	111,60	124,59	141,84
$Z_a^*, \text{шт}$	4,35	3,78	3,43	3,03	2,70	2,42	2,12
$Z_a, \text{шт}$	6,00	4,00	4,00	4,00	3,00	3,00	3,00
$N_a, \text{МВт}$	50,17	75,25	75,25	75,25	100,33	100,33	100,33
Δp	1,047	1,048	1,048	1,049	1,050	1,050	1,051
$n_c^*, \text{об/мин}$	120,44	112,45	107,12	100,75	95,10	90,05	84,45
$n_c, \text{об/мин}$	125,00	115,40	115,40	107,10	100,00	90,90	88,20
$n'_{I_{max}}, \text{об/мин}$	112,00	110,75	116,26	114,71	113,47	108,93	112,71
$n'_{I_p}, \text{об/мин}$	129,73	128,28	134,66	132,88	131,44	126,18	130,55
$n'_{I_{min}}, \text{об/мин}$	148,56	146,90	154,21	152,16	150,51	144,49	149,50
$Q \cdot \eta \text{ расч}$	1,147	1,499	1,359	1,202	1,427	1,279	1,124
$Q \cdot \eta \text{ max}$	0,738	0,964	0,875	0,773	0,918	0,823	0,723

Таблица В.2 – Сводная таблица для ПЛ40б-В

$D_1, \text{м}$	5,6	6,0	6,3	6,7	7,1	7,5	8,0
η_T	0,931	0,932	0,932	0,933	0,933	0,934	0,934
$N_a^*, \text{МВт}$	65,98	75,79	83,59	94,60	106,28	118,65	135,07
$Z_a^*, \text{шт}$	4,56	3,97	3,60	3,18	2,83	2,54	2,23
$Z_a, \text{шт}$	6,00	4,00	4,00	4,00	3,00	3,00	3,00
$N_a, \text{МВт}$	50,17	75,25	75,25	75,25	100,33	100,33	100,33
Δp	1,040	1,041	1,041	1,042	1,043	1,043	1,044
$n_c^*, \text{об/мин}$	118,12	110,28	105,05	98,81	93,26	88,31	82,81
$n_c, \text{об/мин}$	125,00	115,40	107,10	100,00	93,80	90,90	83,30
$n'_{I_{max}}, \text{об/мин}$	112,37	111,12	108,26	107,47	106,80	109,30	106,81
$n'_{I_p}, \text{об/мин}$	130,16	128,71	125,40	124,48	123,71	126,61	123,72
$n'_{I_{min}}, \text{об/мин}$	149,05	147,39	143,60	142,55	141,66	144,98	141,68
$Q \cdot \eta \text{ расч}$	1,147	1,499	1,359	1,202	1,427	1,279	1,124
$Q \cdot \eta \text{ max}$	0,738	0,964	0,875	0,773	0,918	0,823	0,723

Продолжение приложения В

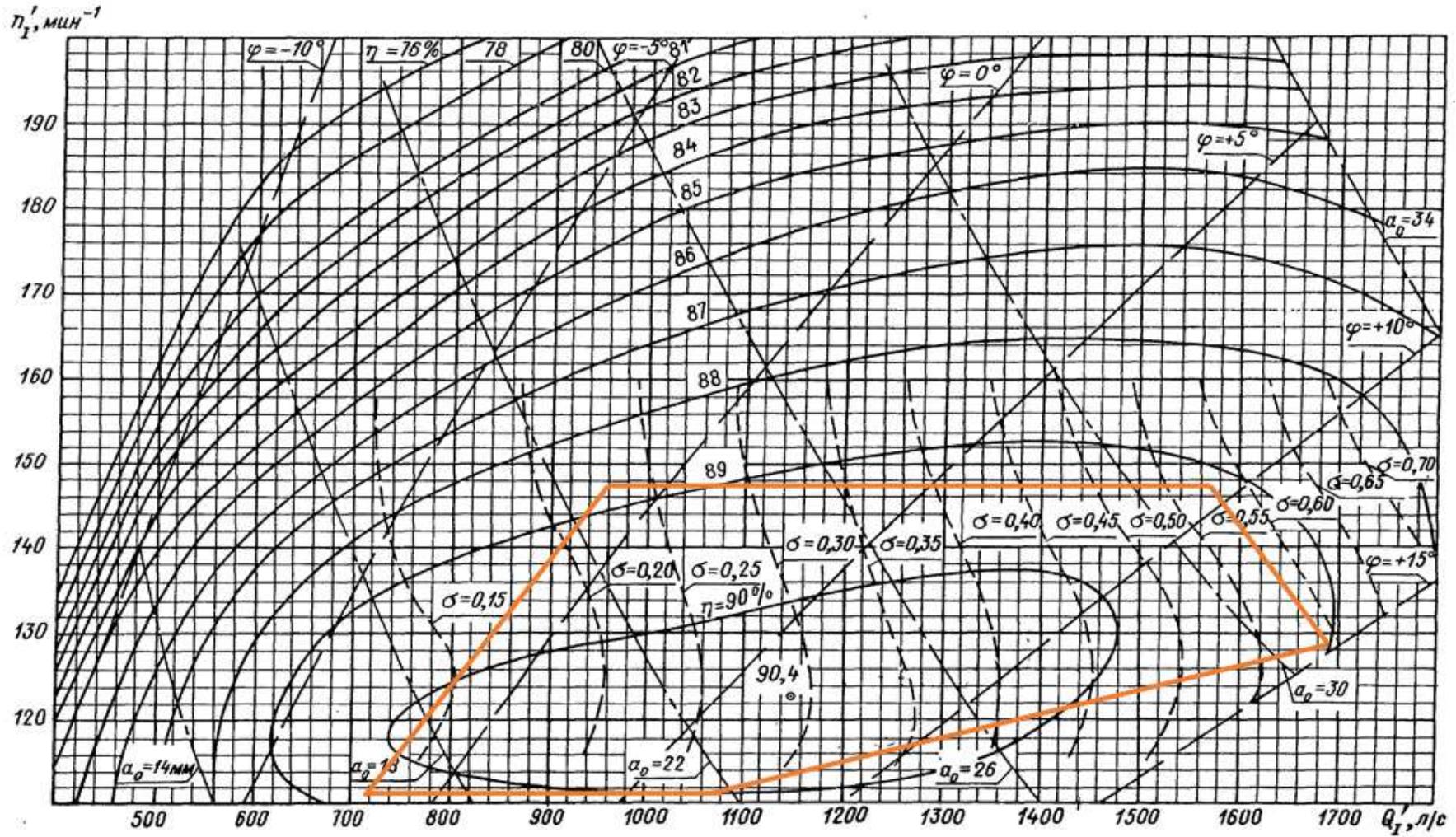


Рисунок В.1- Главная универсальная характеристика турбины ПЛ40а-В-600

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Релейная защита и автоматика

Таблица Г.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Дифф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{СР.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,63 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,40	-	
		Уставка нач. торможения, $I_{НТ}$	$0,5 \cdot I_H$	2,09 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,28А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,3	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{СР2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{СР1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обр. посл-сти от несимметричных К.З. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,29 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,63 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,2 \cdot I_H$	0,84 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,48 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,10 \cdot I_H$	4,61 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,53 \cdot I_{НОМ}$	6,41 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,07	0,133 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,34	0,65 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_p СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	1,53 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	1,58 А
		Отсечка	$I_p ПУСК.$	$2,24 \cdot I_{НОМ.Р}$	3,21 А

Продолжение приложения Г

Таблица Г.2 – Матрица защит

Наименование	Обозначение		Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и ТСН	Предупредительный сигнал	Отключение ШСВ-220	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$		+	+	+				
ЗЗГ	U_0	t_1					+		
		t_3	+	+					
	U_{03}	t	+	+					
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+						
		2 ступень t_2	+						
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО					+		
		ИО		+					
		ОТС I	t_1						+
			t_2				+		
	t_3	+							
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО					+		
		ИО		+					
		ОТС	t_1						+
			t_2	+			+		
ДЗ	$Z <$	1 ступ.	t_1				+		
			t_2	+	+	+			
		2 ступ.	t_1						+
			t_2	+			+		
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО					+		
		ИО		+					
		Отсечка		+					

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Компоновка и сооружения гидроузла

Таблица Д.1 – Координаты для построения оголовка

Х, м	0	1,8	3,6	4,5	5,4	6,3	7,2	8,1	9	12,6	15,3	17,1
У, м	1,13	0,06	0,05	0,24	0,54	0,9	1,04	1,78	2,3	5,08	7,86	9,97

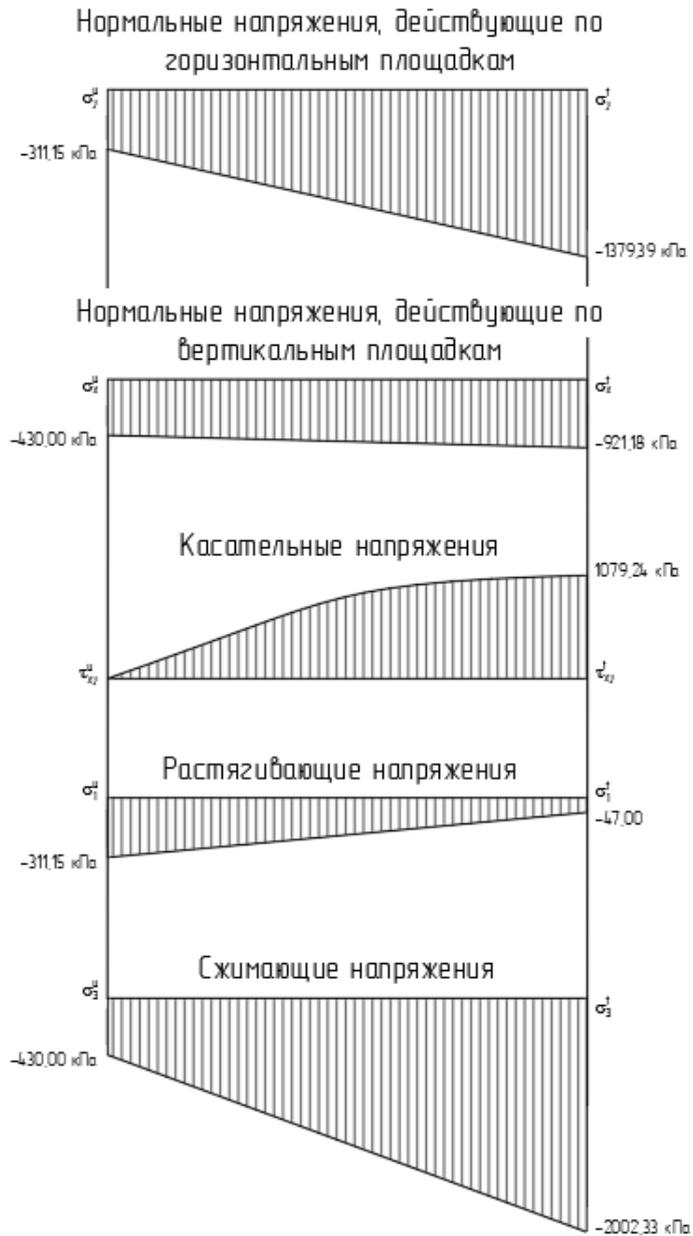


Рисунок Д.1 – Эпюры главных напряжений водосливной плотины

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Технико-экономические показатели

Таблица Е.1 – Текущие затраты по гидроузлу

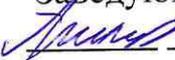
Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления, млн.руб.	77,9	227,9	341,0	364,2	492,4
Расходы на страхование, млн.руб.	8,4	20,2	27,0	44,4	58,4
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	52,9	158,8	158,8	158,8	158,8
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	10,5	25,3	33,7	55,5	73,0
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	14,8	44,3	44,3	44,3	44,3
Налог на воду, млн.руб.	34,5	74,5	74,5	74,5	74,5
Итого, млн.руб.	199,0	551,0	679,3	741,6	901,4

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А. А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия

«03» 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02-Электротехника и электротехника
код-наименование направления

Проектирования Зейско-Амурской ГЭС на реке Зей.
Цифровые подстанции.
тема

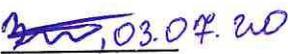
Инженер по релейной защите
и автоматике СРЗАиМ
Филиала ПАО «РусГидро»
«Саяно-Шушенская ГЭС
имени П.С. Непорожного»
должность

Руководитель

 , 03.07.20
подпись, дата

А.В. Широков
инициалы, фамилия

Выпускник

 , 03.07.20
подпись, дата

В.А. Зольников
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Зейско-Амурской ГЭС на реке Зея. Цифровые подстанции».

Консультанты по
разделам:

Водноэнергетические расчёты


подпись, дата

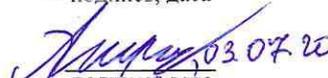
Е.Ю. Затеева
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование


подпись, дата

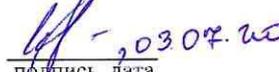
А.В. Масленникова
инициалы, фамилия

Электрическая часть


подпись, дата

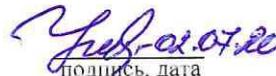
А.А. Ачитаев
инициалы, фамилия

Устройства РЗиА


подпись, дата

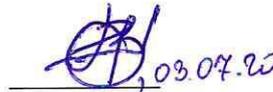
А.В. Широков
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла


подпись, дата

Н.П. Ульянова
инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная
безопасность. Охрана окружающей
среды


подпись, дата

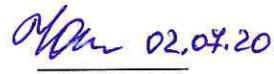
В.И. Татарников
инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели


подпись, дата

В.В. Лапасова
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр


подпись, дата

А.А. Чабанова
инициалы, фамилия