

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

Саяно-Шушенский филиал

институт

Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических
систем и электрических сетей

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ А.А. Ачитаев

подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВЕЛСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ВЕЛС. АВТОМАТИКА
И ЗАЩИТА НА ПОДСТАНЦИЯХ С СИНХРОННЫМИ И ЧАСТОТНО-
РЕГУЛИРУЕМЫМИ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯМИ

тема

Руководитель

подпись, дата

Канд. техн. наук, доцент

кафедры ГГЭЭС

СШФ СФУ

ученая степень, ученое звание,
должность, место работы

И.И. Литвинов

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

Д.Н. Аширалиев

инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2023

Продолжение титульного листа БР по теме «Автоматика и защита на подстанциях с синхронными и частотно-регулируемыми электродвигателями»

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность Охрана труда.

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ВЕЛСКОЙ ГЭС	7
1 Анализ исходных данных и внешних условий	9
1.1 Климатические условия в районе предполагаемого строительства	9
1.2 Гидрологические данные.....	9
1.3 Геологические условия	10
2 Водно-энергетические расчёты и определение установленной мощности	11
2.1 Регулирование стока воды	11
2.1.1 Исходные данные.....	11
2.1.2 Определение максимальных расчётных расходов	11
2.1.3 Кривые обеспеченности расходов.....	13
2.1.4 Выбор расчётного маловодного и средневодного года	14
2.2 Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчётов	15
2.2.1 Перераспределение стока маловодного года	15
2.2.2 Баланс энергии	16
2.2.3 Водно-энергетические расчёты работы ГЭС в маловодном году.....	16
2.2.4 Определение установленной мощности проектируемой ГЭС	16
2.2.5 Баланс мощности.....	17
2.2.6 Водно-энергетические расчёты работы ГЭС в средневодном году ...	17
3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС	18
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	18
3.1.1 Построение режимного поля	18
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам ..	21
3.1.3 Определение отметки установки рабочего колеса для обеспечения её бескавитационной работы турбины	25
3.2 Выбор энергетического оборудования	26
3.2.1 Выбор типа серийного гидрогенератора	26
3.2.2 Выбор электрогидравлического регулятора	28
3.2.3 Расчет вала и подшипников	28
3.2.4 Расчет спиральной камеры.....	30
3.3 Выбор типа и размеров маслonaпорной установки и регулятор частоты вращения	32
4 Электрическая часть ГЭС.....	33
4.1 Исходные данные	33
4.2 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС	33
4.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком	34
4.4 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий.....	35
4.5 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета	36
4.6 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin	38

4.6.1	Расчет исходных данных.....	38
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»	39
4.6.3	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима	41
4.7	Выбор электрического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ	41
4.8	Выбор трансформаторов тока и напряжения	42
4.9	Выбор электрооборудования ОРУ	43
4.9.1	Выбор выключателей и разъединителей на напряжение 220 кВ	43
5	Устройства РЗиА	43
5.1	Релейная защита и автоматика	44
5.1.1	Перечень защит основного оборудования.....	45
5.2	Описание защит и расчет их уставок	47
5.2.1	Продольная дифференциальная защита генератора(IΔG)	47
5.2.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN(UO)).....	51
5.2.3	Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>)	54
5.2.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2)	54
5.2.5	Защита от симметричных перегрузок (I1).....	60
5.2.6	Дистанционная защита генератора (Z1<),(Z2<).....	64
5.2.7	Защита от перегрузки обмотки ротора	67
5.3	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	69
5.4	Таблица уставок и матрица отключений защит.....	70
6	Компоновка и сооружения гидроузла	70
6.1	Определение класса сооружения.....	70
6.1.1	Определение отметки гребня плотины.....	70
6.2	Гидравлические расчёты	73
6.2.1	Определение ширины водосливного фронта	73
6.2.2	Определение отметки гребня водослива	74
6.2.3	Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае.....	75
6.3	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе при донном режиме	76
6.4	Расчет элементов в нижнем бьефе	78
6.4.1	Гашение энергии способом отброшенной струи	78
6.5	Конструирование плотины.....	80
6.5.1	Определение ширины подошвы плотины	80
6.5.2	Разрезка бетонной водосливной плотины швами	81
6.5.3	Быки.....	82
6.5.5	Галереи в теле плотины.....	82
6.6	Определение основных нагрузок на плотину	82
6.6.1	Вес сооружения и затворов.....	82
6.6.2	Сила гидростатического давления воды.....	83

6.6.3	Равнодействующая взвешивающего давления	83
6.6.4	Сила фильтрационного давления	84
6.6.5	Давление грунта	84
6.6.6	Волновое давление.....	84
6.7	Оценка прочности плотины	85
6.8	Критерии прочности плотины и основания	88
6.9	Обоснование устойчивости плотины.....	89
7	Пожарная безопасность, охрана труда, техника безопасности, мероприятия по охране природы	90
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	90
7.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	90
7.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	91
7.4	Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период	92
7.5	Отходы, образующиеся при строительстве.....	93
7.6	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	94
8	Мероприятия по пожарной безопасности. Охрана труда	95
8.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	95
8.2	Опасные производственные факторы, действующие на предприятии	96
8.3	Охрана труда Велской ГЭС. Общие положения.....	96
8.4	Требования охраны и безопасности труда по оказанию первой помощи.	99
8.5	Пожарная безопасность	100
8.5.1	Противопожарная безопасность. Общие требования	100
8.5.2	Объекты водяного пожаротушения	102
8.5.3	Подготовка рабочего персонала по пожарной безопасности. Общие требования	103
8.5.4	Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках	104
9	Технико-экономические показатели	105
9.1	Расчет себестоимости электроэнергии.....	105
9.1.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии	105
9.2	Текущие расходы по гидроузлу	106
9.3	Налоговые расходы	108
9.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности ...	109
9.5	Анализ денежных потоков.....	109
9.6	Коммерческая эффективность.....	110
9.7	Бюджетная эффективность	111
10	Автоматика и защита на подстанциях с синхронными и частотно-регулируемыми электродвигателями.....	111
10.1	Введение.....	111
10.2	Размещение устройств релейной защиты и автоматики на подстанции с СД	114
10.3	Автоматика включения резервного питания	115

10.4 Автоматическое повторное включение синхронных электродвигателей...	116
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	118
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	119
ПРИЛОЖЕНИЕ А	122
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	124
ПРИЛОЖЕНИЕ В	129
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.....	130

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ВЕЛСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Велс.
2. Местонахождение ГЭС Пермский край.
3. Тип проектируемой установки ГЭС.
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 200 м³/с;
 - б) всех турбин 649 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 0,1 % 1321 м³/с;
0,01% 1497 м³/с;
 - г) минимальный 149 м³/с.
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока годовой;
 - б) отметка: НПУ 350,00 м;
ФПУ 352,69 м;
УМО 336,11 м;
 - в) объемы:
 - полный 6,00 км³;
 - полезный 1,87 км³.
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 101,40 м;
 - б) расчетный 91,90 м;
 - в) минимальный 83,87 м.
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
 - установленная 331 МВт;
 - гарантированная 276 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 1,8 млрд. кВт·ч;
 - в) число часов использования установленной мощности 4000 ч.
8. Здание ГЭС:
 - а) тип здания приплотинное;
 - б) число агрегатов 4;
 - в) грунт в основании гранит;
 - г) тип спиральной камеры металлическая;
 - д) тип отсасывающей трубы изогнутая.
9. Основное оборудование:
 - а) тип турбины РО115-В;
 - б) тип генератора СВ-617/223-28;
 - в) полная мощность генератора 98 МВА;
 - г) активная мощность генератора 83 МВт;
 - д) частота вращения 214,3 об/мин;
 - е) тип трансформаторов ТДЦ-125000/220.
10. Водосбросные сооружения:

- а) тип.....поверхностный водослив;
- б) число и ширина пролетов.....2 отверстия по 5,5 м;
- в) общая длина.....45 м;
- г) максимальная высота.....110 м;
- д) тип рабочего затвора плоский.

11.Бетонная плотина (общая длина/максимальная высота):

- а) левобережная глухая бетонная 252 м/115 м;
- б) правобережная глухая плотина 498 м/ 115 м;

12.Технико–экономические показатели:

- а) удельные показатели.....91539 руб/кВт;
- б) себестоимость энергии.....0,56 руб/кВт·ч;
- в) срок окупаемости 175 месяца;

1 Анализ исходных данных и внешних условий

Створ проектируемой Велской ГЭС располагается на реке Велс, в Пермском крае. Он удалён на 10 километра вверх по течению от села Велс.

1.1 Климатические условия в районе предполагаемого строительства

Климат района расположения гидроузла- умеренно континентальный, с мягкой зимой и жарким летом. Средняя температура воздуха составляет-0.3 °С. Самый холодный месяц в городе- январь со средней температурой -16,2°С.Самый тёплый месяц- июль, его среднесуточная температура +18.6 °С. Среднегодовое количество осадков приходится на декабрь, а минимум умеренно-континентальный, с январь со средней температурой-16,2 °С. Самый тёплый месяц — 618 мм. Максимум осадков на октябрь. В течение года среднее количество дней с осадками- около 161.

1.2 Гидрологические данные

Длина реки составляет 92 км по одним источникам. Площадь бассейна — 1490 км. Питание реки смешанное: от атмосферных осадков и талых вод. В питании реки Велс значительную роль играют и подземные воды. Местами в долине реки выклиниваются мощные источники. Ряд гидрологических наблюдений за рекой Велс за период 1923–1972 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Среднемноголетний сток:

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = 200 \cdot 31536000 = 6,3 \text{ км}^3. \quad (1.1)$$

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

Максимальные расходы расчётной обеспеченности приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Максимальные расходы воды расчётной обеспеченности

Обеспеченность, р%	0,01	0,1	0,5	1	3	5	10
Расход Q, м ³ /с	1497	1321	1118	1126	1005	959	891

Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа представлены на рисунках 1.1 и 1.2.

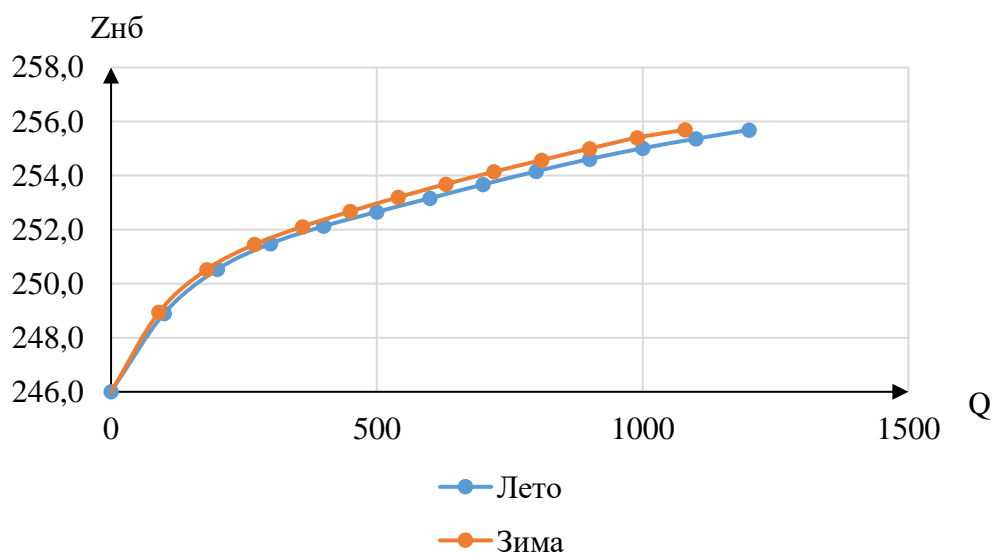


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа для лета и зимы соответственно

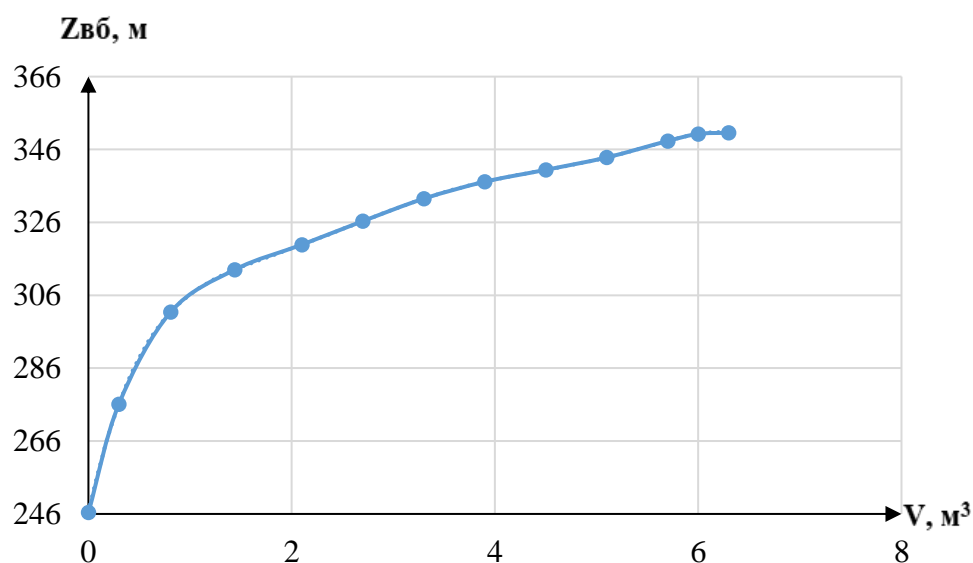


Рисунок 1.2 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

1.3 Геологические условия

В соответствии с картами единого сейсмического районирования территории Российской Федерации, регион нижнего течения р. Велс входит в участок с исходной интенсивностью геологических событий может достигать 6 баллов. Створ расположен на крепком скальном основании. Порода основания – мелкозернистый гранит.

2 Водно-энергетические расчёты и определение установленной мощности

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Исходные данные

Река: Велс.

Энергосистема: Пермское РДУ, $P_{\max} = 3023$ МВт.

Установленная мощность существующих ГЭС 1020 МВт.

Коэффициент мощности $k_N = 11$.

Зимний коэффициент $k_3 = 0,8$.

Требования участников ВХК и потери воды из водохранилища представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Потери воды из водохранилища и расходы ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{ВХК}}$	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
$Q_{\text{исп}}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	1	2	4	3	3	2	1	1	1	0
$Q_{\text{лед}}, \text{м}^3/\text{с}$	5	4	4	-4	-9	-6	-4	-3	1	2	3	7
$Q_{\text{фильтр}}, \text{м}^3/\text{с}$	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
$Q_{\text{потерь}}, \text{м}^3/\text{с}$	7	6	7	0	-3	-1	1	1	4	5	6	7

2.1.2 Определение максимальных расчётных расходов

Наибольшие расходы в приложение А, таблица А.1 размещаются в порядке убывания. Для заполнения таблицы Б.1 приложения Б определяется коэффициент:

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

где Q_n – n-ый член ряда максимальных годовых расходов;

$Q_{\text{ср}}$ – средний многолетний максимальный расход.

Коэффициент вариации ряда максимальных расходов:

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(k-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{3,373}{50}} = 0,26, \quad (2.2)$$

где n – число членов ряда максимальных расходов.

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации ряда максимальных расходов:

$$\delta_{cv} = \pm \frac{\sqrt{1+3 \cdot 0,139^2}}{\sqrt{2 \cdot (50-1)}} \cdot 100\% = 10,73\%. \quad (2.3)$$

где n – число членов ряда максимальных расходов.

Коэффициент асимметрии ряда максимальных расходов:

$$C_s = \frac{\Sigma(k-1)^3}{C_v^3 \cdot n} = \frac{0,2947}{50 \cdot 0,26^3} = 0,34. \quad (2.4)$$

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента асимметрии ряда максимальных расходов:

$$\delta_{cs} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{50} \sqrt{1+6 \cdot 0,2^2+5 \cdot 0,2^4}}}{0,58} \cdot 100\% = 67,17\%. \quad (2.5)$$

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации ряда максимальных расходов, полученная не входит в допустимые пределы.

Коэффициент асимметрии принимается равным:

$$C_s = 2 \cdot C_v = 2 * 0.26 = 0.52. \quad (2.6)$$

Назначается класс гидротехнического сооружения. Бетонная плотина Велская ГЭС – сооружение I-ого класса. Исходя из определённого класса сооружения, вычисляются обеспеченности поверочного и основного расходов.

$$M_s = C_v \cdot \Phi, \quad (2.7)$$

$$k_s = M_s + 1, \quad (2.8)$$

$$Q_s = Q_{cp} \cdot k_s. \quad (2.9)$$

Результаты расчётов представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты расчётов максимальных расходов

p, %	Ф	M_s	k_s	Q_s
0,01	4,83	1,25	2,26	1497
0,1	3,81	0,99	1,99	1321

2.1.3 Кривые обеспеченности расходов

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов рационально поделить год на два главных этапа: многоводный и маловодный. В первоначальном приближении, возможно рассматривать, что к этапу половодья причисляются месяцы, в которые расходы больше либо одинаковы среднегодовому расходу.

Установив границы сезонов, следует для всех лет ряда определить средние расходы за год, маловодный сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке уменьшения. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

$$P(m) = \frac{m}{n + 1} \cdot 100 (\%), \quad (2.10)$$

где $P(m)$ – обеспеченность;

m – порядковый номер члена ряда расходов, расположенного по убыванию;

n – общее число членов ряда.

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

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

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

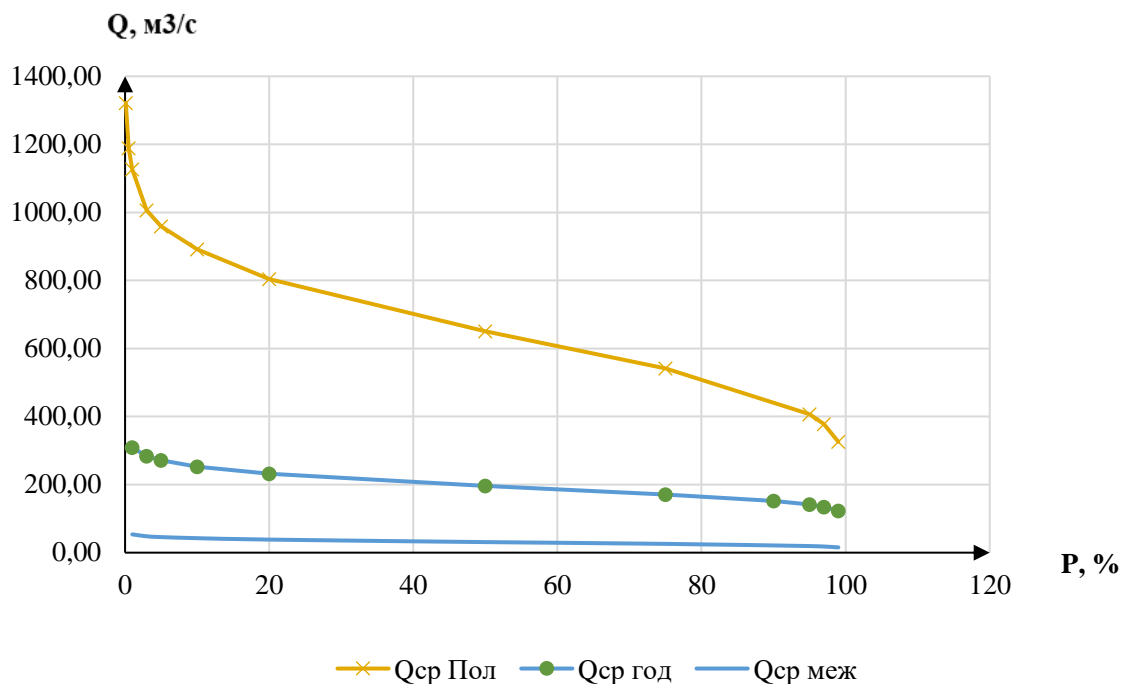


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности для средних за год, половодных и меженных расходов

2.1.4 Выбор расчётного маловодного и средневодного года

По кривой обеспеченности среднегодовых расходов определяются ближайшие к $P=50\%$ годы. В период межени год с обеспеченностью 50% совпадает с базовым годом, из этого следует, что принимаем данный год 1942 за маловодный по его первоначальному гидрографу, без каких-либо изменений таким же образом выбирается маловодный год с $P=90\%$ – 1936.

Для заданной расчетной обеспеченности 90% на кривых обеспеченности соответствует 1936 г.

В таблице 2.3 расчетные средне водный и маловодный года. Гидрограф представлен на рисунке 2.2.

Таблица 2.3 – Расчет средне водного и маловодного года

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q
1942	47	40	48	418	524	539	170	172	136	230	90	73	207
1936	36	35	50	225	372	305	269	202	114	126	50	43	152

По скорректированным данным из таблицы 2.3 строятся расчётные гидрографы маловодного и средневодного года, изображённые на рисунке 2.2.

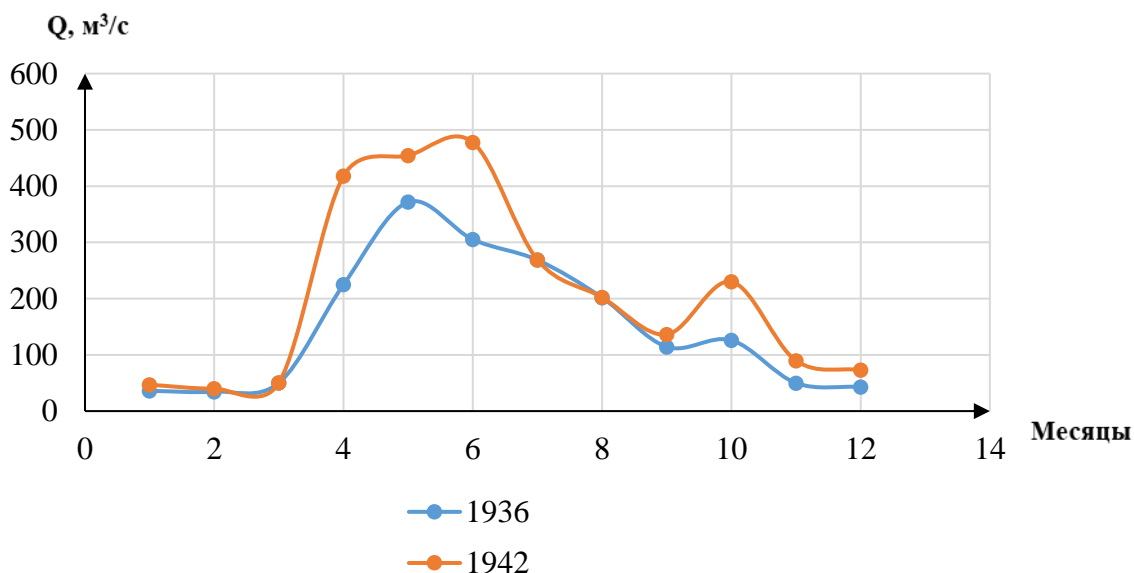


Рисунок 2.2 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

2.2 Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчётов

2.2.1 Перераспределение стока маловодного года

Базируясь на гидрографе маловодного года, условиях водохозяйственного комплекса, а также потерях воды из водохранилища, определяются среднемесячные мощности Велской ГЭС.

Полезный бытовой расход определяем, как разность среднемесячного расхода маловодного года и потерь воды из водохранилища:

$$Q_{\text{полбыт}}^t = Q_{90\%}^t - Q_{\text{шлюз}}^t - Q_{\text{и}}^t - Q_{\text{ф}}^t - Q_{\text{л}}^t, \quad (2.11)$$

где t – порядковый номер месяца;

$Q_{90\%}^t$ – среднемесячный расход маловодного года представленный в таблица 2.3.

Располагаемый напор определяется как разность отметок верхнего и нижнего бьефов, определяемый по кривым связи за вычетом потерь в подводящем тракте.

Мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t, \quad (2.12)$$

где k_N – коэффициент мощности, формула (из п. 2.1.1);

H^t – напор, соответствующий расчётному расходу.

Результаты расчётов приведены в приложении Б, таблица Б.4.

За месяц начала сработки принимается первый месяц после половодья, в котором полезный бытовой расход становится меньше требований водохозяйственного комплекса (октябрь). Под регулированием находятся 6 месяцев, в остальные месяцы года станция выполняет требования ВХК.

2.2.2 Баланс энергии

За основу взят годовой график нагрузки по средним мощностям, представленный в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Годовые значения средних нагрузок Пермского РДУ

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$P_{\text{нагр, ср}}$, МВт	2697	2611	2461	2130	1669	1722	1799	2027	2365	2514	2610	2698

На графике откладываются рабочие мощности существующих ГЭС, а также, в конкурирующем режиме, мощности в режиме работы по ВХК и бытовые мощности. На графике проводится линия гарантированной мощности так, чтобы площадь, ограниченная снизу этой линией и сверху мощностями ВХК, была равна площади избыточной мощности. При сработке положение линии гарантированной мощности уточняется, окончательные значения приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Гарантированная мощность

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{гар}}$, МВт	276	198	ВХК							198	276	

Графическое изображение баланса энергии представлено на плакате «Использование водной энергии».

2.2.3 Водно-энергетические расчёты работы ГЭС в маловодном году

По методике, проведены водно-энергетические расчёты по данным маловодного года. Начало расчёта – момент полного наполнения водохранилища: $V_{\text{НПУ}} = 350,00$ м и $V_{\text{н}} = 6$ км³. В результате данного расчёта уточняются гарантированные мощности и определяется наименьший уровень воды в водохранилище при сработке: $V_{\text{УМО}} = 336,13$ м.

2.2.4 Определение установленной мощности проектируемой ГЭС

Проектируемая ГЭС, по причине значительного количества гидроэлектростанций в системе, располагается на графике нагрузки в

полупиковой и базовой частях. На ИКН изображается 2-ми треугольниками, размещенных в определенных частях графика нагрузки. Рабочая мощность определяется, как сумма вертикальных катетов этих треугольников, расположенных на ИКН наиболее нагруженного месяца – января:

$$N_{\text{раб}} = N_{\text{баз}} + N_{\text{пик}} = 54 + 270 = 324 \text{ МВт.} \quad (2.13)$$

Установленная мощность представляет собой сумму рабочей мощности в январе и нагрузочного резерва (1%):

$$N_{\text{уст}} = N_{\text{раб}} + N_{\text{рез}} = 324 + 6 = 361 \text{ МВт.} \quad (2.14)$$

2.2.5 Баланс мощности

Строится на годовом графике максимальных мощностей Пермском РДУ. На графике откладываются рабочие мощности станций в каждом месяце. Мощности ремонтов проектируемой и существующих станций располагаются в месяцах с наименьшей нагрузкой.

Баланс мощности Пермского РДУ приведен в таблице 2.6 и на плакате «Использование водной энергии».

Таблица 2.6 – Баланс мощности

Месяцы	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ГЭС, МВт			
	$P_{\text{мах}}$	$P_{\text{ав}}$	$P_{\text{на гр}}$	$N_{\text{ра}}$	$N_{\text{нагр.}}$	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{нагр}}$	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{на}}$	$N_{\text{ав}}$	$N_{\text{рем}}$
1	3029	242	61	165	3	0	324	6	0	2540	51	242	0
2	2938	235	59	151	3	0	263	5	0	2525	50	235	0
3	2780	222	56	136	3	0	122	2	0	2521	50	222	0
4	2597	208	52	157	3	0	135	3	0	2305	46	208	0
5	2438	195	49	150	3	0	126	3	0	2163	43	195	0
6	2347	188	47	144	3	0	138	3	0	2064	41	188	212
7	2347	188	47	161	3	0	150	3	0	2035	41	188	212
8	2438	195	49	140	3	27	152	3	54	2146	43	195	0
9	2596	208	52	153	3	0	152	3	0	2290	46	208	0
10	2778	222	56	187	4	0	157	3	0	2434	49	222	0
11	2937	235	59	158	3	0	269	5	0	2510	50	235	0
12	3029	242	61	162	3	0	327	7	0	2540	51	242	0

2.2.6 Водно-энергетические расчёты работы ГЭС в средневодном году

ВЭР в условиях средневодного года проводятся с целью определения среднесуточной выработки гидроэлектростанции. При их проведении, уровень водохранилища никак не обязан выходить за пределы НПУ, а также УМО. Ведется в 2 итерации: 1-ая – сработка - наполнение выполняется

максимально приближенно к сработке-наполнению маловодного года, 2-ая – быстрое наполнение водохранилища а также увеличение срока работы при значительных напорах. Из второй итерации найдена среднемноголетняя выработка: $\mathcal{E}_{\text{ср.мн}}=1,803$ млрд кВт·ч. Сопоставительный график сработки-наполнения водохранилища в маловодный а также средневодный год изображен на рисунке 2.3.

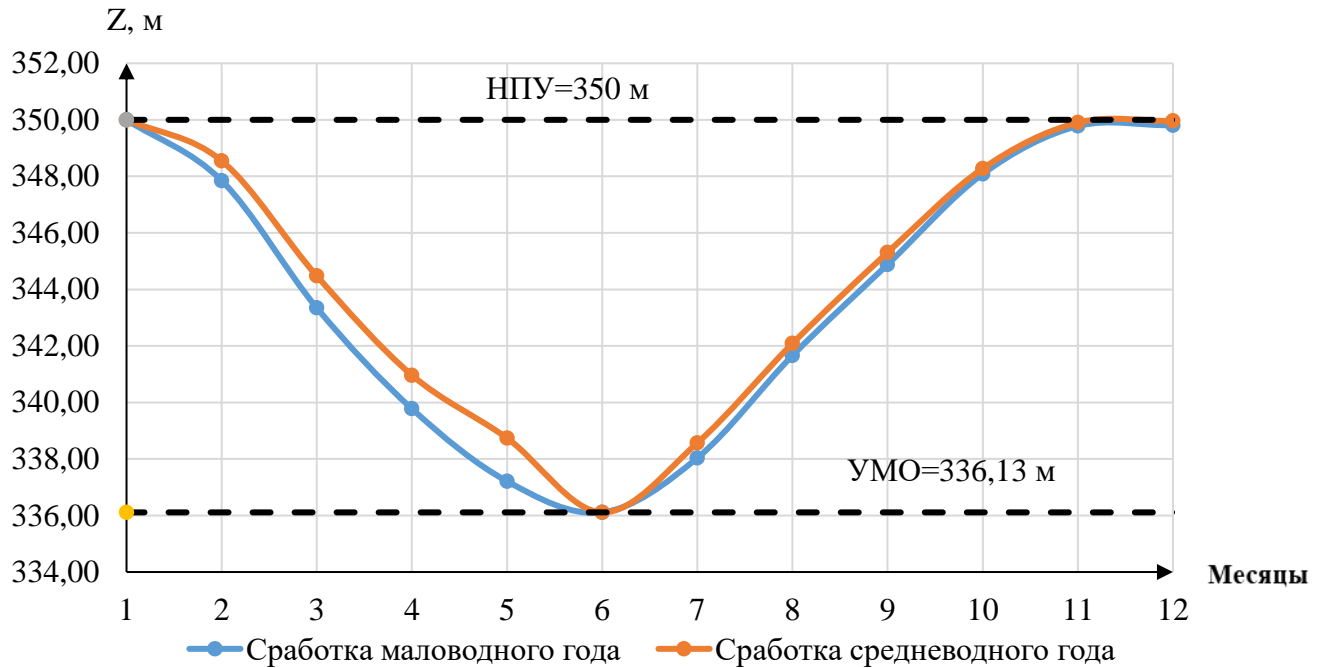


Рисунок 2.3 – График сработки и наполнения водохранилища в условиях маловодного и средневодного года

3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

Режимное поле – зона возможных режимов работы гидроэлектростанции. Строится в координатах напора и расхода. Верхним пределом режимного поля считается напорная характеристика при работе гидроэлектростанции с водохранилищем, заполненным вплоть до отметки НПУ, нижней - при работе гидроэлектростанции с водохранилищем, сработанным до отметки УМО. Построение этих характеристик производится по следующему уравнению:

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

где $\nabla_{ВБ} = \nabla_{НПУ} = 350,00$ м;

$\nabla_{ВБ} = \nabla_{УМО} = 336,13$ м;

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

Δh – потери напора.

Ограничением левой стороны на режимном поле считается наименьший расход воды, определяемый заданным ограничением согласно необходимому санитарному попуску:

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности содержит следующий вид:

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

где $N_{уст}$ – установленная мощность Велской ГЭС;

k_N – коэффициент мощности;

$H_{ГЭС}$ – напор на ГЭС.

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

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

где $Q_{ГЭС}^{max}$ – максимальный расход через ГЭС. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

H_p – расчётный по мощности напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора.

Результаты расчёта режимного поля представлены в таблице 3.1 и на рисунке 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчёта режимного поля проектируемой станции

QНБ	ЗНБлето	ЗНБзима	Нппу	Нумо	Нрас	Н	Q	Н	Q
0	246,0	246,0	103,31	89,42	97,79	91,9	327	83,87	311
50	247,7	247,9	101,60	87,71	95,92	92,3	326	84,8	313
100	248,9	249,2	100,36	86,47	94,61	92,6	324	85,65	315
150	249,8	250,1	99,45	85,56	93,68	93,0	323	86,5	316
200	250,5	250,8	98,78	84,89	93,01	93,4	322	87,43	318
250	251,0	251,3	98,26	84,37	92,50	93,7	321	88,3	320
300	251,5	251,7	97,85	83,96	92,09	94,1	319	89,21	321

Окончание таблицы 3.1

350	251,8	252,0	97,50	83,61	91,73	94,5	318	90,1	323
400	252,1	252,4	97,19	83,30	91,41	94,8	317	90,99	324
450	252,4	252,7	96,90	83,01	91,10	95,2	316	91,9	326
500	252,7	253,0	96,62	82,73	90,81	95,6	314		
550	252,9	253,3	96,36	82,47	90,53	96,0	313		
600	253,2	253,5	96,10	82,21	90,25	96,3	312		
650	253,4	253,8	95,85	81,96	89,99	96,7	311		
700	253,7	254,0	95,61	81,72	89,74	97,1	310		
750	253,9	254,3	95,38	81,49	89,49	97,4	308		
800	254,1	254,5	95,16	81,27	89,25	97,8	307		

Из построенного режимного поля определяются:

– максимальный напор. Находится в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу:

$$H_{\max} = 101,4 \text{ м.}$$

– расчётный напор. Находится в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора:

$$H_p = 91,9 \text{ м.}$$

– минимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$H_{\min} = 83,87 \text{ м.}$$

Построенное режимное поле представлено на рисунке 3.1.

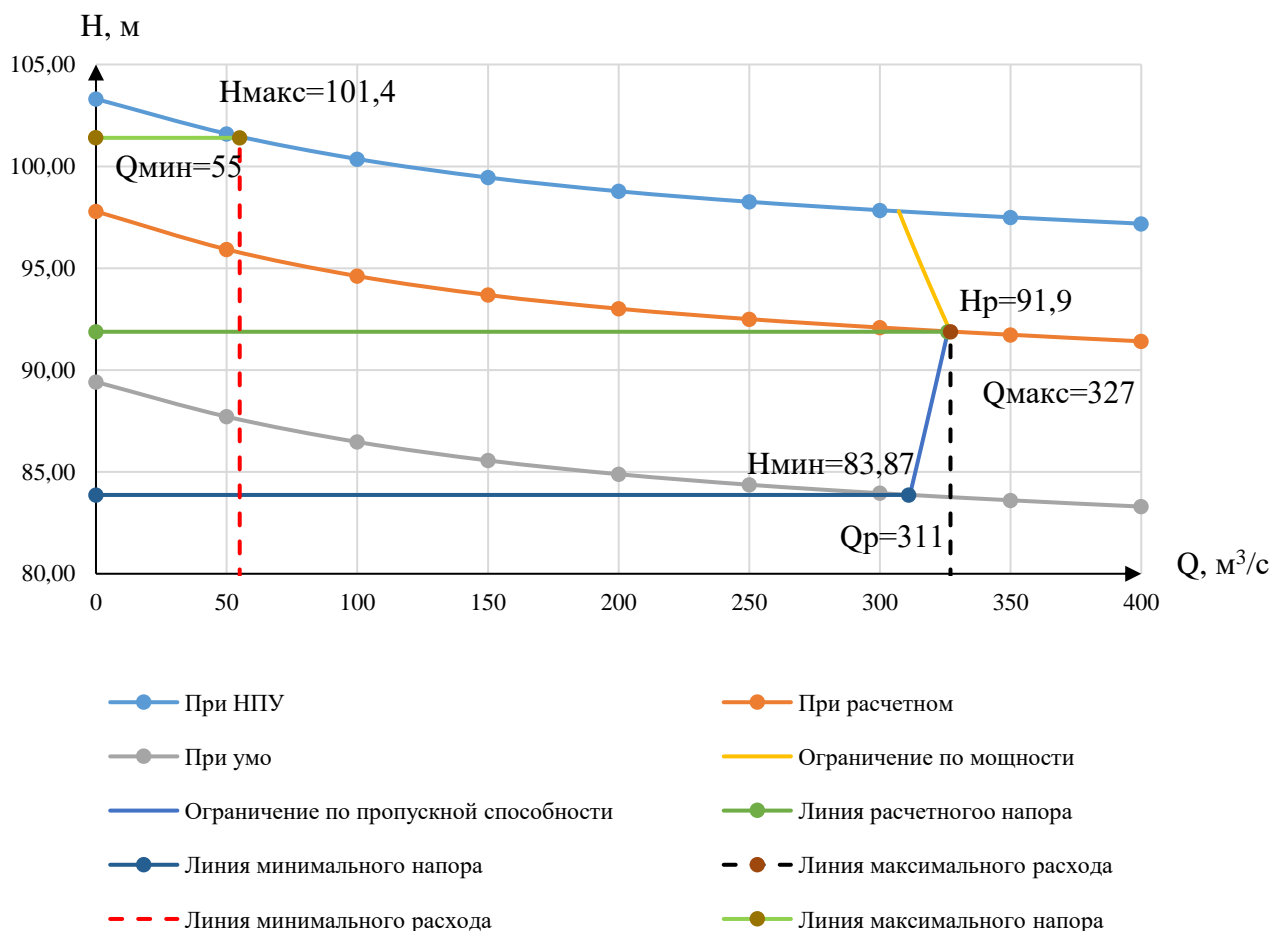


Рисунок 3.1 – Режимное поле Велской ГЭС

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Гидротурбина подобрана, отталкиваясь от величины наибольшего напора на станции, а также отношения наименьшего напора к предельному напору турбины. При этом если это отношение выбранной турбины больше, значит, данный тип турбины не подходит.

Диапазону напоров соответствует РО115-В со следующими параметрами, представлены в таблице 3.2:

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		РО115-В
Максимальный напор	$H_{\text{пред}}$	115
Диапазон регулирования	$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,6
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{10}, \text{мин}^{-1}$	75
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{мо}}$	0,927

Окончание таблицы 3.2

Приведенный максимальный расход	Q'_{1max} , л/с	1080
Приведенный диаметр РК	D'_{1M} , м	0,51
Напор модельной турбины	H_M , м	4

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполнили расчеты для ряда стандартных диаметров для каждого типа турбин.

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

где η_H, η_M – КПД натурной и модельной гидротурбины соответственно;

$\varepsilon = 0,75$ – коэффициент, выражающий отношение потерь трения жидкости к гидравлическим потерям;

D_1, D_{1M} – диаметры натурных и модельных рабочих колес соответственно;

H_P^N, H_M – напоры расчетный при установленной мощности и модельной гидротурбины соответственно;

v_H, v_M – коэффициенты кинематической вязкости, зависящие от температуры, для натурной и модельной гидротурбины соответственно.

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot H_P^N \cdot \sqrt{H_P^N} \cdot \eta_T \cdot \eta_G^{cp}, \quad (3.5)$$

где Q'_{Ip} – приведенный расход воды в расчетной точке (расчетная точка обозначена на универсальной характеристике выбранной турбины в приложении);

η_T – КПД натурной гидротурбины, определяемый по формуле 3.4;

η_G^{cp} – средний КПД генератора, принимаемый по справочным данным ($\eta_G^{cp}=0,97$).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов (округляется до числа кратного 2 или 3):

$$Z_a = N_{уст}^P / N_a, \quad (3.6)$$

где $N_{уст}^P$ – установленная мощность проектируемой ГЭС;

N_a – мощность агрегата в расчетной точке.

Поправка на приведенную частоту вращения при переходе от модели к натурной турбине:

$$\Delta = \eta_T \cdot \eta_M, \quad (3.7)$$

где η_M – КПД модельной турбины.

Синхронная частота вращения турбины (округляется по стандартному ряду до ближайшего большего):

$$n_c = \frac{n'_{1p} \cdot \sqrt{H_p^N \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.8)$$

где n'_{1p} – приведенная частота вращения в расчетной точке.

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

Значения приведенной частоты вращения для напоров H_{max} ; H_p^N ; H_{min} находятся по формуле (3.9) и нанесены на универсальную характеристику выбранной турбины, представленной в (приложении Г, рисунок Г.1):

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta_p}}, \quad (3.9)$$

где H – значение напоров H_{max} ; H_p^N ; H_{min} .

Окончательное положение расчетной точки на линии n'_{I, H_p} с учетом округленного числа агрегатов и уточненной мощности агрегата. Для этого на универсальной характеристике на линии n'_p подбирается такое сочетание η_T и Q'_I , чтобы выполнялось равенство:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9.81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^N \cdot \sqrt{H_p^N \cdot \eta_T^{cp}}}, \quad (3.10)$$

где N_a – округленная мощность агрегата в расчетной точке.

Через расчетную точку проводится линия, параллельная линии открытия направляющего аппарата – a_0 : получается линия ограничения по пропускной способности турбины, которая представлена на универсальной характеристике в (приложении Г, рисунок Г.1).

Так же строится линия ограничения по установленной мощности генератора. Для этого на линии n'_{min} соответствующей напору H_{max} , аналогичным образом, подставив в уравнение (3.10) вместо H_p максимальный напор H_{max} .

Линия ограничения по расходу строится, проходя через две точки, расположенные на линиях, соответствующих максимальному и минимальному расходам. Определяемыми координатами являются значения приведённого расхода:

$$Q'_1 = \frac{Q_{\min}}{D_1^2 \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.11)$$

где Q_{\min} – минимальный расход через турбину;

D_1 – диаметр натурной турбины;

H – напор (H_{\max} или H_{\min});

Δ – поправка на приведенную частоту вращения.

Все расчеты для выбранной турбины сведены в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Расчет параметров оборудования при разных диаметрах для турбины PO115-B-335

D1	3	3,15	3,35	3,55	4	4,25	4,5
кпд	0,953	0,954	0,954	0,954	0,955	0,955	0,956
Na	77	85	96	108	137	155	173
Z' a	4,3	3,9	3,5	3,1	2,4	2,1	1,9
Z' a	6	4	4	4	3	3	2
Na	55	83	83	83	110	110	166
m	1,028	1,029	1,029	1,029	1,030	1,031	1,031
n c*	243	232	218	205	182	172	162
n c	250	230,8	214,3	200	187	187,5	166,7
n max	81	78	77	76	80	86	81
n p	75	75	75	75	75	75	75
n min	71	71	71	71	71	71	71

К дальнейшему рассмотрению принимаются гидротурбины типа; PO115–B–300; PO115–B–315; PO115–B–335; PO115–B–355; PO115–B–400; PO115–B–425; PO115–B–450;

Этот подбор связан с тем, что количество агрегатов проектируемой гидроэлектростанции обязано выбираться кратным 2 либо 3, что упрощает главную схему электрических соединений, гарантирует взаимозаменяемость электротехнического оборудования, улучшает условия, а также уменьшает затраты при проведении ремонтных работ.

После предварительного выбора следует построить рабочую зону работы гидротурбины. Для этого нужно найти расчетную и максимальную точки, которые рассчитывается при помощи уравнения:

$$Q'_1 \cdot \eta_{HT} = \frac{N_{arp}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^N \cdot \sqrt{H_p^N \cdot \eta_r^{cp}}}, \quad (3.12)$$

$$Q'_{1\max} \cdot \eta_{HT} = \frac{N_{arp}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\max} \cdot \sqrt{H_{\max} \cdot \eta_r^{cp}}} \quad (3.13)$$

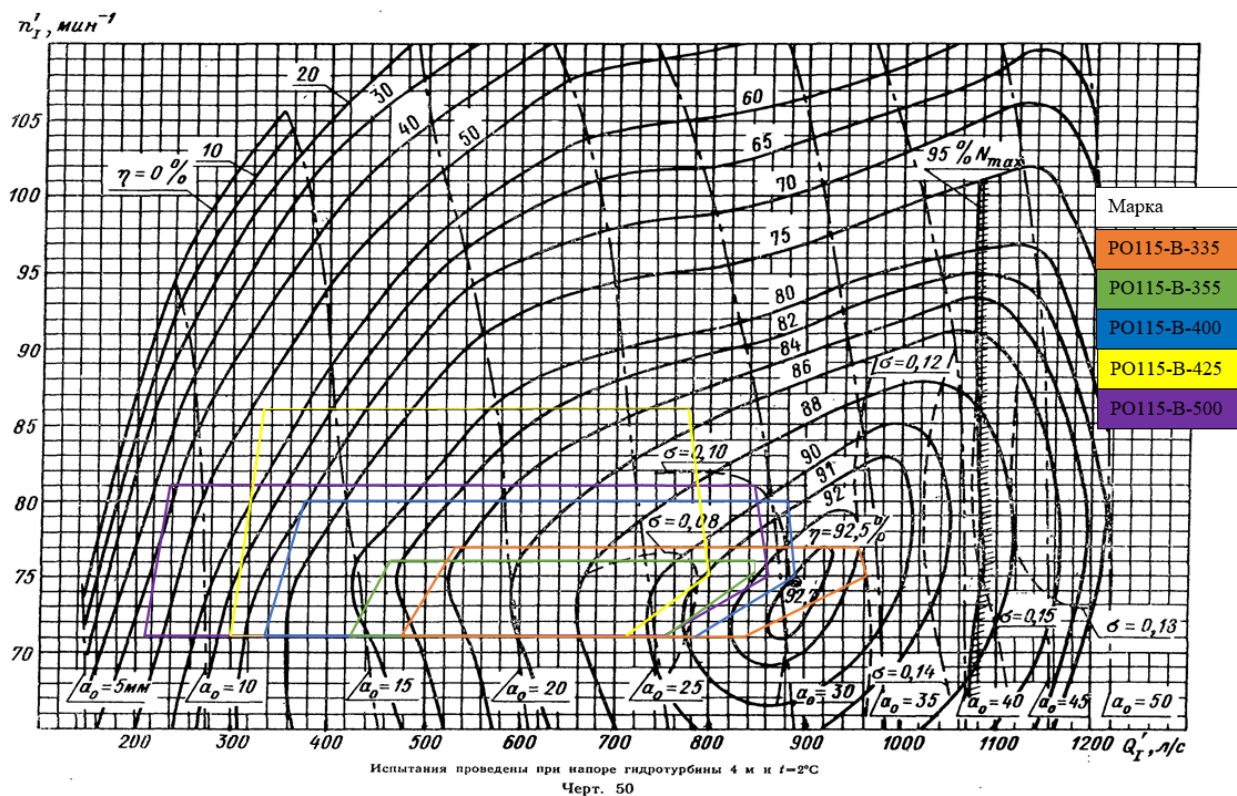


Рисунок 3.2 – Главная универсальная характеристика с обозначенной рабочей зоной для гидротурбины

На основе проведенных расчетов к последующему рассмотрению берется гидротурбина PO115–B–335, так как расположение зоны работы данной гидротурбины более приемлемый, и обеспечивают экономически выгодное число агрегатов.

3.1.3 Определение отметки установки рабочего колеса для обеспечения её бескавитационной работы турбины

Чтобы определить отметку рабочего колеса, нужно учесть её бескавитационную работу:

$$z_{pk} = \nabla z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_s, \quad (3.14)$$

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

H_s – высота отсасывания для поворотно-лопастных гидротурбин:

$$H_s = 10,3 - \frac{\nabla_{НБ}}{900} - \sigma \cdot H - 1,5, \quad (3.15)$$

где $Z_{н.б.}(Q_{н.б.})$ – отметка уровня воды в НБ при $Q_{н.б.}$, соответствующим расчётному значению высоты отсасывания H_s .

Высота отсасывания рассчитывается для 3 наиболее опасных с точки зрения кавитации ситуации, требующих максимального заглубления рабочего колеса:

1. Работа одного агрегата с расчётной мощностью при наибольшем напоре;
2. Работа одного агрегата с расчётной мощностью расчётном напоре;
3. Работа одного агрегата при наименьшем напоре, а также соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высота отсасывания определяется по формуле (3.16):

$$H_s = H_{атм} - \frac{\nabla}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_{х.пл.}, \quad (3.16)$$

где $B = 10,3$ м вод. ст. – барометрическое давление;

∇ – отметка НБ при данном расходе;

1,5 – конструктивный запас;

$Z_{х.пл.}$ – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной.

3.2 Выбор энергетического оборудования

3.2.1 Выбор типа серийного гидрогенератора

Для полученных значений активной мощности и синхронной частоты вращения не найден генератор

Основные критерии, по которым произведен выбор генератора, – синхронная частота вращения, которая должна совпадать с синхронной частотой вращения турбины и полная мощность генератора, которая должна совпадать с мощностью турбины или находится в пределах $\pm 10\%$.

Мощность турбины $N = 83$ МВт;

Синхронная частота вращения $n = 214,3$;

Номинальная кажущаяся мощность гидрогенератора:

$$S_{ном} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{83000}{0,85} = 98 \text{ МВА}, \quad (3.17)$$

где $\cos\varphi = 0,81 - 0,9$.

Число полюсов:

$$2p = \frac{6000}{n_{\text{синхр}}} = \frac{6000}{214,3} = 28, \quad (3.18)$$

Вычислим расчётную мощность

$$S_p = k \cdot S_H = 1,07 \cdot 98 = 104 \text{ МВА}, \quad (3.19)$$

где k – коэффициент, зависящий от $\cos\varphi$.

Удельная нагрузка:

$$S^* = \frac{S_H}{2p} = \frac{98 \cdot 10^3}{28} = 3,5, \quad (3.20)$$

Полусное деление, зависящее от нагрузки и от способа охлаждения:

$$\tau^* = A \cdot S^{*\alpha} = 0,451 \cdot 3,5^{0,239} = 0,61 \text{ м}, \quad (3.21)$$

где A и α – эмпирические коэффициенты.

Диаметр ротора:

$$D_i = \frac{\tau^* \cdot 2p}{\pi} = \frac{0,61 \cdot 28}{3,14} = 5,42 \text{ м}, \quad (3.22)$$

Предельная окружная скорость:

$$v_{\text{пр}} = \frac{\pi \cdot D_i \cdot k_{\text{разг}} \cdot n_c}{60} = \frac{3,14 \cdot 5,42 \cdot 2 \cdot 214,3}{60} = 122 \text{ м/с}, \quad (3.23)$$

Коэффициент машины:

$$C_a = \frac{R}{S^{*\gamma}} = \frac{8,9}{3,5^{0,105}} = 7,8, \quad (3.24)$$

Высота активной стали:

$$l_a = \frac{W_s}{D_i^2} = \frac{30 \cdot C_a \cdot S_p}{\pi \cdot n_{\text{синхр}} \cdot D_i^2} = \frac{30 \cdot 7,8 \cdot 104}{3,14 \cdot 214,3 \cdot 3,35^2} = 1,24 \text{ м}, \quad (3.27)$$

Высота активной стали стандартизирована, поэтому ближайшее значение $l_a = 1,3 \text{ м}$

Внешний диаметр вала:

$$d_B = 13 \cdot \sqrt[3]{\frac{N_a}{n_c}} = 13 \cdot \sqrt[3]{\frac{83000}{214,3}} = 95 \text{ см}, \quad (3.28)$$

Принимаем стандартную величину (округляем кратно 100 мм), таким образом $d_B = 90\text{см}$

Общая масса генератора приближенно:

$$G_{\text{ген}} = \psi \cdot D_i \cdot l_a = 45 \cdot 3,35 \cdot 1,3 = 302, \quad (3.29)$$

где $\psi = (44 \div 50)$ для зонтичных генераторов.

Вес ротора генератора с валом:

$$G_{\text{рот}} = 0,55 \cdot G_{\text{ген}} = 0,55 \cdot 302 = 166 \text{ т}, \quad (3.30)$$

Диаметр активной стали:

$$D_a = D_i + (\text{от } 0,5 \text{ до } 0,9) = 5,42 + 0,75 = 6,17 \text{ м}, \quad (3.31)$$

Тогда, маркировка генератора: СВ-617/223-28. Основные размеры генератора занесены в таблицу 2.1.

Таблица 3.7 – Основные характеристики генератора СВ-617/223-28

Активная мощность $P_{\text{ном}}$, МВт	83
Коэффициент мощности $\cos\phi_{\text{ном}}$	0,85
Частота вращения $n_{\text{ном}}$, об/мин	214,3

3.2.2 Выбор электрогидравлического регулятора

Для РО гидротурбины выбран ЭГР для гидроагрегата с одним регулирующим органом. Согласно справочным данным, выбираем электрогидравлический регулятор типа ЭГР-2И-10-7.

3.2.3 Расчет вала и подшипников

Вал является связующим звеном между гидротурбиной, а также гидрогенератором. Он воспринимается крутящие, а также сжимающие нагрузки. Расчет вала ведется по вращающимся нагрузкам.

Крутящий момент на валу:

$$M_{\text{кр}} = 0,00974 \cdot \frac{N_a}{n_{\text{синх}}} = 0,00974 \cdot \frac{83000}{214,3} = 3,77. \quad (3.32)$$

Отсюда наружный диаметр вала:

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{\text{кр}}}{[\tau_{\text{доп}}]} \right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{3,77}{35} \right)^{0,33} = 0,82, \quad (3.33)$$

где $[\tau_{\text{доп}}] = 33 - 35$ МПа – это допустимое скручивающее усилие на валу. Наружный диаметр вала принимаем $D_B = 0,8$ м.

Направляющий подшипник турбины избирается согласно критерию работоспособности. Для этого следует выяснить радиальную силу на рабочем колесе:

$$R_{\text{рад}} = 0,8 \cdot \frac{N_a}{n_{\text{синх}} \cdot D_1} = 0,8 \cdot \frac{83000}{214,3 \cdot 3,35} = 92 \text{ кН}, \quad (3.34)$$

Диаметр вала под подшипником $d_{\text{п}}$, вместе с облицовкой, как правило берется на 15-20 мм больше D_B , получаем $d_{\text{п}} = 1,12$ м. Удельное давление а также допустимое удельное давления для кольцевого подшипника соответственно равны:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{п}} \cdot h_{\text{п}}} = \frac{92}{0,92 \cdot 0,4} = 250 \text{ кПа}, \quad (3.35)$$

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot \left(\frac{\pi \cdot n_c \cdot d_{\text{п}}}{30} \right) = 29 \cdot \left(\frac{3,14 \cdot 214,3 \cdot 0,92}{30} \right) = 598,43 \text{ кПа}, \quad (3.36)$$

Так как условие $p_{\text{уд}} < [p_{\text{уд}}]$ выполняется, и подшипник подходит.

Рассмотрим сегментный подшипник. Для данного подшипника при диаметре вала $D_B = 0,8$ м, принимается число сегментов $Z_{\text{сегм}} = 8$.

Усилие на наиболее загруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{(1+2\cos\alpha+2\cos(2\alpha))} = \frac{92}{(1+2\cos(45)+2\cos(2 \cdot 45))} = 38,1 \text{ кН}, \quad (3.37)$$

где α – центральный угол расположения сегментов.

$$\alpha = \frac{360^\circ}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{360^\circ}{8} = 45^\circ, \quad (3.38)$$

Длина сегмента в окружном направлении:

$$l_{\text{сегм}} = \frac{0,87 \cdot \pi \cdot d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{0,87 \cdot 3,14 \cdot 0,92}{8} = 0,31 \text{ м}, \quad (3.39)$$

Удельное давление и допустимое удельное давление на сегмент соответственно:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} = \frac{92}{0,31 \cdot 0,4} = 692,86 \text{ кПа}, \quad (3.40)$$

$$[p_{уд}] = 50 \cdot \left(\frac{\pi \cdot n_c \cdot d_n}{30} \right) = 50 \cdot \left(\frac{3,14 \cdot 83,3 \cdot 1,3}{30} \right) = 741,93 \text{ кПа}, \quad (3.30)$$

Условие $p_{уд} \leq [p_{уд}]$ не соблюдается.

Так как данное условие соблюдается только в кольцевом подшипнике, выбираем его.

3.2.4 Расчет спиральной камеры

Угол охвата спиральной камеры $\varphi_{СП} = 351^\circ$ взят из проточной части модельной гидротурбины РО115-В.

Наружный радиус входного сечения также из проточной части:

$$r_{вх} = a_{вх} + P_{вх} = 4,44 + 1,89 = 6,33 \text{ м}, \quad (3.41)$$

Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_{нар} = 5,56 \text{ м},$$

$$r_a = \frac{D_{нар}}{2} = \frac{5,56}{2} = 2,77, \quad (3.42)$$

Диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_{вн} = 4,46 \text{ м},$$

$$r_b = \frac{D_{вн}}{2} = \frac{4,46}{2} = 2,23 \text{ м}, \quad (3.43)$$

Высота статора:

$$B_{ст} = 1,8 + l_a = 1,8 * 1,24 = 2,23 \text{ м}, \quad (3.44)$$

где l_a – высота активной стали.

Полный расход через турбину:

$$Q_0 = \frac{N_a}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{опт}} = \frac{83000}{9,81 \cdot 91,9 \cdot 0,944} = 98 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (3.5)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_{вх} = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{90 \cdot 351}{360} = 95,09 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (3.45)$$

Площадь входного поперечного сечения:

$$F_{\text{ВХ}} = \frac{Q_{\text{ВХ}}}{V_{\text{ВХ}}} = \frac{95,09}{8,5} = 11,19 \text{ м}^2, \quad (3.46)$$

$$P_{\text{ВХ}} = \sqrt{\frac{F_{\text{ВХ}}}{\pi}} = \frac{11,19}{3,14} = 1,89 \text{ м}^2,$$

Для входного сечения спиральной камеры:

$$a_{\text{ВХ}} = R_4 + \sqrt{P_{\text{ВХ}}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 2,78 + \sqrt{\left(\frac{1,78}{2}\right)^2} = 4,44 \text{ м}, \quad (3.47)$$

Где полную высоту статора (H_1) найдем по формуле

$$H_1 = b_1 + 2 * h = 1,08 + 2 * 0,35 = 1,78 \text{ м}, \quad (3.48)$$

$$h = 0,35 \text{ м},$$

$$b_1 = b_0 + 0,02 = 1,06 + 0,02 = 1,08 \text{ м},$$

$$b_0 = 0,316 * D = 0,316 * 3,35 = 1,06 \text{ м},$$

В таблице 3.8 приведены расчёты значений для круглого сечения спиральной камеры.

Таблица 3.8 – Расчет значений для круглого сечения спиральной камеры.

для круглого сечения				
	φ	а	р	R
1	351	4,443	1,888	6,330
2	336	4,384	1,835	6,219
3	321	4,324	1,784	6,108
4	306	4,262	1,730	5,992
5	291	4,198	1,675	5,873
6	276	4,133	1,621	5,754
7	261	4,065	1,564	5,629
8	246	3,993	1,506	5,499
9	231	3,921	1,448	5,368
10	216	3,842	1,387	5,229
11	201	3,759	1,324	5,083
12	186	3,671	1,261	4,932
13	171	3,573	1,193	4,766
14	156	3,463	1,122	4,585
15	141	3,334	1,049	4,382
16	126	3,149	0,964	4,113
17	111	0,526	1,550	3,921
18	96	0,350		3,632

Окончание таблицы 3.8

19	81	0,143		3,293
20	66	-0,100		2,894

Чертеж спиральной камеры представлен на рисунке 3.4.

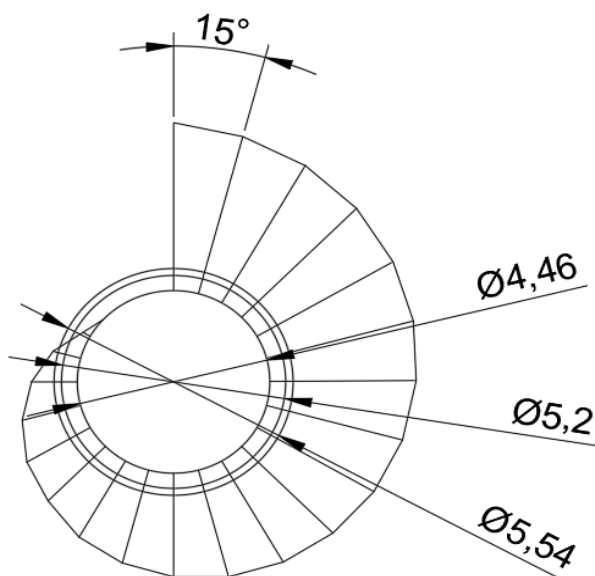


Рисунок 3.4 – Спиральная камера, вид сверху

3.3 Выбор типа и размеров маслонапорной установки и регулятор частоты вращения

Наиболее крупными по габаритам элементами системы регулирования гидротурбин является маслонапорная установка (МНУ), размещение которой должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания ГЭС. Она обеспечивает подачу масла под давлением в систему регулирования турбин.

Габаритные размеры МНУ определяются объемом масловоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме для РО гидротурбин (рис. 5.1) определен тип маслонапорной установки для напора 101,4 м и $D1 = 3,35$ м: МНУ 1,6/1-40-2,5-2,

4 Электрическая часть ГЭС

4.1 Исходные данные

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

Таблица 4.1 – Исходные данные числа и мощности генераторов и системы

Генерация			Система		
Число и мощность агрегатов шт, МВт	$U_{\text{НОМ}}$ кВ	$\cos\varphi$ о.е.	$U_{\text{НОМ}}$ кВ	$S_{\text{кз}}$ МВА	Протяженность линии км
4×83	10,5	0,85	220	125	67

- Коэффициент мощности системы $\cos \varphi_c = 0,85$.
- Время использования установленной мощности $T_{\text{max}} = 4000$ ч/год.
- Мощность собственных нужд ГЭС $P_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot P_{\text{уст.ГЭС}}$.
- Коэффициент мощности собственных нужд равен коэффициенту мощности генераторов $\cos \varphi_{\text{с.н.}} = \cos \varphi_{\text{НОМ}}$.
- Подстанция «Белка», энергосистема не изолированная.

4.2 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

При проектировании электрической станции, одним из главных этапов является выбор главной схемы электрических соединений. От выбранной схемы зависит надежность работы электроустановки, ее экономичность, оперативная гибкость (т.е. приспособляемость к изменяющимся условиям работы) и удобство эксплуатации, безопасность обслуживания, возможность расширения.

Для проектируемой ГЭС будут рассмотрены 2 структурных схемы электрических соединений: с одиночным и укрупненным блоками. Данные схемы представлены на рисунке 4.1 соответственно.

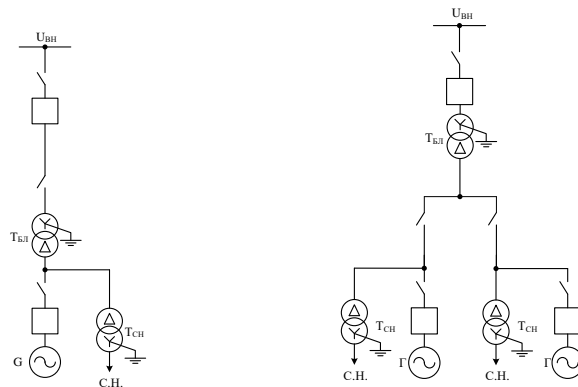


Рисунок 4.1 – Схема с одиночными и укрупненными блоками

4.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генератора в сеть напряжения, за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвление от генератора (т.е. нагрузки собственных нужд (СН)). Определим их число, тип и номинальную мощность.

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma} - P_{\text{СН}}}{\cos\varphi} = \frac{83 - 3,31}{0,8} = 93,75 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

где $P_{\text{СН}} = 0,01 \cdot P_{\text{уст}} = 0,01 \cdot 331 = 3,31$ МВт – мощность собственных нужд станции;

$P_{\text{уст}} = 331$ МВ · А – установленная мощность станции

$\cos\varphi = 0,85$ – коэффициент мощности ГГ

По каталогу ООО "Тольятинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦН-125000/220-У1. Паспортные данные приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Паспортные данные трансформатора ТДЦН-125000/220-У1

$S_{\text{НОМ}}, \text{МВА}$	$U, \text{кВ}$		$U_{\text{кз}}, \%$	$I_{\text{хх}}, \%$	$\Delta P_{\text{х}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$
	$U_{\text{ВН}}, \text{кВ}$	$U_{\text{НН}}, \text{кВ}$				
125	242	10,5	11,0	0,55	80	380

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок $T_{\text{max}} = 4000$ и время максимальных потерь τ .

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

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч}, \quad (4.3)$$

где $\mu = 1$ – частота ремонтов;

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

ω – параметр потока отказов трансформатора блока (0,025 и 0,05 для одиночного и укрупненного блоков соответственно);

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,08 \cdot 8729 = 698 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

где n_T – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_k}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,38}{1} \cdot \left(\frac{93,75}{125} \right)^2 \cdot 2405 = 514 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I = \gamma_1 \cdot \Delta W_{xx} + \gamma_2 \cdot \Delta W_H = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 698 + 0,12 \cdot 10^{-2} \cdot 514 = 10,36 \text{ тыс. руб./год}, \quad (4.6)$$

где β_1 – поправочный коэффициент, согласно Федеральной службе по тарифам, равный $0,6 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./ (МВт · ч), $\beta_2 = 0,12 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./ (МВт · час).

Для 4 блоков величина издержек (вариант 1):

$$I_1 = I \cdot 4 = 10,36 \cdot 4 = 41,44 \text{ тыс. руб./год}, \quad (4.7)$$

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

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = \left(\frac{331 - 3,31}{0,85} \right) = 386 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.8)$$

Натуральная мощность, передаваемая по 1 цепи 220 кВ согласно [1; таблица 3.1] $P_{\text{нат}} = 135 \text{ МВт}$. Коэффициент мощности системы $\cos \varphi_c = 0,85$.

Количество отходящих линий 220 кВ:

$$n_L = \frac{S_{\Sigma}}{(k \cdot P_{\text{нат}}) / \cos \varphi_c} + 1 = \frac{386}{(1,2 \cdot 135) / 0,85} + 1 = 4, \quad (4.9)$$

где $k = 1,2$ – коэффициент приведения натуральной мощности.

Принимается число ВЛ 220 кВ равным $n_L = 4$. Рабочий ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{386 \cdot 10^3}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 253 \text{ А}, \quad (4.10)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{T}} \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,0 \cdot 1,05 \cdot 253 = 266 \text{ А}, \quad (4.11)$$

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

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

Свыше 1 кВ выбор сечения осуществляется методом экономической плотности тока $\gamma = 1,1 \text{ А/мм}^2$

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{\gamma} = \frac{355}{1,1} = 322 \text{ мм}^2, \quad (4.12)$$

Согласно [1, табл. 3.15] выбираем провод АС-240/39. Допустимый продолжительный ток с учетом поправочного коэффициента на температуру воздуха $I_{\text{доп}} = 610 \text{ А}$.

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{386}{(4-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 338 \text{ А}, \quad (4.13)$$

$I_{\text{п.ав}} < I_{\text{доп}}$, следовательно, выбранный провод АС-240/39 удовлетворяет условию нагрева.

Характеристики провода занесены в табл. 4.1:

Таблица 4.1 – Параметры воздушной линии АС-240/39

Число проводов в фазе	R_0	X_0	B_0
шт.	Ом/км	Ом/км	10^{-6} См/км
1	0,122	0,369	2,621

4.5 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета

Технико-экономический расчёт сочетает в себе капиталовложения на стоимость РУ высокого напряжения, стоимость силовых трансформаторов и на стоимость трансформаторов собственных нужд.

Капитальные вложения для схемы с одиночными блоками:

$$K = (k + n) \cdot K_{\text{ОРУ}} + i \cdot K_{\text{с.т.}} + m \cdot K_{\text{т.с.н.}} \quad (4.14)$$

где $K_{с.т.}$ – стоимость силового трансформатора;
 $K_{т.с.н.}$ – стоимость трансформатора собственных нужд;
 $K_{ОРУ}$ – стоимость ячейки ОРУ;
 k – кол-во присоединений;
 n – кол-во служебных присоединений;
 i – кол-во силовых трансформаторов;
 m – кол-во трансформаторов собственных нужд.

Капиталовложения K_1^{220} для схемы с единичными блоками:

$$K_1 = (8 + 2) \cdot 12,8 + 3 \cdot 25,97 + 3 \cdot 2,3 = 446,54 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения K_2^{220} для схемы с укрупненными блоками:

$$K_2 = (6 + 2) \cdot 12,8 + 3 \cdot 48,7 + 3 \cdot 2,3 = 401,50 \text{ млн. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с одиночными блоками:

$$Z_1 = E_n \cdot K + И, \tag{4.15}$$

где $E_n = 0,15$ – нормативный коэффициент;
 K – капитальные затраты;
 $И$ – издержки.

$$Z_1 = 0,15 \cdot 446,54 + 0,041 = 67,02 \text{ млн. руб.},$$

$$Z_2 = 0,15 \cdot 401,5 + 0,041 = 60,27 \text{ млн. руб.},$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\% = \frac{65,1 - 58,35}{65,1} \cdot 100\% = 10,1\%, \tag{4.16}$$

Сравнив экономические показатели двух вариантов блочных схем, делаем вывод, что два варианта являются экономически равноценными, так как разность между двумя вариантами составила 10,1 %, выбираем схему с одиночными блоками.

4.6 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin

4.6.1 Расчет исходных данных

Определим сопротивления всех элементов цепи в именованных единицах.
Сопротивления синхронного генератора:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,26 \cdot \frac{10,5^2}{98} = 0,293 \text{ Ом}, \quad (4.17)$$

где x_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора;
 $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность генератора;
 $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение генератора.

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{\Gamma}}{\omega \cdot T_{a,\Gamma}} = \frac{0,293}{314 \cdot 0,045} = 0,002 \text{ Ом}, \quad (4.18)$$

где ω – угловая частота, равная 314 рад/с;

$T_{a,\Gamma}$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей, равная 0,045 с.

Сопротивления силового трансформатора:

$$x_{\text{T}} = \frac{u_{\text{кз}\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{125} = 51,53 \text{ Ом}, \quad (4.19)$$

где $u_{\text{кз}\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора;

$U_{\text{ВН}}$ – напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора.

$$r_{\text{T}} = \Delta P_{\text{к}} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = 0,38 \cdot \frac{242^2}{80^2} = 1,42 \text{ Ом}, \quad (4.20)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – полная номинальная мощность трансформатора;

$\Delta P_{\text{к}}$ – потери КЗ в трансформаторе.

Сопротивления ВЛ 220 кВ:

$$x_{\text{ВЛ}} = x_{o,\text{уд}} \cdot l = 0,369 \cdot 67 = 24,72 \text{ Ом}, \quad (4.21)$$

где $x_{o,\text{уд}}$ – удельное индуктивное сопротивление ВЛ;

l – длина ВЛ;

n – число параллельных линий.

$$r_{\text{ВЛ}} = r_{o,\text{уд}} \cdot l = 0,122 \cdot 67 = 8,17 \text{ Ом}, \quad (4.22)$$

где $r_{o,уд}$ – удельное активное сопротивление ВЛ.

Сопротивление системы:

$$x_c = \frac{U_{61}^2}{S_{к.з}} = \frac{242^2}{125} = 468,51 \text{ Ом}, \quad (4.23)$$

где U_{61} – базисное напряжение системы;

$S_{к.з}$ – мощность короткого замыкания системы;

$$r_c = \frac{x_c}{T_{a,c} \cdot \omega} = \frac{468,51}{0,035 \cdot 314} = 42,63 \text{ Ом}, \quad (4.24)$$

где $T_{a,c} = 0,035$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей, равная 0,035 с.

ЭДС генераторов:

$$E_\Gamma = E''_* \cdot U_{62} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,87 \text{ кВ}, \quad (4.25)$$

где U_{62} – базисное напряжение генератора;

E''_* – сверхпереходная ЭДС для генератора с демпферной обмоткой.

ЭДС системы:

$$E_c = E''_{*c} \cdot U_{61} = 1 \cdot 242 = 242 \text{ кВ}, \quad (4.26)$$

где E''_{*c} – значение сверхпереходной ЭДС для энергосистемы.

Коэффициент трансформации:

$$K_1 = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = \frac{10,5}{242} = 0,043, \quad (4.27)$$

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

На рисунке 4.2 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.3 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.4 представлены исходные данные по генераторам. Все исходные данные из таблиц программы «RastrWin», необходимые для расчета. В таблице 4.4 приведены результаты расчётов в точках КЗ и место короткого замыкания.

	O	S	s0	T...	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			зак	1	Г1		11
2	<input type="checkbox"/>			зак	2	Г2		11
3	<input type="checkbox"/>			зак	3	Г3		11
4	<input type="checkbox"/>			зак	4	Г4		11
5	<input type="checkbox"/>			зак	5	Блок - 1		11
6	<input type="checkbox"/>			зак	6	Блок - 2		11
7	<input type="checkbox"/>			зак	7	Блок - 3		11
8	<input type="checkbox"/>			зак	8	Блок - 4		11
9	<input type="checkbox"/>			зак	9	ОРУ		242
10	<input type="checkbox"/>			зак	10	Сиситема		242

Рисунок 4.2 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	...	Название	R	X	G	B	БД...	N_...	Кт/r
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Вы...	1	5		Г1 - Блок - 1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		Вы...	2	6		Г2 - Блок - 2							
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		Вы...	3	7		Г3 - Блок - 3							
4	<input type="checkbox"/>		Выкл		Вы...	4	8		Г4 - Блок - 4							
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	9		Блок - 1 - ОРУ	1,42	51,53					0,043
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	6	9		Блок - 2 - ОРУ	1,42	51,53					0,043
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	7	9		Блок - 3 - ОРУ	1,42	51,53					0,043
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	8	9		Блок - 4 - ОРУ	1,42	51,53					0,043
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Вы...	9	10		ОРУ - Сиситема	8,17	24,72					
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Вы...	9	10		ОРУ - Сиситема	8,17	24,72					
11	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Вы...	9	10		ОРУ - Сиситема	8,17	24,72					
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Вы...	9	10		ОРУ - Сиситема	8,17	24,72					

Рисунок 4.3 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Г1	1	0,002	0,293	0,002	0,293	0,002	0,293	11,865
2			2	Г2	2	0,002	0,293	0,002	0,293	0,002	0,293	11,865
3			3	Г3	3	0,002	0,293	0,002	0,293	0,002	0,293	11,865
4			4	Г4	4	0,002	0,293	0,002	0,293	0,002	0,293	11,865
5			5	Система	10	42,630	468,512	42,630	468,512	42,630	468,512	242,000

Рисунок 4.4 – Исходные данные по генераторам

Таблица 4.4 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ

№	Тип КЗ	П1	I _{п.0} , кА	K _{уд}	i _y , кА
1	1ф	9	37,752	1,717	91,67
2	3ф	9	12,584	1,717	30,557
3	3ф	1	23,481	1,979	65,717

4.6.3 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

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

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

$$I_{\text{г,раб.мах}} = 1,05 \cdot I_{\text{г.ном}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}, \quad (4.28)$$

$$I_{\text{г,раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{98}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,658 \text{ кА},$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{тр-ра}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{т,ном}(-5\%)}} \quad (4.29)$$

$$I_{\text{тр-ра}} = \frac{98}{\sqrt{3} \cdot 242 \cdot 0,95} = 0,246 \text{ кА},$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220 кВ:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (4.30)$$

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{386}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,253 \text{ кА},$$

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

$$I_{\text{раб.утяж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (4.31)$$

$$I_{\text{раб.утяж}} = \frac{386}{(4 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,338 \text{ кА},$$

4.7 Выбор электрического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ

Выбран разъединитель типа РРЧЗ-20/6300 МУЗ производства ЗАО «ЗЭТО», параметры представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 - Параметры и проверка разъединителя РРЧЗ-20/6300 МУЗ

Критерий выбора	Каталожные данные	Расчётные данные	Условие выбора
Номинальное напряжение, кВ	20,00	10,5	$U_{ном} \geq U_{уст}$ условие выполняется
Длительный ток, кА	6,30	5,38	$I_{ном} \geq I_{ном}$ условие выполняется
	6,30	5,65	$I_{ном} \geq I_{max}$ условие выполняется
Электродинамическая стойкость, кА	700,00	23,481	$I_{дин} \geq I_{по}$ условие выполняется
	700,00	65,71	$I_{дин} \geq i_y$ условие выполняется
Термическая стойкость, кА ² · с	120000,00	54,07	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$ условие выполняется

4.8 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбран трансформатор тока ТШЛ-10УЗ. Параметры трансформатора тока представлены в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Параметры и проверка трансформатора тока

Критерий выбора	Каталожные данные	Расчётные данные	Условие выбора
Номинальное напряжение, кВ	10,5	10,5	$U_{ном} \geq U_{уст}$ условие выполняется
Длительный ток, кА	6,00	5,38	$I_{ном} \geq I_{ном}$ условие выполняется
	6,00	5,65	$I_{ном} \geq I_{max}$ условие выполняется
Термическая стойкость, кА ² · с	4800,00	54,07	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$ условие выполняется
Нагрузка	$Z \leq Z_{ном}, \quad Z \approx R_{приборов} + R_{проводов} + R_{контактов}$ условие выполняется		

Выбирается трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-10УЗ. Параметры трансформатора напряжения представлены в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Параметры и проверка трансформатора напряжения

Критерий выбора	Каталожные данные	Расчётные данные	Условие выбора
Номинальное напряжение, кВ	10,5	10,5	$U_{ном} \geq U_{уст}$ условие выполняется
Тип подключаемых приборов	условие выполняется		
Вторичная нагрузка	$Z \leq Z_{ном}, \quad Z \approx R_{приборов} + R_{проводов} + R_{контактов}$ условие выполняется		

4.9 Выбор электрооборудования ОРУ

4.9.1 Выбор выключателей и разъединителей на напряжение 220 кВ

Выбран элегазовый выключатель типа ВЭБ-УЭТМ-220/50/УХЛ1 фирмы «Уралэлектротяжмаш» (Екатеринбург), параметры представлены в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Параметры и проверка выключателя

Критерий выбора	Каталожные данные	Расчётные данные	Условие выбора
Номинальное напряжение, кВ	220	220	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ условие выполняется
Длительный ток, кА	2,50	0,33	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном}}$ условие выполняется
	2,50	0,5	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$ условие выполняется
Симметричный ток отключения, кА	50,00	12,58	$I_{\text{отк.ном.}} \geq I_{\text{пт}}$ условие выполняется
Электродинамическая стойкость, кА	125,00	12,58	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{по}}$ условие выполняется
	125,00	30,55	$I_{\text{дин}} \geq i_y$ условие выполняется
Термическая стойкость, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	7500,00	30,55	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$ условие выполняется

Выбран разъединитель типа РНДЗ.1-220/1000У1 фирмы «Электроцит ТМ Самара», параметры представлены в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – Параметры и проверка разъединителя

Критерий выбора	Каталожные данные	Расчётные данные	Условие выбора
Номинальное напряжение, кВ	220	220	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ условие выполняется
Длительный ток, кА	1,00	0,33	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном}}$ условие выполняется
	1,00	0,5	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$ условие выполняется
Электродинамическая стойкость, кА	100,00	12,58	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{по}}$ условие выполняется
	100,00	30,55	$I_{\text{дин}} \geq i_y$ условие выполняется
Термическая стойкость, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4800,00	30,55	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$ условие выполняется

5 Устройства РЗА

Все без исключения силовое электрооборудование подстанций, электростанций и электрических сетей обязано быть защищено от коротких замыканий, а также нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями либо предохранителями, а также

оснащено устройствами электроавтоматики, в том числе устройствами противоаварийной автоматики и устройствами регулирования.

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

5.1 Релейная защита и автоматика

Расчет номинальных токов.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}/\cos\varphi}{\sqrt{3}\cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{98\cdot 10^3}{\sqrt{3}\cdot 10,5} = 5388 \text{ А}, \quad (5.1)$$

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

$$I_{\text{НОМ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ}}^{(1)}\cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{5388\cdot 1}{6000/5} = 4,49 \text{ А}, \quad (5.2)$$

Расчёт номинальных токов (основных):

$$I_{\text{ВН ТЕ РОТ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ РОТ}}^{(1)}\cdot U_{\text{НН}}\cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{СХ пр.}}\cdot U_{\text{ВН}}\cdot K_{\text{ТТ ВН}}} = \frac{1030,00\cdot 0,475\cdot 1,00}{1,2255\cdot 10,5\cdot 200/5} = 0,22 \text{ А}, \quad (5.3)$$

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

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

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

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

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

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

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

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

$$I_{\text{ВН}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}\cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{200\cdot 10^3}{\sqrt{3}\cdot 220,00} = 2,2 \text{ А}, \quad (5.4)$$

$$I_{\text{НН}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}\cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{839}{\sqrt{3}\cdot 10,5} = 46 \text{ А}, \quad (5.5)$$

$$I_{\text{НН}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НН}}^{(1)}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{5388\cdot 1}{6000/5} = 4,49 \text{ А}, \quad (5.6)$$

$$I_{\text{ВН ТЕ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{Т.НОМ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{46}{200/5} = 1,15 \text{ А}, \quad (5.7)$$

Базовый ток для цепи ротора:

$$I_{\text{баз. ВН ТЕ р}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ р}} \cdot k_{\text{СХ}}}{k_{\text{ТТ}} \cdot k_{\text{ТП}}} = \frac{1030 \cdot 0,816}{\frac{200}{5} \cdot \frac{10,5}{0,475}} = 0,96 \text{ А}, \quad (5.8)$$

где $k_{\text{СХ}}$ коэффициент схемы преобразования выпрямленного тока в переменный;
 $I_{\text{НОМ р}}$ — номинальный ток ротора, паспортное значение, 1565,00 А;
 $k_{\text{ТТ}}$ — коэффициент трансформации трансформатора тока, 400/5;
 $k_{\text{ТП}}$ — коэффициент трансформации преобразовательного трансформатора, 10,5/0,475.

5.1.1 Перечень защит основного оборудования

На генераторе СВ-617/223-28:

- 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;
- Контроль исправности цепей напряжения (КИН);
- Контроль наличия тока генератора.

На силовом трансформаторе блока ТДЦН 125000/220-У1:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;

- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Газовая защита;
- Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ-220)
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от перегрева трансформатора.

На трансформаторе собственных нужд ТМНС-6300/10-УЗ:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
- Защита от перегрузки;
- Реле тока охлаждения.

На выпрямительном трансформаторе ТРСЗП:

- Максимальная токовая защита;
- Токовая отсечка.

Защиты воздушных линий 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);
- УРОВ 220 кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ).

5.2 Описание защит и расчет их уставок

5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора(IΔG)

В таблице 5.1 представлены параметры гидрогенератора СВ–617/223–28.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип		СВ-617/223-28
Мощность номинальная	полная, МВА	83
	активная, МВт	98
Номинальное напряжение, кВ		10,5
Коэффициент мощности $\cos\varphi_{\Gamma}$		0,85
Частота вращения, об/мин		214,3
Номинальный ток статора, А		4563
Индуктивное сопротивление, о.е.	синхронное x_d , о.е.	1,65
	переходное x_d' , о.е.	0,42
	сверхпереходное x_d'' , о.е.	0,28

В таблице 5.2 представлены параметры силового трансформатора ТДЦ 125000/220-У1.

Таблица 5.2 – Параметры силового трансформатора

Тип	ТДЦ 125000/220-У1
Мощность номинальная	125 МВА
Номинальное напряжение	220 кВ
Напряжение короткого замыкания	$U_k = 11$

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах.

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

Номинальный ток генератора: $I_{\Gamma}^{(1)} = 5388$ А.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $k_{\Gamma\Gamma} = 6000/5$ А.

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\Gamma}^{(1)}, \quad (5.9)$$

где $K_{\text{ОДН}} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 5388 = 269,4 \text{ А},$$

Уставка начального тока срабатывания дифференциальной защиты генератора по первому условию:

$$I_{\text{СР.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}}, \quad (5.10)$$

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

$$I_{\text{СР.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 269,4 = 538,8 \text{ А},$$

Необходимо выполнить расчет установки начального тока срабатывания дифференциальной защиты генератора с учетом отстройки защиты от тока трехфазного короткого замыкания на стороне НН выпрямительного трансформатора:

$$I_{\text{СР.0}} \geq I_{\text{К2}}^{(3)} \cdot K_{\text{Н}}, \quad (5.11)$$

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

$$I_{\text{СР.0}} \geq 707 \cdot 1,1 = 777,7 \text{ А},$$

Исходя их двух условий, необходимо выбрать наибольшее по значению. Следовательно, уставка начального тока срабатывания принимается по второму условию:

$$I_{\text{СР.0}} \geq 777,7 \text{ А},$$

$$I_{\text{СР.0}}^{(2)} \geq \frac{I_{\text{СР.0}}}{k_{\text{ТТ}}}, \quad (5.12)$$

$$I_{\text{СР.0}}^{(2)} \geq \frac{777,7}{6000/5} = 0,64 \text{ А},$$

Уставка начального тока срабатывания в относительных единицах:

$$I_{\text{СР.0}}^* \geq \frac{I_{\text{СР.0}}^{(2)}}{I_{\Gamma}^{(2)}},$$

где $I_{\Gamma}^{(2)} = 4,49 \text{ А}$ - номинальный ток генераторного напряжения, приведённый к низшей стороне трансформатора тока;

$$I_{\text{CP.0}}^* \geq \frac{0,64}{4,49} = 0,14 \text{ о. е.},$$

Принимаем уставку начального тока срабатывания:

$$I_{\text{CP.0}}^* = 0,14 \text{ о. е.},$$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(max)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{СКВ.max}}, \quad (5.13)$$

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

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

$K_{\text{ОДН}} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$I_{\text{СКВ.max}}$ – максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения:

$$I_{\text{СКВ.max}} = \frac{E_q''}{x_d''} \cdot I_{\Gamma}^{(1)}, \quad (5.14)$$

где E_q'' – сверхпереходная ЭДС генератора по поперечной оси при номинальных условиях, о.е.;

$$E_q'' = \sqrt{(\cos\varphi_{\Gamma})^2 + (\sin\varphi_{\Gamma} + x_d'')^2}, \quad (5.15)$$

$$\text{где } \sin\varphi_{\Gamma} = \sqrt{1 - (\cos\varphi_{\Gamma})^2} = 0,53,$$

$$E_q'' = \sqrt{(\cos\varphi_{\Gamma})^2 + (\sin\varphi_{\Gamma} + x_d'')^2} = \sqrt{(0,85)^2 + (0,53 + 0,28)^2} = 1,17 \text{ о. е.},$$

$$I_{\text{СКВ.max}} = \frac{1,17}{0,28} \cdot 5388 = 22514 \text{ А},$$

$$I_{\text{НБ(max)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 22514 = 2251 \text{ А},$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(max)} \cdot K_{отс}}{I_T}, \quad (5.16)$$

где $K_{отс} = 2$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность защиты, приближенность расчета токов КЗ и необходимый запас;

I_T – ток торможения в рассматриваемом режиме:

$$I_T = \sqrt{I_{СКВ.max} \cdot (I_{СКВ.max} - I_{НБ(max)}) \cdot \cos\alpha}, \quad (5.17)$$

где $\alpha = 10^\circ \div 20^\circ$ - угол между векторами токов плеч защиты;

$$I_T = \sqrt{22514 \cdot (22514 - 2251) \cdot \cos 15^\circ} = 20991 \text{ А},$$

$$K_T > \frac{2251 \cdot 2}{20991} = 0,21,$$

Принимаем уставку $K_T = 0,5$.

3) Уставка начального торможения:

$$I_{НТ} = \frac{I_{СР.0}^*}{K_T}, \quad (5.18)$$

$$I_{НТ} = \frac{0,14}{0,5} = 0,28 \text{ о. е.},$$

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

$$B \geq I_{НТ}, \quad (5.19)$$

$$B \geq 0,28 \text{ о. е.},$$

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

5) Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается дифференциальная токовая отсечка.

$$I_{отс} = k_{отс} \cdot I_{\Gamma}^{(1)}, \quad (5.20)$$

где $k_{отс} = 6$ – коэффициент отстройки;

$$I_{отс} = 6 \cdot 5388 = 32328 \text{ А,}$$

Уставка органа отсечки приведённая к низшей стороне т.т.:

$$I_{отс}^{(2)} = \frac{32328}{6000/5} = 26,94 \text{ А,}$$

В относительных единицах:

$$I_{отс}^* = \frac{26,94}{4,49} = 6,00 \text{ о. е.,}$$

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

5.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN(UO))

Защита обеспечивает сто процентов охват обмотки статора генератора, работающего в режиме изолированного блока, а также не имеющего гальванической связи с системой собственных нужд.

Защита выполнена с помощью 2 органов напряжения:

1) 1–ый орган (U_0) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности U_0 , а также защищает 85 процентов витков обмотки статора со стороны фазных выводов; U_0 вводится на напряжение нулевой последовательности $3U_0$ ТН линейных выводов генератора, измеряемое обмоткой «разомкнутый треугольник».

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

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

Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора представлена на рисунке 5.2.

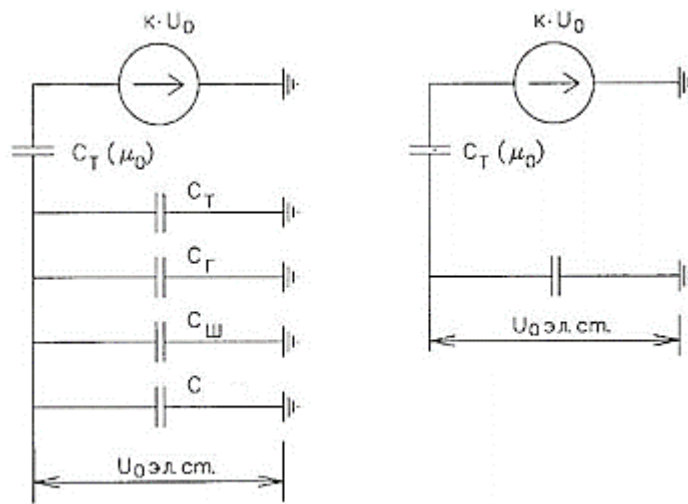


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{Г} + C_{Ш} + C_{ВГ} = 0,007 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,965, \quad (5.21)$$

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

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 5,51 \text{ А}, \quad (5.22)$$

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

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.23)$$

где K – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 , $K = 0,5$;
 $C_T(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, $C_T(\mu_0) = 0,01 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{220}{\sqrt{3}} = 42,33 \text{ кВ}, \quad (5.24)$$

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

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}} = 0,5 \cdot 42,33 \cdot 10^3 \cdot \frac{0,01}{0,01 + 0,965} = 217,07 \text{ В,}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{1}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}}, \quad (5.25)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,3}{0,9} \cdot \frac{3 \cdot 217,07}{10,5/\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}},$$

$$U_{\text{СР}} \geq 4,65 \text{ В,}$$

где $K_{\text{Н}} = 1,3$ – коэффициент надежности;

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

$K_{\text{В}} = 0,9$ – коэффициент возврата.

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

Приобретаем следующие уставки: $U_{01\text{Г}}$ с уставкой 5 В с выдержкой времени 5,0с действует на сигнал; $U_{0\text{Г}}$ с уставкой 10 В, а также выдержкой времени 0,5с с действием на отключение выключателя генератора, гашение полей гидрогенератора и выключателя, останов турбины, а также сброс аварийно-ремонтных затворов.

2-ой орган U_{03} реагирует на соотношение напряжение 3-ей гармоники, а также в нейтрали на выводах генератора, а также защищает порядка 20 процентов витков обмотки статора со стороны нейтрали.

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

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора зависит от $K_{\text{Т}}$:

$$X = \frac{1}{K_{\text{Т}} + 2}, \quad (5.27)$$

При $K_{\text{Т}} = 1,5$ орган U_{03} работает селективно, а также защищает 20 процентов обмотки статора со стороны нейтрали.

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

5.2.3 Защита от повышения напряжения ($U1>$), ($U2>$)

1) Первая ступень защиты $U1>$ предназначена для защиты от повышения напряжения статора в режиме холостого хода

Уставка $U1>$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_{ном.г}}{K_{ТН}}, \quad (5.28)$$

где $U_{ном.г}$ – номинальное напряжение статора генератора;

$K_{ТН}$ – коэффициент трансформации трансформатора напряжения;

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

2) Вторая ступень защиты $U2>$ предназначена для защиты от повышения напряжения статора гидрогенераторов в режимах резкого сброса нагрузки.

Уставка защиты $U2>$ рассчитывается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_{ном.г}}{K_{ТН}} \quad (5.29)$$

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В},$$

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

Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Выдержку времени срабатывания первой ступени защиты принимаем равной 1 с, второй ступени 0,5 с.

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

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

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности I_2^* :

$$I_2^* = \frac{I_2}{I_{\Gamma}^{(1)}}, \quad (5.30)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;
 $I_{\Gamma}^{(1)}$ – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{(I_2^*)^2}, \quad (5.31)$$

где $A = 30$ – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита включает в себя следующие 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). Согласно указаниям завода-изготовителя МП-защит НПП ЭКРА ток срабатывания сигнального органа должен быть не выше длительно допустимого тока обратной последовательности для защищаемого генератора. Так как отсутствуют данные допустимого тока обратной последовательности в обмотках генератора в расчете принимаем требования ПТЭ к допустимому уровню тока обратной последовательности. Для генераторов с косвенным охлаждением обмоток ток обратной последовательности не должен превышать 14% от номинального тока генератора в первичной цепи.

Принимаем уставку сигнального органа:

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_{\Gamma}^{(1)}, \quad (5.32)$$

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot 5388 = 377,16 \text{ А},$$

Уставка сигнального органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{2\text{СИГН}}^{(2)} = \frac{I_{2\text{СИГН}}}{K_{\text{ТТ}}}, \quad (5.33)$$

$$I_{2\text{СИГН}}^{(2)} = \frac{377,16}{6000/5} = 0,31 \text{ А},$$

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 условии, что допустимый ток обратной последовательности $I_{*2} = 0,14$ о. е. – сделаем расчет допустимой длительности несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 :

$$t_{\text{доп}} = \frac{30}{0,14^2} = 1531 \text{ с,}$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}}^* = \frac{I_2^*}{K_H}, \quad (5.34)$$

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

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

При выбранном значении уставки пускового тока время максимальной длительности перегрузки оставляем равным $T_{\text{МАКС}} = 1531$ сек. , при этом расчетная длительность перегрузки может быть увеличена:

$$t_{\text{max}} = \frac{A}{(I_{2\text{ПУСК}}^*)^2}, \quad (5.35)$$

$$t_{\text{max}} = \frac{30}{0,12^2} \approx 2083 \text{ с,}$$

По указанию завода-изготовителя МПЗ НПП ЭКРА минимальное время срабатывания защиты принимаем:

$$t_{\text{min}} = 0,5 \text{ с,}$$

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{A}{(I_2^*)^2}, \quad (5.36)$$

$$A = 30 = (I_2^*)^2 \cdot t_{\text{CP}}, \quad (5.37)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 2.1.

Таблица 5.3 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_n, о.е	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,12
Длительность, с	30	83	120	188	333	750	1531

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

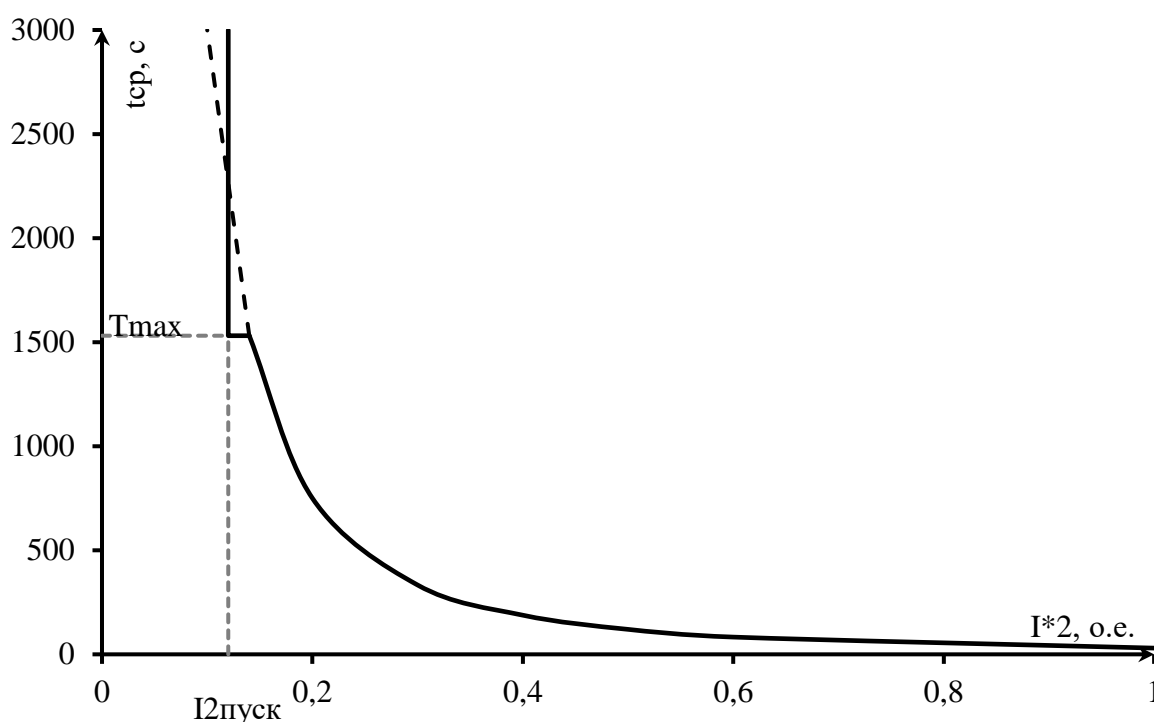


Рисунок 5.2 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{мин.} = 0,5$ с, $t_{макс.} = 1531$ с.

Интегральный орган имитирует процесс нагрева ротора генератора по линейному закону и процесс охлаждения ротора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. Интегральный орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем

«полного охлаждения» ($I_{\text{охл}}$). Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя

$$T_{\text{охл}} = \frac{A}{(I_{2 \text{ дл. доп.}}^*)^2}, \quad (5.38)$$

где $I_{2 \text{ дл. доп.}}^*$ - длительно допустимый ток обратной последовательности, о.е., ($I_{2 \text{ дл. доп.}}^* = I_2^* = 0,14 \text{ о. е.}$).

В нашем случае уставка времени полного охлаждения будет равна 1531 сек.

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

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

$$I_{2\text{с.з.}}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}}, \quad (5.39)$$

Произведем расчёт короткого замыкания в относительных единицах:

$$S_{\text{баз.}} = 98 \text{ МВА},$$

$$U_{\text{баз.1}} = 10,5 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{баз.2}} = 220 \text{ кВ},$$

$$I_{\text{баз.1}} = \frac{S_{\text{баз.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз.1}}}, \quad (5.40)$$

$$I_{\text{баз.1}} = \frac{98 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5388 \text{ A},$$

$$I_{\text{баз.2}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз.2}}}, \quad (5.41)$$

$$I_{\text{баз.2}} = \frac{98 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 257 \text{ A},$$

$$X_{\text{ген.баз.}}^* = X_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_{\text{баз.}}}{U_{\text{баз.1}}^2}, \quad (5.42)$$

$$X_{\text{ген.баз.}}^* = 0,28 \cdot \frac{10,5^2}{98} \cdot \frac{98}{10,5^2} = 0,28 \text{ о. е.},$$

$$X_{\text{тр-ра.баз.}}^* = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_{\text{баз.}}}{U_{\text{баз.2}}^2}, \quad (5.43)$$

$$X_{\text{тр-ра.баз.}}^* = \frac{11}{100} \cdot \frac{220^2}{125} \cdot \frac{98}{220^2} = 0,086 \text{ о. е.},$$

$$X_{2 \text{ баз.}}^* = X_2 \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_{\text{баз.}}}{U_{\text{баз.1}}^2}, \quad (5.44)$$

$$X_{2 \text{ баз.}}^* = 0,29 \cdot \frac{10,5^2}{98} \cdot \frac{98}{10,5^2} = 0,29 \text{ о. е.},$$

$$I_{\text{к.з.о.п.}}^{*(2)} = \frac{E^*}{(X_{\text{ген.баз.}}^* + X_{\text{тр-ра.баз.}}^*) + (X_{2 \text{ баз.}}^* + X_{\text{тр-ра.баз.}}^*)}, \quad (5.45)$$

$$I_{\text{к.з.о.п.}}^{*(2)} = \frac{1}{(0,28+0,086)+(0,29+0,086)} = 1,34 \text{ о. е.},$$

Переведем в именованные единицы:

$$I_{\text{к.з.о.п.}}^{(2) \text{ н.н.}} = I_{\text{к.з.о.п.}}^{*(2)} \cdot I_{\text{баз.1}}, \quad (5.46)$$

$$I_{\text{к.з.о.п.}}^{(2) \text{ н.н.}} = 1,34 \cdot 5388 = 7219 \text{ A},$$

Далее приведём ток к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{2 \text{ к.з.о.п.}}^{(2) \text{ н.н.}} = \frac{I_{\text{к.з.о.п.}}^{(2) \text{ н.н.}}}{k_{\text{тт}}}, \quad (5.47)$$

$$I_{2 \text{ к.з.о.п.}}^{(2) \text{ н.н.}} = \frac{7219}{6000/5} = 6,01 \text{ A},$$

В соответствии с указаниями завода-изготовителя при проектировании принимаем уставку отсечки из диапазона $(0,5 - 0,8) \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$. При этом коэффициент чувствительности $K_{\text{ч}} > 1,2$. Принимаем уставку $0,8 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$, т.е, 0,8 о.е.:

$$I_{2 \text{ с.з.}} = 0,8 \cdot 4,49 = 3,59 \text{ А.}$$

Далее проводим проверку по коэффициенту чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{2 \text{ к.з.о.п.}}^{(2) \text{ н.н.}}}{I_{2 \text{ с.з.}}} \geq 1,2, \quad (5.48)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{6,01}{3,59} = 1,67 > 1,2.$$

По третьему условию ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию $I_{2 \text{ с.з.}} = 0,8 \text{ о.е.}$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,0 с на отключение ШСВ 220 кВ, 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 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{1 \text{ СИГН.}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\Gamma}^{(1)}}{K_{\text{В}}}, \quad (5.49)$$

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

$$I_{1 \text{ СИГН.}} = \frac{1,05 \cdot 5388}{0,98} = 5773 \text{ А.}$$

Уставка сигнального органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{1 \text{ СИГН.}}^{(2)} = \frac{I_{1 \text{ СИГН.}}}{k_{\text{ТТ}}}, \quad (5.50)$$

$$I_{1 \text{ СИГН.}}^{(2)} = \frac{5773}{6000/5} = 4,81 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{1 \text{ СИГН.}}^* = \frac{I_{1 \text{ СИГН.}}^{(2)}}{I_{\Gamma}^{(2)}}, \quad (5.51)$$

$$I_{1 \text{ СИГН.}}^* = \frac{4,81}{4,49} = 1,07 \text{ о. е.}$$

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1 \text{ ПУСК.}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\Gamma}^{(1)}}{K_{\text{В}}}, \quad (5.52)$$

$$I_{1 \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot 5388}{0,98} = 5938 \text{ А.}$$

Уставка пускового органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{1 \text{ ПУСК.}}^{(2)} = \frac{I_{1 \text{ ПУСК.}}}{k_{\text{ТТ}}}, \quad (5.53)$$

$$I_{1 \text{ ПУСК.}}^{(2)} = \frac{5938}{6000/5} = 4,95 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{1 \text{ ПУСК.}}^* = \frac{I_{1 \text{ ПУСК.}}^{(2)}}{I_{\Gamma}^{(2)}}, \quad (5.54)$$

$$I_{1 \text{ ПУСК.}}^* = \frac{4,95}{4,49} = 1,10 \text{ о. е.}$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.3:

Таблица 5.3 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки I/I_N, о.е.	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки, с	3800	1200	450	340	280	160	80	3	1

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

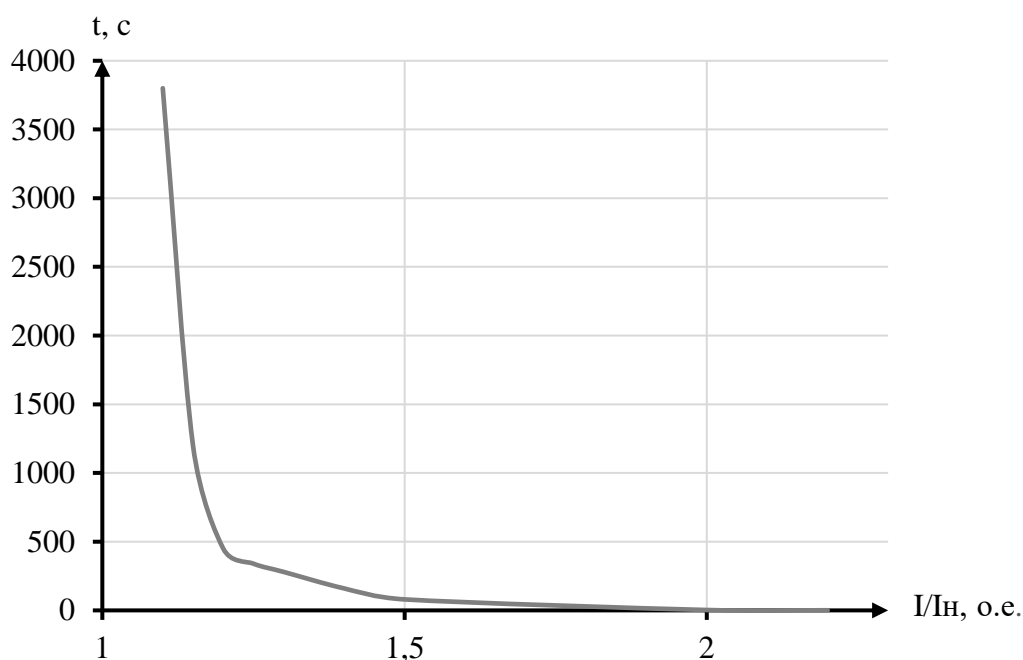


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок I_1

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 осечки:

$$I_{1\text{ ТО}} = \frac{K_{\text{H}} \cdot I_{\Gamma}^{(1)}}{K_{\text{B}}}, \quad (5.55)$$

$$I_{1\text{ ТО}} = \frac{1,2 \cdot 5388}{0,98} = 6597 \text{ A},$$

Уставка органа отсечки приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{1\text{ ТО}}^{(2)} = \frac{I_{1\text{ ТО}}}{k_{\text{ТТ}}}, \quad (5.56)$$

$$I_{1\text{ ТО}}^{(2)} = \frac{6597}{6000/5} = 5,49 \text{ A},$$

В относительных единицах:

$$I_{1\text{ ТО}}^* = \frac{I_{1\text{ ТО}}^{(2)}}{I_{\Gamma}^{(2)}}, \quad (5.57)$$

$$I_{1\text{ ТО}}^* = \frac{5,49}{4,49} = 1,22 \text{ о. е.},$$

Чувствительность защиты проверяется при трехфазном КЗ на шинах ВН блока в установившемся режиме короткого замыкания:

$$I_{\text{к.з.}}^{*(3)} = \frac{E^*}{X_{\text{ген.баз.}}^* + X_{\text{тр-ра.баз.}}^*}, \quad (5.58)$$

$$I_{\text{к.з.}}^{*(3)} = \frac{1}{0,28+0,086} = 2,73 \text{ о. е.},$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.з.}}^{*(3)}}{I_{1\text{ ТО}}^*} \geq 1,2, \quad (5.59)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{2,73}{1,22} = 2,23 > 1,2,$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению $U_{\Gamma} <$.

Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{\text{СП}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ.Г}}}{K_{\text{В}} \cdot K_{\text{ТН}}} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105} = 66,02 \text{ В}, \quad (5.60)$$

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

5.2.6 Дистанционная защита генератора ($Z_{1<}$), ($Z_{2<}$)

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

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

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Велская ГЭС:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л}, \quad (5.61)$$

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

Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220 кВ:

$$Z_T = \frac{0,105 \cdot 220^2}{125} = 40,65 \text{ Ом},$$

$$Z_{1Л} = \sqrt{r^2 + x^2} = \sqrt{(21,014)^2 + (24,723)^2} = 32,44 \text{ Ом},$$

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot 40,65 + \frac{0,8}{4} \cdot 32,44 = 39,00 \text{ Ом},$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_1^* \leq 0,8 \cdot 0,105 \cdot \frac{98}{125} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{98}{220^2} \cdot 32,44 = 0,079 \text{ о. е.},$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_1^* \cdot Z_{\text{баз.}}, \quad (5.61)$$

где $Z_{\text{баз.}} = \frac{U_{\text{ном.г}}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{10,5^2}{98} = 1,12 \text{ Ом},$

$$Z_1 = 0,079 \cdot 1,12 = 0,09 \text{ Ом},$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1\text{СЗ}} = Z_1 \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}}, \quad (5.62)$$

$$Z_{1\text{СЗ}} = 0,09 \cdot \frac{6000/5}{10500/100} = 1,03 \text{ Ом},$$

Принимаем уставку: $Z_{1\text{СЗ}} = 1,03 \text{ Ом},$

2) 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, $\Delta Z = 30 - 50 \text{ Ом/сек}.$

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{ном.г}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{Г}}^{(1)}}, \quad (5.62)$$

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 5388} = 1,12 \text{ Ом},$$

Сопротивление нагрузки во вторичных омах:

$$Z_{\text{НАГР}}^{(2)} = Z_{\text{НАГР}} \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}}, \quad (5.63)$$

$$Z_{\text{НАГР}}^{(2)} = 1,12 \cdot \frac{6000/5}{10500/100} = 12,8 \text{ Ом},$$

С учетом насыщения машины величина тока статора генератора в режиме форсировки составит:

$$I_{\phi}^* = \frac{I_{\phi}}{I_{p.ном}^{(1)}}, \quad (5.64)$$

$$I_{\phi}^* = \frac{2160}{1030} = 2,1 \text{ о. е.},$$

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\phi}^* = \frac{0,95 \cdot U_{\text{НОМ.Г}}^*}{I_{\phi}^*}, \quad (5.65)$$

$$Z_{\text{НАГР.}\phi}^* = \frac{0,95 \cdot 1}{2,1} = 0,45 \text{ о. е.},$$

Сопротивление нагрузки в режиме форсировки во вторичных омах:

$$Z_{\text{НАГР.}\phi}^2 = Z_{\text{НАГР.}\phi}^* \cdot Z_{\text{баз.}} \cdot \frac{K_{\text{ГТ}}}{K_{\text{ТН}}}, \quad (5.66)$$

$$Z_{\text{НАГР.}\phi}^2 = 0,45 \cdot 1,12 \cdot \frac{6000/5}{10500/100} = 5,76 \text{ Ом},$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Г}}}{0,95 \cdot I_{\phi}^*}, \quad (5.67)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\phi} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,1} = 0,43,$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.}\phi} = 64,53^\circ$,
Угол нагрузки в нормальном режиме равен $\varphi_{\text{НАГР.Н}} = 31,79^\circ$,

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_2^* = \frac{Z_{\text{НАГР.}\phi}^*}{K_{\text{Н}}}, \quad (5.68)$$

$$Z_2^* = \frac{0,45}{1,2} = 0,38 \text{ о. е.},$$

Z_2 в первичных Омах составит:

$$Z_2 = Z_2^* \cdot Z_{\text{баз.}}, \quad (5.69)$$

$$Z_2 = 0,38 \cdot 1,12 = 0,42 \text{ Ом},$$

Значение уставки составит:

$$Z_{2СЗ} = Z_2 \cdot \frac{K_{ТГ}}{K_{ТН}}, \quad (5.70)$$

$$Z_{2СЗ} = 0,42 \cdot \frac{6000/5}{10500/100} = 4,8 \text{ Ом},$$

Принимаем уставку: $Z_{2СЗ} = 4,8 \text{ Ом}$,

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 20%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{СМ1} = 0,108 \text{ Ом}$, $Z_{СМ2} = 0,504 \text{ Ом}$.

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 генератора.

5.2.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

Уставка сигнального органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{Р.СИГН.}^{(2)} = \frac{K_H \cdot I_{Р.НОМ}^{(2)}}{K_B}, \quad (5.71)$$

где $K_H = 1,05$ – коэффициент надежности;
 $K_B = 0,98$ – коэффициент возврата;

$$I_{Р.СИГН.}^{(2)} = \frac{1,05 \cdot 0,96}{0,98} = 1,02 \text{ А},$$

В относительны единицах:

$$I_{Р.СИГН.}^* = \frac{I_{Р.СИГН.}^{(2)}}{I_{Р.НОМ}^{(2)}}, \quad (5.72)$$

$$I_{Р.СИГН.}^* = \frac{1,02}{0,96} = 1,07 \text{ о. е.},$$

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

Уставка пускового органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{Р.ПУСК.}^{(2)} = \frac{K_H \cdot I_{Р.НОМ}^{(2)}}{K_B}, \quad (5.73)$$

$$I_{Р.ПУСК.}^{(2)} = \frac{1,08 \cdot 0,96}{0,98} = 1,05 \text{ А},$$

В относительных единицах:

$$I_{Р.СИГН.}^* = \frac{I_{Р.ПУСК.}^{(2)}}{I_{Р.НОМ}^{(2)}}, \quad (5.74)$$

$$I_{Р.СИГН.}^* = \frac{1,05}{0,96} = 1,10 \text{ о. е.},$$

Принимаем уставку пускового органа 1,11 о.е., т.е. 1,07 А.

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме (таблица 5.4), и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Таблица 5.4 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

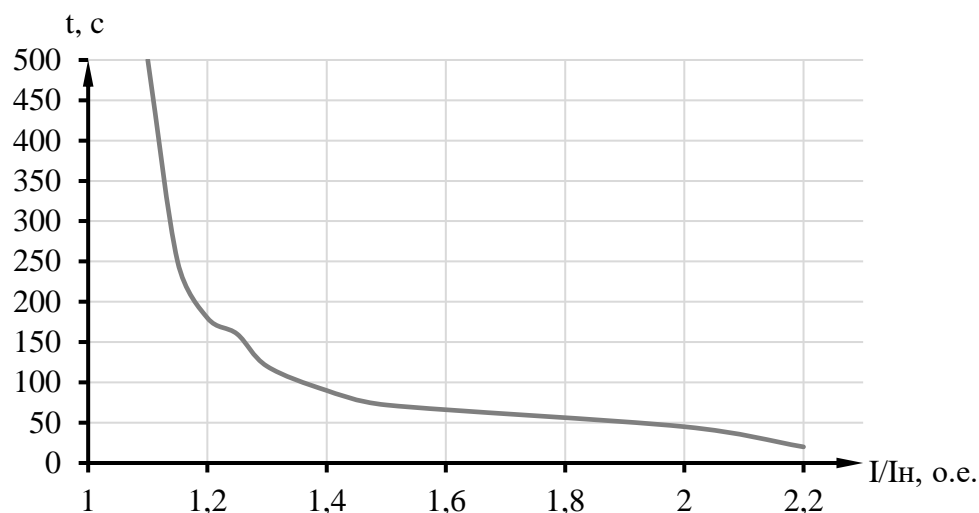


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

Уставка ТО приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{P.TO}^{(2)} = \frac{I_{\Phi}^* \cdot K_H \cdot I_{p.ном}^{(2)}}{K_B}, \quad (5.75)$$

$$I_{P.TO}^{(2)} = \frac{2,1 \cdot 1,1 \cdot 0,96}{0,98} = 2,25 \text{ A},$$

В относительных единицах:

$$I_{P.TO}^* = \frac{I_{P.TO}^{(2)}}{I_{p.ном}^{(2)}}, \quad (5.76)$$

$$I_{P.TO}^* = \frac{2,25}{0,96} = 2,36 \text{ o. e.},$$

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

5.3 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор Велской ГЭС предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики российского научно – производственного предприятия «ЭКРА».

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

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

5.4 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит и матрица отключений представлены в приложении Д, таблицах Д1 и Д2 соответственно.

6 Компоновка и сооружения гидроузла

6.1 Определение класса сооружения

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты (104 м) и типа грунтов основания – гранит, присвоен: I.

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их социально-экономической ответственности и условий эксплуатации [I]. По установленной мощности: 361 МВт -II.

В зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий (Число людей, которые могут пострадать от аварии ГТС < 1000 чел): II

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

6.1.1 Определение отметки гребня плотины

За отметку гребня грунтовой плотины $\nabla_{ГГП}$ принимаем:

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

где h_s – превышение гребня грунтовой плотины над расчетным уровнем в ВБ.

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

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

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – конструктивный запас, $a = 0,8$.

Высоту ветрового нагона рассчитываем по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = K_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha, \quad (6.3)$$

где K_w – коэффициент, зависящий от скорости ветра:

$$K_w = 3(1 + 0,3V_w)10^{-7}, \quad (6.4)$$

$$K_w = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 18) \cdot 10^{-7} = 0,00000192,$$

где V_w – расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, м/с;
 L – длина разгона волны, $L = 15000$ м;
 α – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра,
 принимаем $\alpha = 0$.

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}}}{2}, \quad (6.5)$$

$$d = \frac{350 - 246}{2} = 52 \text{ м},$$

$$\Delta h_{\text{set}} = 0,00000192 \cdot \frac{18^2 \cdot 15000}{9,81 \cdot 52} \cdot \cos 0^\circ = 0,0183 \text{ м},$$

Вычисляем безразмерные комплексы $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$:

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 10000}{20^2} = 454,16,$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{20} = 11772,$$

где t – период развития волн на водохранилище, принимается $t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$,

Принимаем значения:

$$\frac{g\bar{h}}{V^2} = 0,034, \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 2,5,$$

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = 0,026 \frac{v_w^2}{g}, \quad (6.6)$$

$$\bar{h} = 0,026 \frac{18^2}{9,81} = 1,12 \text{ м},$$

Средний период волны:

$$\bar{T} = 2,1 \frac{v_w}{g}, \quad (6.7)$$

$$\bar{T} = 2,1 \frac{18}{9,81} = 4,59 \text{ с},$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2 \cdot \pi}, \quad (6.8)$$

$$\bar{\lambda}_d = \frac{9,81 \cdot 4,59^2}{2 \cdot 3,14} = 32,85 \text{ м},$$

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

$$52 > 0,5 \cdot 32,85 = 16,42,$$

Условие не выполняется, следовательно, зона глубоководная.

Определяем высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (6.9)$$

$$h_{1\%} = 1,12 \cdot 2,21 = 2,48 \text{ м},$$

где $K_i = 2,21$ – коэффициент, определяемый в зависимости от $\frac{g \cdot d}{v^2} = 1,57$.

Определяем высоту волнового наката 1% обеспеченности на откос грунтовой плотины:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%}, \quad (6.10)$$

где k_r и k_p – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса;

k_{run} – коэффициент, принимаемый в зависимости от пологости волны;

$$\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{32,85}{2,48} = 13,24 \text{ на глубокой воде.}$$

$$h_{run1\%} = 1,0 \cdot 0,9 \cdot 1,4 \cdot 1,2 \cdot 2,48 = 3,75 \text{ м},$$

Превышение гребня грунтовой плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = 3,752 + 0,0183 + 1 = 4,77 \text{ м,}$$

Отметка гребня грунтовой плотины:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = 350 + 4,77 = 354,77 \text{ м,}$$

6.2 Гидравлические расчёты

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Устанавливаем расчетный расход воды для основного расчетного случая Q_p , который обязан пропускаться, как правило, при НПУ через все без исключения рабочие водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС – $Q_{\text{ГЭС}}$:

$$Q_p = Q_{\text{осн.мах}} - Q_{\text{ГЭС}} - Q_c, \quad (6.13)$$

где $Q_{\text{осн.мах}}$ - максимальный основной расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 1% для I класса сооружений.

$$Q_p = 1497,85 - 289,14 - 380,52 = 828,19 \text{ м}^3/\text{с,}$$

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] h_{\text{нб}}, \quad (6.14)$$

где $h_{\text{нб}}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой УНБ = $f(Q_{\text{нб}})$ при $Q_{\text{макс. расч}}^{\text{осн}}$;

$$h_{\text{нб}} = 255,51 - 246,00 = 9,51 \text{ м,}$$

$[v_h]$ – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки. Грунт основания – доломит. Принимаем $[v_h] = 3,75 \text{ м/с}$.

$$q_p = 3,75 \cdot 9,51 = 35,66 \text{ м}^2/\text{с,}$$

Удельный расход на водосливе:

$$q_B = 1,25q_p, \quad (6.15)$$

$$q_B = 1,25 \cdot 47,57 = 59,46 \text{ м}^2/\text{с},$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \Sigma b,$$

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_B}, \quad (6.16)$$

$$B = \frac{649,28}{59,46} = 10,92 \text{ м},$$

Принимаем 2 пролета шириной $b = 5,5$ м.

Расчетная ширина водосливного фронта:

$$B = 2 \cdot 5,5 = 11 \text{ м},$$

6.2.2 Определение отметки гребня водослива

Применяя формулу расхода через водослив, установим полный напор на водосливе в первоначальном приближении, т.е. в отсутствии учёта бокового сжатия и подтопления водослива:

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

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

B – принимается только для водосливного фронта без быков.

Таким образом:

$$H_{01} = \left(\frac{649,28}{0,49 \cdot 2 \cdot 5,5 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,04 \text{ м},$$

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

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

где σ_n - коэффициент подтопления (принимается равным единице);
 ε – коэффициент бокового сжатия, и он равен:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \left[\frac{\xi_y + (n-1)\xi_6}{n} \right] \frac{H_0}{b}, \quad (6.19)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \left[\frac{0,7 + (2-1)0,45}{2} \right] \cdot \frac{9,04}{5,5} = 0,811,$$

$$H_{02\text{осн}} = \left(\frac{649,28}{0,49 \cdot 0,811 \cdot 2 \cdot 5,5 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,40 \text{ м},$$

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу V_0 :

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

где $V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНО}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)}, \quad (6.21)$

$$V_0 = \frac{649,28}{(350 - 246) \cdot (11 + (2-1) \cdot 3)} = 0,45 \text{ м/с},$$

где δ_B – толщина быка.

$$H = 10,40 - \frac{1,1 \cdot 0,45^2}{2 \cdot 9,81} = 10,39 \text{ м},$$

Толщина быка зависит от конструкции затворов и размеров перекрываемых водосливных отверстий (в КП принимаем $\delta_B = 3$ м - для пролетов шириной $b \leq 14$ м).

6.2.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая (при ФПУ) без учета сжатия и подтопления:

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.22)$$

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{828,19}{0,49 \cdot 11 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,64 \text{ м}.$$

Вычисляют напор над гребнем водослива с учетом сжатия и подтопления

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\text{II}} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.23)$$

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{828,19}{0,49 \cdot 0,776 \cdot 11 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 12,58 \text{ м.}$$

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

$$H_{\text{пов}} = H_{\text{в}}^{\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot V^2}{2g}, \quad (6.24)$$

$$H_{\text{пов}} = 12,58 - \frac{1,1 \cdot 0,56^2}{2 \cdot 9,81} = 12,56 \text{ м,}$$

где
$$V_0^{\text{пов}} = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНО})(B + (n-1)\delta_{\text{Б}})}, \quad (6.25)$$

$$V_0^{\text{пов}} = \frac{828,19}{(351,00 - 246,00)(11 + (2-1) \cdot 3)} = 0,56 \text{ м/с.}$$

Определяем расчетную отметку форсированного уровня, т.е. отметку, при которой поверочный расход может быть пропущен через водослив:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}}, \quad (6.26)$$

$$\nabla\text{ФПУ}_p = 340,00 + 16,00 = 352,56 \text{ м.}$$

Отметка ФПУ должна быть равна или меньше расчетной отметки ФПУ, в противном случае эту отметку повышают до отметки ФПУ_р.

Принимаем отметку ФПУ 352,69 м.

6.3 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе при донном режиме

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом

$$T_0 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНО}, \quad (6.27)$$

$$T_0 = 350,00 - 246,00 = 104 \text{ м.}$$

Критическая глубина потока с учетом всех водопропускных отверстий:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B + \sum \delta_6)^2 g}}, \quad (6.28)$$

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 649,28^2}{(11+3)^2 \cdot 9,81}} = 6,22 \text{ м.}$$

где $\alpha = 1,1$ – коэффициент Кориолиса;
 $n = 2$ – количество отверстий;
 $\delta_6 = 3$ – количество промежуточных бычков.

Вычисляем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}}, \quad (6.29)$$

$$\xi_{T_0} = \frac{104}{6,22} = 16,71.$$

Определяем значение коэффициента скорости φ в зависимости от длины сливной грани.

Так как плотна имеет большую длину сливной грани ($T_0 = 104$ м), принимаем $\varphi = 0,9$.

По графику М.Д. Чертоусова в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T_0} определяем ξ'_c и ξ''_c .

$$\xi'_c = 0,195;$$

$$\xi''_c = 3,25.$$

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi'_c \cdot h_{кр}, \quad (6.30)$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр}, \quad (6.31)$$

$$h'_c = 0,195 \cdot 6,22 = 1,21 \text{ м,}$$

$$h''_c = 3,25 \cdot 6,22 = 20,23 \text{ м.}$$

$$h''_c = 20,23 \text{ м} > h_{НБ} = 9,51 \text{ м} - \text{в НБ отогнанный прыжок.}$$

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается.

Применим гашение энергии способом свободно отброшенной струи.

6.4 Расчет элементов в нижнем бьефе

6.4.1 Гашение энергии способом отброшенной струи

Струя, сходящая с носка-трамплина, отлетает на некоторое расстояние от водосброса. В месте падения ее на дне образуется яма размыва. Основная задача проектирования - обеспечение отброса струи на расстояние безопасное для устойчивости водосбросной плотины и других ГТС.

Дальность отлета струи от плотины до входа в воду нижнего бьефа можно вычислить по формуле:

$$L = k_a z_1 \varphi^2 \sin 2\alpha \left(\left(1 + \left(\frac{z_0}{z_1} - 1 \right) \frac{1}{\varphi^2 \sin^2 \alpha} \right)^{0.5} + 1 \right), \quad (6.32)$$

где k_a – коэффициент аэрации потока;

$\alpha = 30^\circ$ – угол схода струи с трамплина;

$\varphi = 0,9$ – коэффициент скорости потока;

$$z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}}_{Q_{\text{осн.мах}}} = 350,00 - 255,51 = 94,49 \text{ м}, \quad (6.33)$$

Высота уступа от дна до носка-трамплина:

$$a = h_{\text{НБ}}^{\text{мах}} + (1 \div 2) \text{ м} = 9,6 + 2,0 = 11,6 \text{ м}, \quad (6.34)$$

где $h_{\text{НБ}}^{\text{мах}}$ – максимальная глубина НБ:

$$h_{\text{НБ}}^{\text{мах}} = \nabla_{\text{НБ}}_{Q_{\text{осн.мах}}} - \nabla_{\text{дна}} = 255,6 - 246,00 = 9,6 \text{ м}, \quad (6.35)$$

Отметка носка-трамплина:

$$\nabla_{\text{НОС}} = \nabla_{\text{дна}} + a = 246,00 + 11,6 = 257,6 \text{ м}. \quad (6.36)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$z_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НОС}} = 350,00 - 257,6 = 92,4 \text{ м}. \quad (6.37)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot z_1} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 92,4} = 38,32 \text{ м/с}. \quad (6.38)$$

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{v_H} = \frac{59,46}{38,32} = 1,55 \text{ м.} \quad (6.39)$$

где q – удельный расход воды на водосливе.

Зная число Фруда, можно определить коэффициент аэрации потока K_a .

Число Фруда:

$$Fr = \frac{v_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{38,32^2}{9,81 \cdot 1,55} = 96,62, \quad (6.40)$$

$$Fr < 35 \quad k_a = 1$$

$$Fr > 35 \quad k_a = 0,8 \div 0,9$$

Принимаем $k_a = 0,9$

Дальность отлёта струи:

$$L = 92,4 \cdot 0,9 \cdot 0,9^2 \cdot \sin(2 \cdot 30) \cdot \left(\left(1 + \left(\frac{94,4}{92,4} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2(30)} \right)^{0,5} + 1 \right) = 103,5. \quad (6.41)$$

Безопасное расстояние отлета струи для плотины на основании из прочной скалы составляет $L > 0,4 \cdot Z_0$, где Z_0 – напор, создаваемый плотиной.

Проверяем условие:

$$L > 0,4 \cdot Z_0, \quad (6.42)$$

$$103,5 \text{ м} > 0,4 \cdot 94,4 = 36,96 \text{ м.}$$

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

Глубина ямы размыва:

$$h_p = t - h_{\text{НБ}} = 37,79 - 9,51 = 28,28 \text{ м,} \quad (6.43)$$

$$\text{где } t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_H, \quad (6.44)$$

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{96,62}) \cdot \sqrt{96,62} \cdot \sqrt[4]{\frac{9,51}{1}} \cdot 1,14 = 40,42 \text{ м.}$$

где $d = 1 \text{ м}$ – средняя крупность отдельностей.

Расстояние до центра ямы размыва:

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

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2\alpha + \frac{2 \cdot g(0,5 \cdot h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{НБ})}{V_H^2 \cdot \cos^2\alpha}}, \quad (6.45)$$

где α_1 – угол входа струи в воду

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,55 \cdot \cos 30^\circ + 11,51 - 9,51)}{38,33^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,61,$$

$$L_1 = 103,5 + \frac{40,42}{0,61} = 168,8 \text{ м.}$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уровне дна реки равна:

$$b_p = 2,5 \cdot h_{кр} + 3,7 \cdot h_p = 2,5 \cdot 6,22 + 3,7 \cdot 30,91 = 129,93 \text{ м}, \quad (6.46)$$

где $h_{кр}$ – критическая глубина потока.

По дну яма размыва примерно равна $2,5 \cdot h_{кр} = 15,56$.

6.5. Конструирование плотины

6.5.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию.

Исходя из условия недопущения растягивающих напряжений на верхней грани, определяют ширину подошвы плотины B_{II}^I :

$$B_{II}^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_6}{\rho_w}(1-n) + n(2-n) - \alpha_1}}, \quad (6.47)$$

где h – высота плотины:

$$h = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО}, \quad (6.48)$$

$$h = 350,00 - 246,00 = 104 \text{ м,}$$

α_1 – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей и шпунтов в условиях курсового проекта принимаем $\alpha_1 = 0,5$;

ρ_w – плотность воды 10 кН/м^3 ;

ρ_b – плотность бетона 24 кН/м^3 ;

n – коэффициент, для скального основания $n = 0$.

$$B_{\Pi}^I = \frac{104}{\sqrt{\frac{24}{10} - 0,5}} = 99,12 \text{ м.}$$

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

$$B_{\Pi}^{II} = \frac{\gamma_{\Pi} h}{\text{tg} \varphi \left(\frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.49)$$

где φ – угол внутреннего трения грунта основания;

γ_{Π} – коэффициент надежности по ответственности сооружения, принимаемый в зависимости от класса плотины, для сооружения I класса $\gamma_{\Pi} = 1,25$.

$$B_{\Pi}^{II} = \frac{1,25 \cdot 104}{\text{tg} 32^\circ \left(\frac{24}{10} - 0,5 \right)} = 109,49 \text{ м.}$$

Ширина подошвы плотины принимается равной $B_{\Pi} = 109,49 \text{ м}$.

6.5.2 Разрезка бетонной водосливной плотины швами

В бетонных плотинах предусмотрены постоянные (межсекционные) деформационные и временные (строительные) швы. Деформационные швы устроены для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерной осадке плотины и неравномерного распределения температуры в теле плотины. Разрезку деформационными швами выполняем по каждому быку. Ширина секции, равная расстоянию между деформационными швами, составляет 10 м. Водосливная плотина разбита деформационными швами на 2 секции.

Так как число пролетов $n = 2$, для уменьшения температурных напряжений устраиваются швы-надрезы между быком и водосливом от гребня до фундаментной плиты.

Температурные швы принимаются шириной 0,5-1 см на расстоянии не более 5 м от лицевых граней и гребня, внутри тела плотины 0,1-0,3 см.

6.5.3 Быки

Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму. Толщина разрезного быка принимается 3,0 м.

Глубина и ширина паза рабочего затвора составляют – 0,6 х 1,0 м.

Глубина и ширина паза ремонтного затвора – 0,6 х 0,8 м.

Расстояние между затворами принимаем 1 м, с целью обеспечения прохода персонала для осмотра и ремонта затворов.

6.5.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи расположены через 10 м.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, приняты минимальными, но при этом обеспечивают транспортировку и работу бурового, цементационного и другого оборудования.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначены следующие проектные отметки $\nabla_{\text{пол.гал.}} = 266,00$ м, $\nabla_{\text{пол.гал.}} = 286,00$ м, $\nabla_{\text{пол.гал.}} = 306,00$ м, $\nabla_{\text{пол.гал.}} = 321,00$ м и размеры галерей, соответственно, $2 \times 3,0$ м и $3 \times 3,5$ м. На расстоянии от напорной грани 10,94 м.

6.6 Определение основных нагрузок на плотину

6.6.1 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующих сил $G_{\text{пл}}$ и $G_{\text{б}}$ определяются в программе AutoCAD: $S_{\text{пл}} = 6020 \text{ м}^2$, $S_{\text{б}} = 541 \text{ м}^2$.

Вес 1 п.м. водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}}, \quad (6.49)$$

$$G_{\text{пл}} = \frac{6020 \cdot 5,5 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{5,5 + 3} = 91\,710 \text{ кН/м},$$

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

b – ширина пролёта;

$\delta_{\text{б}}$ – толщина быка;

$\rho_{\text{б}}$ – плотность бетона.

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_{\delta} = \frac{S_{\delta} \cdot \delta_{\delta} \cdot \rho_{\delta} \cdot g}{b + \delta_{\delta}}, \quad (6.50)$$

$$G_{\delta} = \frac{541 \cdot 3 \cdot 2,4 \cdot 9,81}{5,5 + 3} = 54\,519 \text{ кН/м.}$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.51)$$

где f - площадь затвора:

$$f = (\nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{ГВ}} + 0,5) \cdot b, \quad (6.52)$$

$$f = (351,00 - 340,00 + 0,5) \cdot 5,5 = 63,25 \text{ м}^2,$$

$$Q_3 = 0,055 \cdot 63,25 \cdot \sqrt{63,25} \cdot 9,81 = 271,41 \text{ кН.}$$

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

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_{\delta}}, \quad (6.53)$$

$$q_3 = \frac{271,41}{5,5 + 3} = 31,93 \text{ кН/м.}$$

6.6.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

- с верхнего бьефа:

$$W_1 = \frac{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{Под}})^2}{2} \cdot \gamma_{\text{в}} = \frac{9,81 \cdot (350,00 - 246,00)^2}{2} = 59405 \text{ кН.} \quad (6.54)$$

- с нижнего бьефа:

$$W_2 = \frac{(\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{Под}})^2}{2} \cdot \gamma_{\text{в}} = \frac{9,81 \cdot (255,51 - 241,00)^2}{2} = 1053 \text{ кН.} \quad (6.55)$$

6.6.3 Равнодействующая взвешивающего давления

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

Сила взвешивающего давления для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}} \cdot \rho_w \cdot g, \quad (6.55)$$

$$W_{\text{взв}} = 1588,7 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 15887 \text{ кН/м.}$$

6.6.4 Сила фильтрационного давления

Сила фильтрационного давления, действующая на плотину:

$$W_{\text{ф}} = S_{\text{ф}} \cdot \gamma_w = 1183 \cdot 9,81 = 11605,23 \text{ кН/м.} \quad (6.57)$$

где $S_{\text{ф}}$ – площадь эпюры взвешивающего давления, вычисленная в «AutoCAD».

6.6.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right), \quad (6.58)$$

где $\gamma_{\text{н}} = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;
 $h_{\text{н}}$ – толщина слоя наносов, принимаем $h_{\text{н}} = 3 \text{ м}$;
 $\varphi_{\text{н}} = 21^\circ$ – угол внутреннего трения наносов.

$$p_{\text{н}} = 10 \cdot 3 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{21}{2} \right) = 14,17 \text{ кН/м}^2.$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_{\text{н}} = \frac{h_{\text{н}} \cdot p_{\text{н}}}{2}, \quad (6.59)$$

$$E_{\text{н}} = \frac{3 \cdot 14,17}{2} = 21,26 \text{ кН/м.}$$

6.6.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления определена упрощённо по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.60)$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1%-ой обеспеченности;
 $\bar{\lambda}$ – средняя длина волны;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}}, \quad (6.61)$$

$$h_0 = \frac{3,14 \cdot 2,48^2}{32,85} = 0,59 \text{ м,}$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 2,48 \cdot \left(\frac{32,85}{3,14} + \frac{0,59}{2} \right) = 133,31 \text{ кН/м.}$$

Линия действия равнодействующей $W_{\text{волн}}$ находится ниже относительно уровня покоя ВБ на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%}, \quad (6.62)$$

$$y_c = \frac{32,85}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 2,48 = 4,3 \text{ м.}$$

6.7 Оценка прочности плотины

Анализ прочности бетонной плотины ведется согласно способу предельных состояний 1-ой группы в сечении на уровне подошвы плотины. Далее приведена таблица 6.4, в которую занесены нагрузки, вычисленные ранее а также умноженные на коэффициент γ_f , кроме того указаны направление силы и плечи.

Изгибающий момент относительно середины расчетного сечения принят со знаком «+», против хода часовой стрелки со знаком «-».

Таблица 6.4 – Основные нагрузки на плотину

Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
T_B	1,0	→	59405	30	1782150
T_H	1,0	←	1053	5	-5053
G_B	0,95	↓	51794	21	-1064359
$G_{пл}$	0,95	↓	87125	17	-1511623
$W_{взв}$	1	↑	15887	0	0
$W_{ф}$	1	↑	14870	25,52	379482
E_H	1,2	→	26	6	153
$W_{волн}$	1,0	→	133	103,4	13784
q_z	0,9	↓	29	50,74	-1458
		$\Sigma \updownarrow$	108191	ΣM	87920

Расчёт краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчёте на 1 п.м. длины) выполнен по формулам:

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{\Sigma N}{B} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2}, \quad (6.63)$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.64)$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u, \quad (6.65)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2, \quad (6.66)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.67)$$

где $\gamma_w = 9,81 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;

H_d^u – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа:

$$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД}, \quad (6.68)$$

$$H_d^u = 350,00 - 241,00 = 109 \text{ м},$$

$$m_u = \text{tg } \alpha_1, \quad (6.69)$$

где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\text{tg } 90^\circ = 0$.

$$\sigma_y^u = -\frac{108191}{109,49} + \frac{6 \cdot 87920}{109,49^2} = -944 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_x^u = -944 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 106 \cdot (1 - 0^2) = -1090 \text{ кН/м}^2,$$

$$\tau_{xy}^u = (9,81 \cdot 109 + (-944)) \cdot 0 = 0,00,$$

$$\sigma_1^u = -944 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 109 \cdot 0^2 = -944 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_3^u = -9,81 \cdot 109 = -1090 \text{ кН/м}^2.$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{\Sigma N}{b} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2}, \quad (6.70)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.71)$$

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.72)$$

$$\sigma_1^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (6.73)$$

$$\sigma_3^t = -\gamma_w \cdot H_d^t, \quad (6.74)$$

где H_d^t – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа:

$$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{осн}}} - \nabla_{\text{ПОД}}, \quad (6.75)$$

$$H_d^t = 255,51 - 241,00 = 14,51 \text{ м},$$

$$m_t = \text{tg } \alpha_2, \quad (6.76)$$

где α_2 – угол между низовой гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины нижняя часть низовой грани вертикальна, то $\text{tg } 90^\circ = 0$.

$$\sigma_y^t = -\frac{108191}{109,49} - \frac{6 \cdot 87920}{109,49^2} = -1032 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_x^t = -1032 \cdot 0,00^2 - 9,81 \cdot 14,51 \cdot (1 - 0^2) = -145,1 \text{ кН/м}^2,$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 11,51 - 1032) \cdot 0 = 0 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_1^t = -1032 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 14,51 \cdot 0^2 = -1032 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_3^t = -9,81 \cdot 14,51 = -145,1 \text{ кН/м}^2.$$

где $\sigma_y^u, \sigma_x^u, \sigma_y^t, \sigma_x^t$ – нормальные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно у верхней и нижней граней, кПа;

τ_{xy}^u, τ_{xy}^t – касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно у верхней и нижней граней, кПа;

$\sigma_1^u, \sigma_3^u, \sigma_1^t, \sigma_3^t$ – главные напряжения, соответственно у верхней и нижней граней, кПа;

$\sum N$ – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

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

B – ширина подошвы плотины.

Расчёт крайних напряжений представлен в таблице 6.2.

Таблица 6.5 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y, \text{кН/м}^2$	-944	-1032
$\sigma_x, \text{кН/м}^2$	-1090	-145
$\tau_{xy}, \text{кН/м}^2$	0	0
$\sigma_1, \text{кН/м}^2$	-944	-1032
$\sigma_3, \text{кН/м}^2$	-1090	-145

6.8 Критерии прочности плотины и основания

Проверка выполнения условий, полученных напряжений для основного сочетания нагрузок.

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.77)$$

где $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надёжности по ответственности;

$\gamma_{lc} = 1,0$ – коэффициент сочетания нагрузок;

$R_b = 11700$ кПа – расчётное сопротивление бетона сжатию, для бетона класса В20;

$\gamma_{cd} = 0,95$ – коэффициент условия работы;

$$1,25 \cdot 1,0 \cdot |-145| \leq 0,95 \cdot 11700,$$

$$166,8 \text{ кН/м}^2 < 11115 \text{ кН/м}^2.$$

Отсутствие растягивающих напряжений на верховой грани плотины:

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.78)$$

$$-944 \text{ кН/м}^2 < 0.$$

В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.79)$$

$$944 \text{ кН/м}^2 > 272,5 \text{ кПа}.$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

6.9 Обоснование устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.80)$$

где $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надёжности по ответственности сооружения;
 $\gamma_{lc} = 1,0$ – коэффициент сочетания нагрузок;
 $\gamma_{cd} = 0,95$ – коэффициент условий работы;
 R – расчётное значение обобщённой несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу);
 F – сдвигающая сила.

$$R = (G_{пл} + G_6 + q_3 - W_\phi - W_{взв}) \cdot \operatorname{tg} \varphi + E_{пасс} \cdot \gamma'_c + c \cdot \omega, \quad (6.81)$$

$$R = (87125 + 51794 + 29 - 14870 - 15887) \cdot \operatorname{tg} 35^\circ + 0,00 \cdot 0,7 + 100 \cdot 109,49 = 83250 \text{ кН},$$

где γ'_c – коэффициент условия работы для пассивного давления грунта принимается $\gamma'_c = 0,7$;

ω – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п. м:

$$\omega = B_n \cdot 1, \quad (6.82)$$

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_{пасс}, \quad (6.83)$$

$$F = 59405 - 1053 + 133 + 0,00 = 58485 \text{ кН},$$

$$\frac{83250 \cdot 0,95}{58485 \cdot 1,0} = 1,35 > 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

7 Пожарная безопасность, охрана труда, техника безопасности, мероприятия по охране природы

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Велской ГЭС расположена в Пермском крае на реке Велс в 2 км выше по течению от поселка Велс.

Река берёт начало на Северном Урале на восточных склонах горы Ишерим (1332 м НУМ). По главному хребту Северного Урала здесь проходит водораздел Волги и Оби, рядом с истоком Велса лежат верховья реки Вижай (приток Лозьвы). Исток находится на территории Вишерского заповедника в 800 метрах от границы со Свердловской областью.

Длина реки – 92 км. Площадь водосборного бассейна составляет 64 км². Питание реки смешанное, с преобладанием снегового. Режим реки характеризуется весенним половодьем, летне-осенними дождевыми паводками и летней меженью. Весеннее половодье проходит одной или несколькими волнами (в случае возврата холодов), пик половодья приходится на начало мая. Минимальный зафиксированный расход – 14 м³/с, максимальный зафиксированный расход – 1021 м³/с.

Генеральное направление течения — юг, затем — юго-запад и запад. В верховьях образует большую излучину, огибая гору Мартай. Река мелководная, течение носит горный характер, почти на всём течении изобилует перекатами. Часто разбивается на протоки, образуя многочисленные острова. После впадения реки Посьмак по берегам Велса появляются высокие живописные скалы. Ширина реки в верхнем течении 10—20 метров, в среднем 50—60, в низовьях после устья Широкой разливается до 80—100 метров и слегка успокаивается.

7.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Велской ГЭС выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

- формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
- изменение процессов переноса и седиментации наносов;
- формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Велс в нижнем бьефе Велской ГЭС;
- формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СТО 70238424.27.140.036 – 2009 «Гидроэлектростанции водохранилища ГЭС основные правила проектирования и строительства нормы и требования» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключаящие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

7.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СанПин от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

- разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

- мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

- работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

- требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

- на территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

- оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

- металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

- выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

- нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

- очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

- навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

- почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

7.4 Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период

Организационные мероприятия:

- разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ);

- разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

- разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

- получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
 - получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
 - оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;
 - расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
 - организация и проведение производственного экологического контроля.
- Санитарно-технические мероприятия:
- раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
 - размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах;
 - передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
 - передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
 - учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
 - организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;
 - организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;
 - соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
 - передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
 - организация стоянок автотранспорта в специально-оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

7.5 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме. Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (7.1)$$

где N – объем бетонных работ, м³ (3000000 м³);

q – удельный норматив образования, % (q = 1,8%);

ρ – плотность бетона, т/м³ (ρ = 2,5 т/м³).

$$M = \frac{3000000 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 135000 \text{ т.}$$

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные. Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5. Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г., таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (7.2)$$

где N – количество арматуры, т (80000 т);

q – удельный норматив образования, % (q = 1,0 %);

ρ – удельный вес арматуры, т/м³ (ρ = 2,0 т/м³).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{80000 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 1600 \text{ т.}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 135000 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 1600 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

7.6 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Велской ГЭС воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- на среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

- регулирование водным режимом водотока;

- очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
- обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
- при проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

8 Мероприятия по пожарной безопасности. Охрана труда

8.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Велская ГЭС, согласно проекту, относится к первому классу ГТС. Одной из важнейших задач эксплуатационной службы является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений.

Для контроля состояния Велской ГЭС сооружения должны быть оснащены контрольно-измерительной аппаратурой для отслеживания напряженно-деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля. Также в состав эксплуатационного персонала должно быть введено специальное подразделение (служба мониторинга), задачей которого является измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей.

Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется в соответствии с федеральным законом от 21.07.1997 N 117-ФЗ (ред. От 08.12.2020) «О безопасности гидротехнических сооружений» обеспечение безопасности гидротехнических сооружений осуществляется на основании следующих общих требований:

- обеспечение допустимого уровня риска аварий гидротехнических сооружений;
- представление деклараций безопасности гидротехнических сооружений;
- осуществление федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений;
- непрерывность эксплуатации гидротехнических сооружений;
- осуществление мер по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений, в том числе установление критериев их безопасности, оснащение гидротехнических сооружений техническими средствами в целях постоянного контроля за их состоянием, обеспечение необходимой квалификации работников, обслуживающих гидротехническое сооружение;
- ответственность за действия (бездействие), которые повлекли за собой снижение безопасности гидротехнических сооружений ниже допустимого уровня.

На основании вышеперечисленного и Акта обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой обосновывается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы

возможных аварийных ситуаций и рекомендации по их предотвращению и ликвидации явлений, препятствующих безопасной эксплуатации.

Ответственность за обеспечение безопасности несет собственник гидроэлектростанции.

8.2 Опасные производственные факторы, действующие на предприятии

К опасным производственным факторам относятся:

- наличие движущихся частей приводов и механизмов;
- наличие токоведущих частей машин и оборудования, находящихся под напряжением;
- наличие больших объемов масла в маслохозяйстве и оборудовании;
- наличие оборудования, при нормальной работе которого используется элегаз SF₆;
- повышенный шум и вибрация;
- низкие температуры воздуха в зимний период.

Работникам ГЭС должны выдаваться в полном объеме средства защиты и спецодежда. Работники станции в обязательном порядке должны использовать ее в рабочей деятельности.

При ремонтных работах устанавливаются защитные ограждения, а также вывешиваются соответствующие плакаты.

Все движущиеся части и оборудование, имеющие открытые токоведущие части, ограждаются стационарными ограждениями.

8.3 Охрана труда Велской ГЭС. Общие положения

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемой ГЭС следует считать обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса; сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве, а также предупреждение возможности их возникновения.

Контроль за выполнением требований нормативов по охране труда осуществляется руководителями гидроэлектростанции и подразделениями на всех ступенях управления. Исполнение правил обязательно для всех работников, связанных с эксплуатацией сооружений и оборудования проектируемой ГЭС, а также для работодателей, в ведении которых находятся названные работники.

Для выполнения о обеспечения правил охраны труда должны выполняться следующие требования:

- проектирование, строительство, реконструкция и ремонт гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования ГЭС, территория и акватория в зоне ответственности ГЭС, а

также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать нормам законодательства, требованиям технических регламентов, стандартов;

- при случае возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к использованию предварительно разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС;

- должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных (аварийно-спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала;

- должны быть разработаны и вывешены на видных местах схемы и пути эвакуации работников из зон возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения;

- подразделения ГЭС, соответствующие безопасные помещения должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, системами автономных устройств жизнеобеспечения, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Персонал, в свою очередь должен быть извещен и знать об объеме укомплектования рабочих зон и безопасных помещений указанными средствами;

- инструктажи во всех подразделениях на Велской ГЭС должны производить только высококвалифицированные работники;

- должны обеспечивать контроль и систематические проверки: соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте или в резерве оборудования и сооружений ГЭС требованиям безопасности, знаний работниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их использования на практике; знаний работниками СИЗ, средств коллективной защиты и систем автономных установок жизнеобеспечения, навыков их применения по назначению;

- организация соблюдения работниками гигиены труда на рабочих местах и в производственных помещениях;

- на каждом рабочем месте должны быть производственные и должностные инструкции и инструкции по охране труда в объеме, обязательном для данной должности или профессии; персонал, принимаемый на работу по обслуживанию гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным медицинским ведомством России;

- персонал ГЭС и привлекаемый для работ на территории ГЭС организаций обязан знать требования охраны труда, руководствоваться и соблюдать его требования;

- персонал, использующий в своей работе станочное оборудование, инструменты и приспособления, а также выполняющий сварочные и другие огневые работы, обязан знать и исполнять требования правил безопасности при работе с инструментом и приспособлениями;

- персонал, допускаемый к работе в помещениях, где используются горючие, токсичные и взрывоопасные материалы, должен знать свойства этих материалов и меры безопасности при обращении с ними; весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спец. обувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ согласно ГОСТ 12.4.011 и обязан пользоваться ими во время работы;

- весь производственный персонал должен владеть приемами освобождения от воздействия электрического тока попавшего под напряжение человека и оказания ему первой помощи, а также оказания такой помощи пострадавшим при других несчастных случаях;

- не допускается нахождение на территории и в производственных помещениях организации ГЭС лиц, не имеющих отношения к обслуживанию, расположенного в них оборудования, без сопровождающих; шахты, колодцы и шурфы должны быть закрыты прочными и плотными щитами или иметь ограждения. Траншеи и котлованы в месте прохода людей должны быть ограждены;

- в производственных помещениях должны быть установлены закрывающиеся металлические ящики с отделениями для чистого и грязного обтирочного материала. В качестве обтирочного материала может применяться хлопчатобумажная или льняная ветошь. Использованный промасленный обтирочный материал из ящиков ежедневно следует отправлять на утилизацию;

- курение на территории и в производственных помещениях разрешается только в специально оборудованных местах, не опасных в пожарном отношении, при соблюдении необходимых мер пожарной безопасности. У этих мест должны быть вывешены указательные знаки безопасности;

- в каждом подразделении ГЭС должны быть определены места расположения средств для оказания первой медицинской помощи (аптечки, носилки, шины, приспособления для реанимации);

- в производственных помещениях должны быть вывешены на видных местах плакаты, наглядно иллюстрирующие безопасные методы работы и приемы оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях;

- до начала работы руководителем структурного подразделения должно быть проверено выполнение всех требований безопасности, относящихся к предстоящей работе. При несоблюдении этого положения и необеспечении персонала необходимыми средствами индивидуальной защиты не разрешается приступать к работе;

- не разрешается ведение работ на неостановленных механизмах и оборудовании;

- не допускается эксплуатация неисправного оборудования;

- движущиеся части производственного оборудования, к которым возможен доступ работающих, должны иметь защитное ограждение, надежное и прочно закрепленное, не ограничивающее технологических возможностей оборудования;

- работник обязан знать, выполнять нести персональную ответственность за нарушение требований законодательных и иных нормативных актов по охране труда;

- капитальные и средние ремонты оборудования, а также работы, связанные с его монтажом или демонтажем, должны выполняться по ППР или технологической документации (технологическим картам и инструкциям), содержащим конкретные требования безопасности при подготовке к работе и в процессе ее выполнения;

- работы на гидроэнергетическом, электротехническом, гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях ГЭС должны проводиться по нарядам-допускам и (или) распоряжениям;

- учет и регистрацию работ по нарядам и распоряжениям ведет дежурный персонал в "Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям". При отсутствии дежурного персонала учет и регистрацию работ ведет работник, выдающий наряд (отдающий распоряжение);

- организация кабинета по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

8.4 Требования охраны и безопасности труда по оказанию первой помощи

Во исполнение требований каждый работник Велской ГЭС должен быть обучен приемам оказания первой помощи при несчастных случаях на производстве и овладеть навыками их применения.

Руководителем Велской ГЭС должны быть обеспечены необходимые материальная база и условия для указанного обучения, а также проверки соответствующих знаний работников ГЭС и ежегодного подтверждения ими необходимого уровня овладения практическими навыками оказания первой помощи в смоделированных ситуациях, близких к реальным.

Каждому пострадавшему при несчастном случае на месте происшествия силами ближайших к этому месту работников Велской ГЭС незамедлительно должна быть оказана первая помощь еще до прибытия медицинских специалистов и доставки его в медсанчасть или ближайшее другое медицинское учреждение.

8.5 Пожарная безопасность

8.5.1 Противопожарная безопасность. Общие требования

Требования к пожарной безопасности для энергетических предприятий изложены в правилах пожарной безопасности, утверждены РАО «ЕЭС России». В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции.

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;
- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС;
- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

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

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

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

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

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

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;
- специальная подготовка, проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

Комплекс мероприятий по предотвращению пожара, ограничению его распространения и средства пожаротушения на гидроэнергетических объектах предусматривается в соответствии с Федеральным законом о «Пожарной безопасности», государственными и ведомственными нормативными документами. Охрана труда и техника безопасности на предприятии, а также, обучение пожарной безопасности для персонала и руководителей.

Территория Велской ГЭС находится в зоне с отдаленным расположением пожарных частей, поэтому предусматривается пожарная часть в непосредственной близости от станции, которая будет обслуживать как гидроузел, так и близлежащие населенные пункты.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль над противопожарным состоянием объекта.

8.5.2 Объекты водяного пожаротушения

Комплекс мероприятий по предотвращению пожара, ограничению его распространения и средства пожаротушения на гидроэнергетических объектах предусматривается в соответствии с Федеральным законом о «Пожарной безопасности», государственными и ведомственными нормативными документами. Охрана труда и техника безопасности на предприятии, а также, обучение пожарной безопасности для персонала и руководителей.

Территория Велской ГЭС находится в зоне с отдаленным расположением пожарных частей, поэтому предусматривается пожарная часть в непосредственной близости от станции.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль над противопожарным состоянием объекта.

Объектами автоматического водяного пожаротушения Велской ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- кабельные помещения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультные помещения.

На генераторах ГЭС устанавливаются электрические защиты, сигнализирующие о наличии возгорания. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых вылетов обмоток статора размещают кольцевые трубопроводы с дренчерными оросителями. Включение системы пожаротушения – автоматическое, с действием от защит внутренних повреждений обмоток статора.

В туннелях с кабелями из сшитого полиэтилена 220 кВ предусматривается установка датчиков пожаротушения. На каждые 50 м туннеля предусмотрен 1 датчик. Сооружения предусматривают водяную автоматическую систему пожаротушения. Один раз в сутки лицами, за которыми закреплены данные сооружения, должен производиться обход и осмотр.

Все кабельные коридоры, туннели с кабелями 0,4-10,5 кВ должны иметь противопожарные стенки, делящие их на секции. Наличие сквозных отверстий между секциями 1 коридора (туннеля) не допускается. Проходы между секциями осуществляются путем установки негорючих герметичных дверей.

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 автоматическими и дистанционным ручным управлением.

На подстанции построенной рядом необходимо иметь запас воды для тушения трансформаторов в течении тридцати минут. Тушение осуществляется с помощью кольцевых трубопроводов с дренчерными оросителями, которые образуют водяную завесу вокруг трансформатора.

Источником водоснабжения систем пожаротушения, является верхний бьеф.

Противопожарные трубопроводы обеспечивают непрерывную подачу воды в противопожарную систему, они закольцованы и разделены секционными задвижками. Трубопроводы постоянно заполнены водой, расположены в помещениях с температурой не менее +5°C, прокладка производится открыто. Запорно-пусковые устройства устанавливаются по одному на каждый объект пожаротушения, на каждый объект без резерва.

Автоматизируются следующие действия:

- пуск рабочих пожарных насосов при открытии любого запорно-пускового устройства по импульсу;
- поступающему от датчика пожаротушения любого защищаемого объекта;
- пуск резервного насоса в случае отказа рабочего насоса или не срабатывания системы;
- пуск пожаротушения в течение установленного времени по импульсу электроконтактного манометра на трубопроводе;
- остановка насосов после прекращения пожара и закрытия запорно-пускового устройства через определенное время;
- пуск насосов при опробовании дистанционно;
- сигнализировать персоналу о пусках рабочего и резервного насосов;
- сигнализировать персоналу об отсутствии напряжения питания насосов.

8.5.3 Подготовка рабочего персонала по пожарной безопасности. Общие требования

Каждое помещение (кабинеты РУСН и т.п.) на Велской ГЭС должно быть оснащено инструкцией по пожарной безопасности, актуальной для каждого конкретного помещения. В данной инструкции должны отражаться: правила ПБ, номера НСС, дежурной пожарной части. Также все помещения оснащаются средствами первичного пожаротушения в необходимом для этого объеме. За каждым помещением должно быть закреплено лицо, ответственное за противопожарную безопасность. Курение на территории станции разрешается только в специально отведенных для этого местах.

Разработаны Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий, в которых изложены основные организационные и технические требования по пожарной безопасности.

Подготовка инженерно-технических работников (ИТР), рабочих и служащих Велской ГЭС по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи (первичный, периодический, внеплановый и целевой), в тематику которых включаются вопросы пожарной безопасности;
- специальная подготовка персонала;
- занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведение противопожарных тренировок с участием пожарных;
- повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются «Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства».

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

Занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала проводятся в целях углубления знаний по пожарной безопасности с учетом особенностей технологического процесса производства, средств и методов борьбы с пожарами по специально разработанным программам. По окончании подготовки по пожарно-техническому минимуму персонал сдает зачеты, которые оформляются соответствующим документом.

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.

8.5.4 Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках

1. На дверях помещения аккумуляторной батареи должны быть надписи: “Аккумуляторная”, “Огнеопасно”, “Курение запрещено” или вывешены соответствующие знаки. На дверях должны быть установлены предупреждающие плакаты “Осторожно электрическое напряжение” в соответствии с требованиями СТО 34.01.-30.1-001-2016.

2. При замене или ремонте нагревательных устройств, светильников, электродвигателей вентиляции и электропроводки основных и вспомогательных помещениях аккумуляторных батарей должны учитываться

требования их монтажа, установки и эксплуатации во взрывоопасных зонах в соответствии с ПУЭ.

3. В помещениях аккумуляторных батарей должно регулярно проверяться состояние приточно-вытяжной вентиляции, которая блокируется с зарядным устройством и обеспечивает номинальный режим работы.

4. Полы и стеллажи для установки стационарных аккумуляторов должны быть выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ и технических условий.

5. При реконструкции аккумуляторной батареи помещение может отапливаться калориферным устройством, располагаемым вне этого помещения, с применением устройств против заноса искр через вентиляционные каналы. Трубопроводы парового или водяного отопления аккумуляторных помещений должны соединяться на сварке. Запрещаются фланцевые соединения и установка вентиляей.

6. Ремонт и хранение кислотных и щелочных аккумуляторов должны осуществляться в разных помещениях.

7. В аккумуляторном помещении забор воздушно-газовой среды при вентиляции должен производиться как из верхней, так и из нижней его части. Если потолок имеет выступающие конструкции или наклон, должна быть предусмотрена вытяжка воздуха соответственно из каждого отсека или из самой верхней части потолка.

8. При естественном освещении помещения аккумуляторных батарей стекла окон должны быть матовыми или покрываться белой клеевой краской, стойкой к агрессивной среде.

9. Работы с использованием паяльных ламп в помещениях аккумуляторных батарей должны проводиться после прекращения зарядки батареи при условии тщательного проветривания и анализа воздушной среды.

10. Запрещается непосредственно в помещениях аккумуляторных батарей курить, хранить кислоты и щелочи в количествах, превышающих односменную потребность, оставлять спецодежду, посторонние предметы и стораемые материалы.

9 Технико-экономические показатели

9.1 Расчет себестоимости электроэнергии

В этой части будет проведен расчёт основных экономических показателей, абсолютно всех затрат, определение чистой прибыли и определение себестоимости электрической энергии.

9.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Объёмы продаж электроэнергии в годы начала эксплуатации представлены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2028	2029	2030	2031	2032
Установленная мощность	МВт	330,96	330,96	330,96	330,96	330,96
Число часов использования установленной мощности	Часы	4 000,00	4 000,00	4 000,00	4 000,00	4 000,00
Выработка электроэнергии	МВт*ч	1 323 840,00	1 323 840,00	1 323 840,00	1 323 840,00	1 323 840,00
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	13 238,40	13 238,40	13 238,40	13 238,40	13 238,40
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	1 310 601,60	1 310 601,60	1 310 601,60	1 310 601,60	1 310 601,60
Тариф на электроэнергию	руб/МВт*ч	1 379,00	1 402,00	1 417,00	1 429,00	1 442,00
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	150,60	153,12	154,76	156,07	157,49
НДС к выручке	млн.руб.	22,97	23,35	23,60	23,80	24,02

Сведения, приобретенные в результате расчётов, демонстрируют то, что при постоянном объеме продаж электроэнергии полученная выручка возрастает. Это связано, прежде всего, с ростом тарифов на электроэнергию.

9.2 Текущие расходы по гидроузлу

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда (ФОТ)	8446	211
Прочие	90683	2267
Итого по ГЭС	175144	4379

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 9.3.

Таблице 9.3 – Удельные значения расходов на ремонт, %

Этап проекта	Величина
от 1 до 5	0,060%
от 6 до 15	0,090%
от 16 до 25	0,140%
свыше 25	0,200%

Стоимость услуг регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии едиными сценарными условиями РусГидро (табл. 9.4):

Таблица 9.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС» (Системный оператор ЕЭС)	44805 тыс.руб/МВт	1120
НП АТС (Администратор торговой системы)	3137 тыс.руб/МВт·ч	78
ЦФР (Центр финансовых расчетов)	909 тыс.руб/МВт·ч	23
Итого		1221

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

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2028	2029	2030	2031	2032
Амортизационные отчисления, млн.руб.	38,20	51,36	70,56	82,96	92,65
Расходы на страхование, млн.руб.	9,09	11,76	15,47	17,99	19,08
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	175,14	175,14	175,14	175,14	175,14
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	0,85	1,10	1,45	1,69	1,79
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	48,85	48,85	48,85	48,85	48,85
Налог на воду, млн.руб.	12,61	13,73	13,73	13,73	13,73
Итого, млн.руб.	284,74	301,95	325,20	340,36	351,24

Относительно низкая величина затрат по гидроузлу в первый год исследуемого периода связана с неполным введением оборудования в эксплуатацию.

В дальнейшем, с полным введением оборудования, увеличение расходов связано с ростом амортизационных отчислений, расходов на страхование и ремонт производственных фондов.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рис. 9.1).

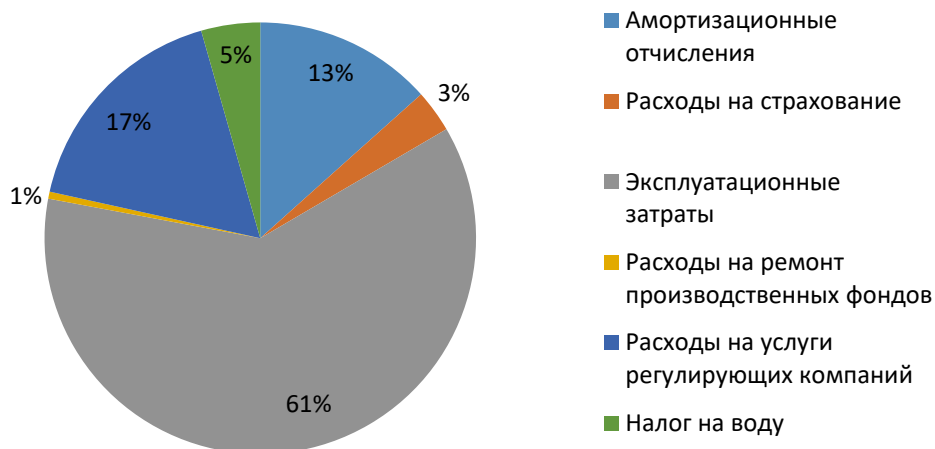


Рисунок 9.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу в %, на 2024 г.

9.3 Налоговые расходы

Налоговые затраты предполагают собой убывание денежных средств уже после окончания строительства ГЭС. Существенная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом Российской Федерации.

Учтены следующие налоги:

- налог на прибыль – 16,5%;
- 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 9.6.

Таблица 9.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2028	2029	2030	2031	2032
Налог на прибыль, млн.руб.	494,87	549,60	551,78	554,14	556,03
НДС, млн.руб.	393,53	665,78	606,80	596,07	709,71
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75
Налог на имущество, млн.руб.	16,88	26,92	34,08	37,33	45,67
Итого, млн.руб.	912,03	1 249,07	1 199,42	1 194,30	1 318,17

Налоговые расходы формируют, в основном, налог на прибыль и налог на добавочную стоимость.

Увеличение налоговых расходов связано с увеличением выручки от реализации электроэнергии.

9.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2028	2029	2030	2031	2032
Выручка (нетто), млн.руб.	3 395,00	3 454,09	3 490,64	3 519,71	3 551,18
Текущие расходы, млн.руб.	284,74	301,95	325,20	340,36	351,24
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	3 110,26	3 152,15	3 165,45	3 179,35	3 199,93
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	3 110,26	3 152,15	3 165,45	3 179,35	3 199,93
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	513,19	520,10	522,30	524,59	527,99
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	2 597,06	2 632,04	2 643,15	2 654,76	2 671,94
Ставка налога на прибыль, %	16,50	16,50	16,50	16,50	16,50

9.5 Анализ денежных потоков

На рисунке 9.3 представлен график Cash-Flows указанием укрупненных этапов строительства станции.

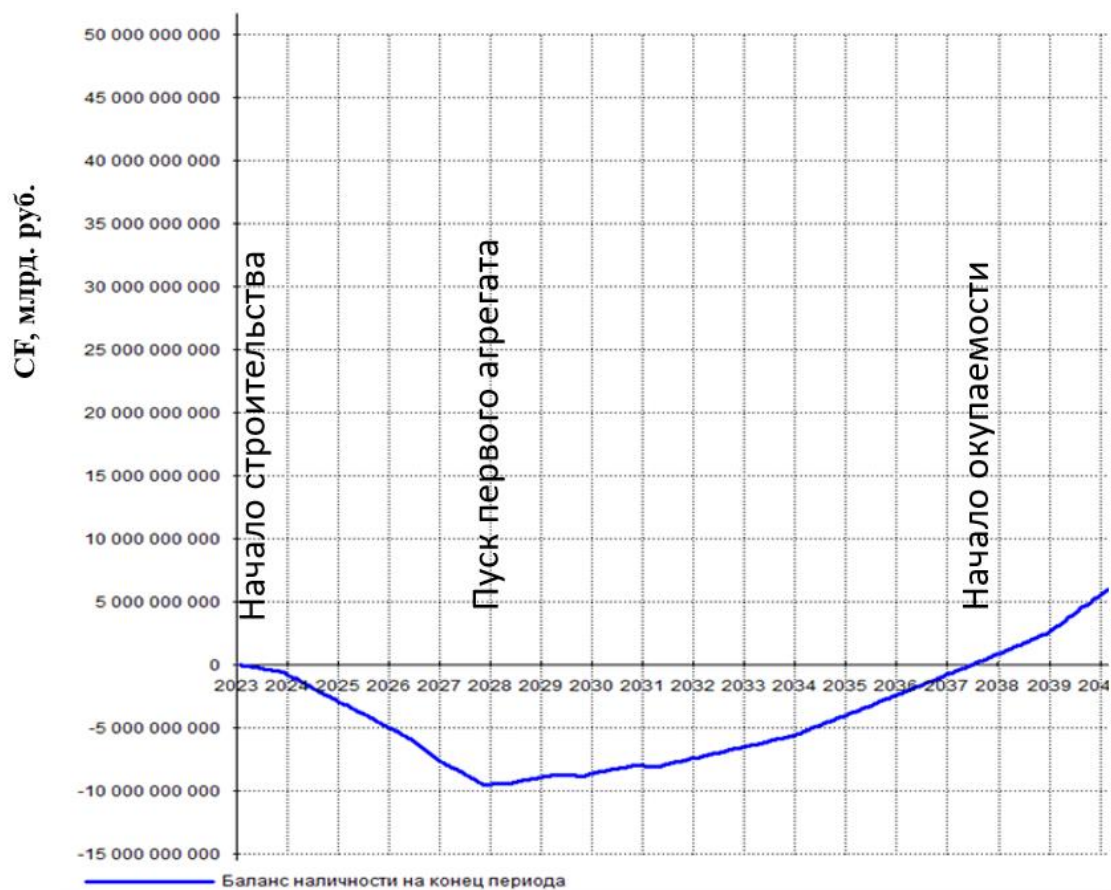


Рисунок 9.3 – График Cash-Flow

9.6 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 9.8.

Таблица 9.8 – Показатели эффективности реализации проекта

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,60
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	348,00
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	140,055
Индекс прибыльности – PI	1,02
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	11,76
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0,56
Удельные капиталовложения, руб/Квт	91539

Так как индекс прибыльности PI больше 1 проект может считаться эффективным.

9.7 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 3.2.

Таблица 3.2 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2028	2029	2030	2031	2032
В федеральный бюджет, млн.Рублей	901,01	1 229,12	1 172,31	1 163,94	1 279,47
В региональный бюджет, млн.Рублей	16,88	26,92	34,08	37,33	45,67
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	917,89	1256,04	1206,39	1201,27	1325,14

Строительство Велской ГЭС обеспечит регулярное поступление денежных средств в федеральный и региональный бюджеты. С момента производства электроэнергии, денежные поступления значительно возрастут.

10 Автоматика и защита на подстанциях с синхронными и частотно-регулируемыми электродвигателями

10.1 Введение

В настоящее время синхронный электропривод широко используется в промышленности. В связи с этим возникают узлы нагрузки, где может сосредоточиться до 80 МВт синхронной нагрузки, а в некоторых случаях это значение может достигать 300 МВт.

Крупные подстанции с синхронным двигателем обычно считаются потребителями первой категории надежности электроснабжения, поэтому они питаются не менее чем от двух независимых источников электроэнергии.

Схемы внешнего электроснабжения этих подстанций можно условно разделить на две большие группы, различающиеся возникающими в них аварийными режимами.

К первой группе относятся схемы, в которых подстанции с СД отделены от узловых подстанций энергосистемы линиями электропередачи. Подстанции могут быть подключены, например отпайками, к двум цепям распределительной ВЛ или шлейфом ВЛ, имеющей двустороннее питание (рис. 1.1). Мощность каждого трансформатора (Т1 и Т2) составляет обычно от 32 до 63(80) МВАА, а суммарная мощность подключенных к ним синхронных двигателей — от 25 до 60 МВт на подстанцию.

Для данной группы схем наиболее опасным аварийным режимом является потеря питания, которая может произойти, если произойдет короткое замыкание на одной из линий и ее отключение. Не исключается также и

асинхронный ход с возбуждением из-за провалов напряжения при КЗ на смежных линиях питающих подстанций.

Ко второй группе относятся схемы, в которых подстанция с СД, непосредственно примыкает к узловой подстанции системного значения (рис. 1.2). Линии W1 — W2 связаны с другими подстанциями энергосистемы, по ним осуществляется питание данной подстанции и транзит электроэнергии. Вся сеть 110(220) кВ замкнута в единое кольцо, шиносоединительный выключатель ШСВ нормально включен. Трансформаторы T1 и T2, через которые получают питание синхронные электродвигатели, нормально подключены к разным системам шин.

Наиболее опасный аварийный режим в этой группе схем — короткие замыкания на линиях электропередачи W1 — W5 и связанные с ними посадки напряжения, во время которых синхронные двигатели могут потерять устойчивость и перейти в асинхронный режим с возбуждением. Режим потери питания СД в этих схемах может возникнуть только при весьма редких сочетаниях ремонтных режимов в сети 110(220) кВ и коротких замыканиях на питающих линиях.

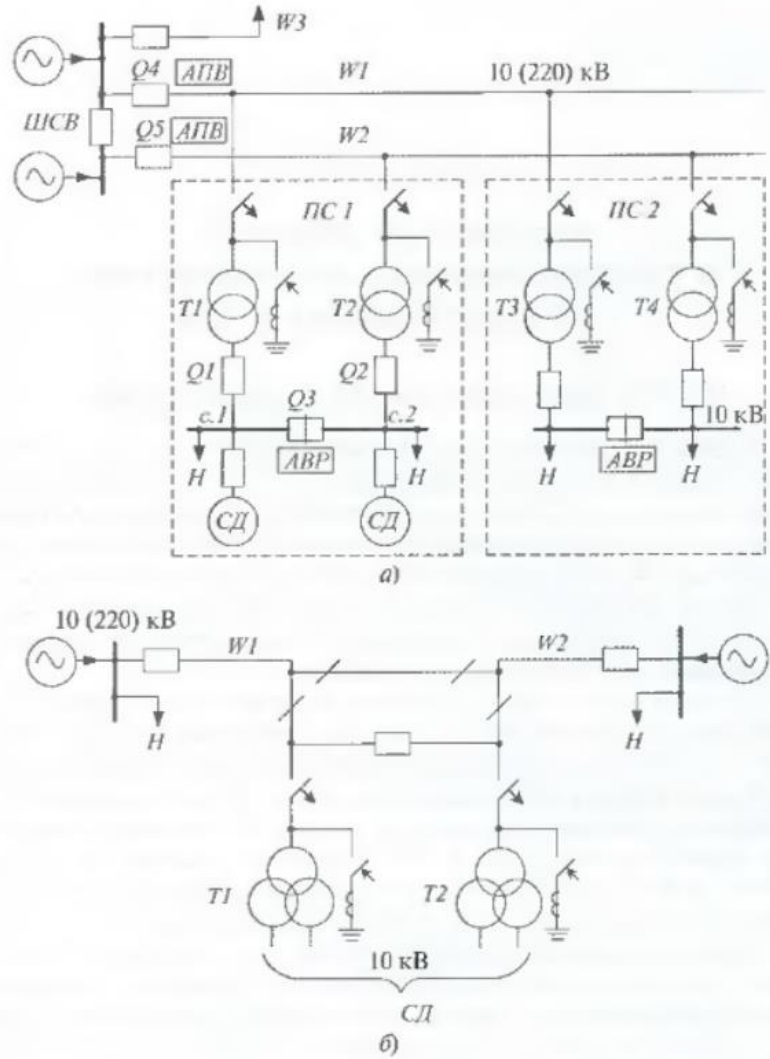


Рисунок 10.1 – Схема подстанции, подключаемых отпайками к двум цепям распределительной воздушной линии и шлейфом ВЛ, имеющей двустороннее питание

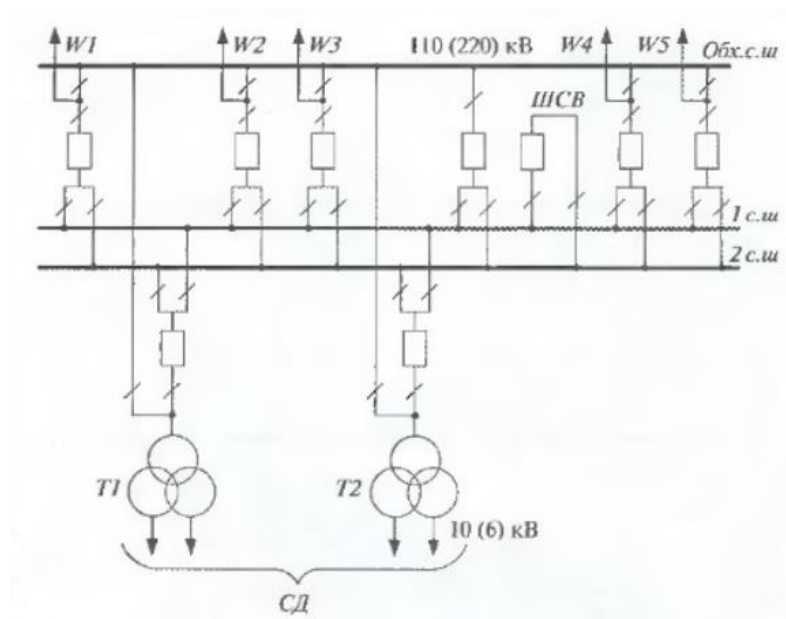


Рисунок 10.2 – Схема узловой подстанции 110(220) кВ с синхронной нагрузкой

10.2 Размещение устройств релейной защиты и автоматики на подстанции с СД

Защита от потери питания (ЗПП) - разработана для обнаружения режима потери питания и автоматического отключения подпитки во внешнюю сеть со стороны синхронных электродвигателей.

Применяют схемы ЗПП, реагирующие на несколько параметров. Наиболее универсальной является схема, реагирующая на снижение частоты и изменение направления активной мощности.

Функция опережающего отключения (ФОО) СД при потере устойчивости реализована в цифровом блоке специальных защит синхронного электродвигателя БСЗД (алгоритмическое и программное обеспечение блока)

Блок устанавливается на каждый СД. Блок получает на вход токи фаз А и С, а также напряжения U_{ab} и U_{bc} синхронного двигателя. Функциональный блок обнаруживает аварийное возмущение во внешней сети путем отслеживания изменений режимных параметров двигателя и передает команду на его отключение на стадии начального аварийного процесса, если прогноз условий устойчивости, выполняемый на блоке в режиме реального времени, свидетельствует о том, что двигатель окажется в асинхронном режиме с возбуждением. Отключение происходит до того, как векторы напряжения U_c сети и $E_{дв}$ ЭДС двигателя разойдутся на 180° , поэтому этот метод называется "опережающим отключением". Все остальные защиты от асинхронного хода отключают двигатель с большой выдержкой времени уже после того, как он

попал в асинхронный режим с возбуждением, что, как указывалось выше, опасно и для двигателя, и для питающей энергосистемы.

Защита минимального напряжения (ЗМН) для синхронных электродвигателей реализуется в виде групповой защиты. Это означает, что на секцию питания всех электродвигателей устанавливается один комплект ЗМН, который действует на все электродвигатели. Если напряжение в секции падает ниже заданного уровня, то ЗМН автоматически выключает все электродвигатели, чтобы предотвратить возможный выход из строя или повреждение оборудования.

10.3 Автоматика включения резервного питания

Пусковой орган напряжения АВР срабатывает, если автомат трансформатора напряжения секции SF-TV включен, тележка TV вкочена, напряжение U_{ab} и U_{bc} ниже уставки срабатывания и имеется нормальное напряжение на соседней секции. По истечении уставки срабатывания АВР по времени T_{ABP} , если переключатель АВР SA включен, отключается выключатель ввода секции, потерявшей питание. Включение секционного выключателя выполняется по факту отключения выключателя ввода через орган однократности действия.

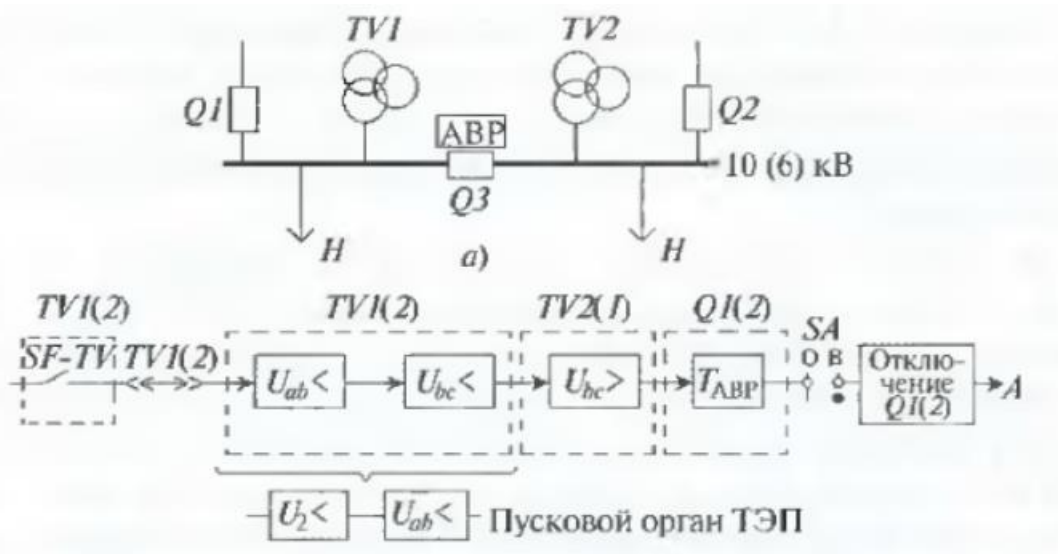


Рисунок 10.3 – Автоматика включения резервного питания

Рассмотрим эти дополнительные требования и их реализации:

1 Для повышения эффективности АВР пусковой орган по напряжению дополняется пусковым органом снижения частоты $F <$ с контролем нормальной частоты $>F$ на резервном источнике. Обычно для пуска АВР по частоте используют тот же пусковой орган частоты, что и в защите от потери питания, с теми же уставками (см. рис. 1.6, контакты К1.Р), время срабатывания T (реле

КТ2 на рис. 1.22) также принимают 0,3 с при применении реле частоты РЧ-1 и 0,5 с — для ИВЧ-3.

2 В обычных схемах АВР в случае отключения выключателя рабочего питания немедленно включается выключатель резервного питания

3 Действие АВР должно быть однократным. Обычно это обеспечивается применением реле однократности действия, имеющего выдержку времени на возврат после снятия напряжения с его катушки вспомогательными контактами отключившегося выключателя рабочего питания. Однако при необходимости контроля встречного напряжения (т. е. ожидания снижения напряжения) такая схема АВР выведется из действия раньше, чем реле контроля встречного напряжения разрешит включение выключателя резервного питания. Применение реле РПВ-58 в схеме АВР позволяет предотвратить отказ АВР по этой причине. Оно позволяет обеспечить и однократность действия АВР (за счет разряда конденсатора С), и контроль встречного напряжения. Более того, выполнив небольшой ремонт внутри реле (см. рис. 1.22, б, демонтируемые цепи перечеркнуты, вновь монтируемые обозначены штриховой линией), можно ускорить АВР за счет включения контактов реле контроля встречного напряжения непосредственно в цепь разряда конденсатора С.

4 При отключении выключателя рабочего питания выключатель резервного питания должен включаться не немедленно, а с небольшой выдержкой времени (около 0,5 с).

5 Действие АВР должно запрещаться при КЗ на шинах, а также при срабатывании второй ступени защиты от однофазных замыканий на землю трансформатора резистивного заземления нейтрали сети ТЗН.

10.4 Автоматическое повторное включение синхронных электродвигателей

Групповой самозапуск крупных синхронных электродвигателей часто оказывается невозможным, а также сопровождается недопустимыми для главных трансформаторов пусковыми токами. Поэтому в практике эксплуатации, как правило, применяют поочередный или поочередно-групповой самозапуск этих электродвигателей. Возможность поочередного и поочередно-группового самозапуска двигателей больших мощностей доказана экспериментально [11 — 13].

Самозапуск осуществляется еще при вращающемся двигателе, ток и время самозапуска электродвигателя меньше, чем при пуске с нуля, поэтому режим самозапуска для двигателя легче, чем режим пуска.

Для осуществления поочередного или поочередно-группового самозапуска все выключатели электродвигателей оснащают устройствами АПВ (рис. 1.26). В отличие от АПВ линии, где применен пуск АПВ от «несоответствия», АПВ электродвигателя выполнено по типовой схеме пуска от защит, но только от тех, которые выявляют режим потери питания (ЗПП, ЗМН первой ступени) или устойчивости (ФОО).

Автоматические регуляторы частоты (АРЧ) продолжают работать при потере питания и могут привести к перегрузке генераторов и другим нарушениям. Для предотвращения такой ситуации необходимо блокировать работу АРЧ при потере питания. Существуют следующие способы блокировки АРЧ:

- по скорости снижения частоты.;
- по значению частоты на соседней секции, имеющей независимый источник питания.;
- по времени;
- по направлению мощности через вводной выключатель.

Из всех перечисленных принципов удобнее всего использовать последний, так как он является универсальным и легко исполнимым, поскольку направление мощности фиксируется защитой от потери питания.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были проведены вычисления, а также определены основные элементы и параметры Велской ГЭС на реке Велс, который является сооружением I класса. В процессе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, было определено оптимальное количество, а также тип гидроагрегатов ГЭС, для чего было построено режимное поле. Согласно результатам расчетов был определен оптимальный вариант с 4 гидротурбинами PO115–В–335. По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 214,3 об/мин был выбран серийный гидрогенератор СВ 617/223–28 с номинальной активной мощностью 83 МВт. Была подобрана структурная схема ГЭС с единичными блоками, а также принята схема распределительного устройства ОРУ 220 кВ. Согласно справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы: ТДЦ–125000/220, трансформаторы собственных нужд: ТМНС–6300/10,5 для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС – 240/39.

Уже после выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ. Компонировка гидроузла – приплотинная. Водосливная плотина принята бетонной. В состав сооружений входят: – левобережная глухая бетонная плотина; – здание ГЭС; – водосливная бетонная плотина с поверхностным водосливом; – глухая правобережная плотина. Расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины: – число водосливных отверстий – 2 шт; – ширина водосливных отверстий в свету – 5,5 м; – отметка гребня водосливной плотины – 356,00 м. Произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных нагрузках. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,35 для основных нагрузок (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина отвечает требованиям надежности, сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренным СНиП. В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия по охране труда, охране окружающей среды и пожарной безопасности. По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели: – срок окупаемости – 175 месяцев; – себестоимость – 0,56 руб/кВт·ч.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мосин К.Ю. Гидрология: методические указания к практическим занятиям / К.Ю. Мосин. – 2-е изд., испр. и доп. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012. – 48 с.
2. Александровский К.Ю. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затева, Б.И. Силаев. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2005. – 114 с.
3. Затева, Е.Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / Е.Ю. Затева. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012. – 12 с.
4. Использование водной энергии: учебное пособие в задачах и упражнениях. В 2 ч. Ч. 1. Водно-энергетические расчеты режимов ГЭС : учеб. пособие / Ю. А. Секретарев, А. А. Жданович, Е. Ю. Затева, С. В. Митрофанов. - Саяногорск : Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. – 108 с.
5. Васильев, Ю.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. В 2 т. Т. 1. Основное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие / Ю.С. Васильев, Д.С. Щавелев. – Москва: Энергоатомиздат, 1988. – 400 с.
6. Васильев, Ю.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. В 2 т. Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие / Ю.С. Васильев, Д.С. Щавелев. – Москва: Энергоатомиздат, 1988. – 336 с.
7. Новоженин, В.Д. Гидроэлектростанции России: справочное пособие / В.Д. Новоженин, Е.В. Невский. – Санкт-Петербург: Типография «Институт Гидропроект», 1998. – 467 с.
8. Возобновляемая энергия. Гидроэлектростанции России: справочник. / М.И. Дворецкая, А.П. Жданова, О.Г. Гушникова, И.В. Слива, В.В. Берлина. – Санкт-Петербург: Издательство Политехнического Университета, 2018. – 224 с.
9. Васильев А.А. Электрическая часть станций и подстанций: учебник для вузов / А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Наяшкова. – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
10. Кох П.И. Козловые краны для гидроэлектростанций / П.И. Кох, П.М. Нещеретный, В.А. Чекулаев. — Москва: «Машиностроение», 1972. — 168 с.
11. Брызгалов В.И. Гидроэлектростанции: учебное пособие / В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. — Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. — 541 с.
12. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – дата введения 2012-07-30 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 290 с.

13. СТО РусГидро 04.02.75-2011 Гидроэлектростанции. Энергоэффективность и энергосбережение. Основные требования. – дата введения 2011-09-19 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 63 с.
14. СТО 17230282.27.140.022-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования. – дата введения 2008-01-10 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 43 с.
15. СТО 17330282.140.016-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. – дата введения 2008-07-30 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 50 с.
16. Куценов, Д.А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учебное пособие / Д.А. Куценов, И.Ю. Погоняйченко. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2009. – 232 с.
17. СТО 56947007-29.240.014-2008 «Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35-750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750кВ» – дата введения 2008-04-18 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2008 – 12 с.
18. 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.
19. Номенклатурный каталог 2020 // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com.ru/blog/information-materials/#bx>.
20. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» – дата введения 2007-12-20 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007 – 131 с.
21. Каталог «Трансформаторно–реакторное оборудование» // УЭТМ. – Режим доступа: <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/?url=transformarno-reaktornoe+oborudovanie>.
22. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л. Файбисович. – Москва: ЭНАС, 2012. – 376 с.
23. Каталог «Ограничители перенапряжений 6-220 кВ» // «ОАО «Разряд». – Режим доступа: <http://www.zavod-razryad.ru/>.
24. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – дата введения 2008-07-30. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
25. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» // ОАО «Свердловский завод». – Режим доступа: <http://www.cztt.ru/main.html>.
26. Каталог «Разъединители» // ЗАО «ЗЭТО». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>.

27. ГОСТ Р 57114-2016 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно – технологичное управление» – дата введения 2017-03-01 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2017 – 19 с.

28. ГОСТ Р 56302-2014 «Оперативно–диспетчерское управление диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики» – дата введения 2015-09-01 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.

29. ГОСТ Р 56303-2014 «Оперативно-диспетчерское управление нормальные семы электрических соединений объектов электроэнергетики» – дата введения 2015-09-01 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.

30. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 «Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций» – дата введения 2017-09-28 – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.

31. Чернобровов, Н.В. Релейная защита электрических систем: Учебное пособие для техникумов / Н.В. Чернобровов, В.А. Семенов. – Москва: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.

32. Матвиенко, И.А. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем: методические указания по выполнению лабораторных работ № 1-5 / И.А. Матвиенко. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2020. – 64 с.

33. Правила устройства электроустановок (ПУЭ. 7-е изд. – Глава 3). - М.: ЭНАС, 2003.

34. Неклепаев, Б.Н. Крючков, И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций (справочные материалы). М.: Энергоатомиздат, 1989.

35. Руководящие указания по релейной защите. Защита блоков генератор-трансформатор и генератор-автотрансформатор. Выпуск 5. Расчеты. - М.: Энергия, 1963.

36. Приказ Минэнерго РФ №546 от 10 июля 2020 г. Требования к релейной защите и автоматики различных видов и её функционированию в составе энеросистемы.

37. Приказ Минэнерго РФ №101 от 13 февраля 2019 г. Требованиями к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики.

38. Техническое описание ЭКРА.656116.360 ТО Цифровые защиты генераторов, трансформаторов и блоков генератор-трансформатор

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Исходный гидрологический ряд

Таблица А.1 – Исходный гидрологический ряд

№ п/п	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1	1923	38	35	59	676	485	388	219	103	75	127	70	56	194
2	1924	21	19	113	300	392	573	354	181	149	177	38	34	196
3	1925	32	29	42	270	531	311	284	242	222	138	60	53	185
4	1926	37	35	54	376	648	289	255	157	158	200	58	51	193
5	1927	30	27	35	238	491	385	195	77	53	52	27	25	136
6	1928	16	14	30	365	435	291	131	94	59	52	37	41	130
7	1929	39	32	42	335	431	290	211	135	130	171	83	53	163
8	1930	36	34	52	261	414	309	270	159	148	105	43	46	157
9	1931	36	32	46	562	542	426	207	136	119	110	72	47	195
10	1932	31	30	90	222	512	342	189	103	87	130	33	32	150
11	1933	34	32	39	239	780	427	150	128	139	167	54	38	185
12	1934	39	33	47	292	428	732	241	135	152	111	40	41	191
13	1935	38	35	54	277	472	303	182	229	159	171	77	51	171
14	1936	36	35	50	225	372	305	269	202	114	126	50	43	152
15	1937	38	34	47	483	579	494	293	180	152	140	53	49	212
16	1938	34	30	38	207	830	425	163	141	99	92	40	39	178
17	1939	27	24	30	356	717	436	348	168	155	107	46	42	205
18	1940	41	34	44	421	533	585	266	144	175	178	97	46	214
19	1941	39	35	48	302	537	283	248	203	161	191	116	54	185
20	1942	39	33	40	416	522	536	169	143	113	191	74	60	195
21	1943	43	41	62	870	985	450	275	186	153	197	101	57	285
22	1944	36	28	31	529	588	369	325	209	192	190	111	46	221
23	1945	41	35	37	429	548	275	182	104	100	105	97	53	167
24	1946	19	16	46	756	586	384	239	159	106	153	52	42	213
25	1947	32	29	46	226	490	410	195	165	181	202	127	43	179
26	1948	29	27	42	234	597	458	249	120	113	146	52	42	176
27	1949	38	32	48	203	871	512	280	191	123	130	94	63	215
28	1950	33	27	79	520	808	480	303	192	174	165	144	31	246
29	1951	39	34	45	223	799	303	247	158	149	149	40	48	186
30	1952	39	34	46	264	1021	514	393	226	173	147	68	52	248
31	1953	39	33	38	134	355	227	158	102	88	100	81	61	118
32	1954	46	37	47	189	748	794	444	303	177	208	98	51	262
33	1955	45	38	55	874	999	493	343	236	233	239	97	72	310
34	1956	46	41	61	623	866	493	320	183	161	200	130	58	265
35	1957	38	33	45	544	721	334	275	161	143	120	49	43	209
36	1958	43	39	54	362	881	394	241	174	183	161	85	51	222
37	1959	40	35	45	248	611	695	364	208	173	162	57	48	224
38	1960	37	33	41	494	902	333	208	167	145	139	62	33	216

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

39	1961	34	27	71	406	627	281	165	75	67	100	23	48	160
40	1962	37	36	51	997	761	368	244	201	164	184	64	45	263
41	1963	38	33	41	500	517	213	113	159	95	104	73	39	160
42	1964	39	24	41	623	388	359	238	115	106	147	107	93	190
43	1965	38	35	44	547	728	265	187	164	141	156	61	52	202
44	1966	37	21	46	606	645	419	214	171	122	171	50	46	212
45	1967	36	32	43	201	481	304	248	183	161	144	34	34	158
46	1968	37	29	29	278	734	241	190	98	75	80	50	54	158
47	1969	37	35	49	239	690	295	193	284	191	122	72	58	189
48	1970	47	41	60	609	918	499	382	348	219	231	67	84	292
49	1971	45	40	52	609	623	489	318	300	249	200	125	55	259
50	1972	38	33	42	347	528	442	341	241	197	163	80	46	208
Ср.многолет.		37	32	49	410	633	405	250	173	143	149	70	49	200

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Использование водной энергии

Таблица Б.1 – Среднегодовые расходы

№ п/п	Р	Q _{ср}	год	Q _{ср.пол}	год	Q _{ср.меж}	год
1	2	310	1955	677	1955	137	1928
2	4	292	1970	645	1943	133	1936
3	6	285	1943	602	1970	127	1948
4	8	265	1956	593	1962	121	1926
5	10	263	1962	576	1956	110	1961
6	12	262	1954	548	1952	106	1935
7	14	259	1971	544	1954	106	1944
8	16	248	1952	528	1950	106	1931
9	18	246	1950	510	1971	106	1924
10	20	224	1959	491	1946	105	1953
11	22	222	1958	484	1960	105	1923
12	24	221	1944	479	1959	103	1972
13	25	216	1960	471	1966	102	1970
14	27	215	1949	469	1958	102	1966
15	29	214	1940	469	1957	99	1945
16	31	213	1946	466	1949	98	1933
17	33	212	1966	464	1939	98	1963
18	35	212	1937	462	1937	96	1969
19	37	209	1957	453	1944	95	1937
20	39	208	1972	451	1940	94	1962
21	41	205	1939	442	1923	92	1943
22	43	202	1965	434	1931	90	1938
23	45	196	1924	432	1965	87	1957
24	47	195	1931	423	1934	87	1940
25	49	195	1942	415	1972	86	1929
26	51	194	1923	411	1942	86	1954
27	53	193	1926	406	1938	84	1927
28	55	191	1934	405	1924	83	1930
29	57	190	1964	402	1964	83	1932
30	59	189	1969	399	1933	83	1964
31	61	186	1951	393	1951	82	1958
32	63	185	1933	392	1926	82	1925
33	65	185	1941	385	1948	79	1968
34	67	185	1925	370	1961	79	1960
35	69	179	1947	361	1968	78	1950
36	71	178	1938	358	1945	75	1939
37	73	176	1948	354	1969	75	1971
38	75	171	1935	349	1925	75	1959

Продолжение приложения Б

Окончание таблица Б.1

39	76	167	1945	343	1941	74	1934
40	78	163	1929	336	1963	73	1947
41	80	160	1961	330	1947	72	1965
42	82	160	1963	327	1927	71	1942
43	84	158	1967	317	1929	70	1955
44	86	158	1968	316	1932	68	1951
45	88	157	1930	313	1930	67	1946
46	90	152	1936	308	1967	64	1949
47	92	150	1932	308	1935	57	1967
48	94	136	1927	305	1928	56	1941
49	96	130	1928	293	1936	43	1952
50	98	118	1953	219	1953	41	1956

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Режимы работы ГЭС по бытовому стоку при УВБ равном НПУ

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q быт.пол., м³/с	36	35	50	225	372	305	269	202	114	126	50	43
Z вб, м	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Z нб, м	247	247	248	251	252	251	251	251	249	250	248	248
H гэс, м	102	102	101	98	97	98	98	99	100	100	101	102
N быт, МВт	40	39	56	243	398	328	290	219	126	138	56	48

Таблица Б.3 – Режимы работы ГЭС по требованиям ВХК

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q вхк, м³/с	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Z вб, м	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Z нб, м	249	249	249	249	249	249	249	249	249	249	249	249
H гэс, м	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
N вхк, МВт	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
N быт - N вхк, МВт	-70	-71	-54	133	288	218	179	109	15	28	-54	-62

Продолжение приложения Б

Таблица Б.4 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году

Мес.	Qпол.б	Qвдхр	QВХК	QГЭС	Qнб	Vнач	ΔV	Vкон	Знач.ВБ	Зкон.ВБ	Зср.ВБ	Знб	НГЭС	Нгэс	Нгар
XI	44	140	110	185	187	6,00	0,36	5,64	350,00	347,85	348,92	250,61	97,62	198	198
XII	34	235	110	269	271	5,64	0,61	5,03	347,85	343,35	345,60	251,46	93,44	276	276
I	29	253	110	281	283	5,03	0,65	4,37	343,35	339,78	341,56	251,56	89,30	276	276
II	29	179	110	207	209	4,37	0,46	3,91	339,78	337,21	338,49	250,87	86,92	198	198
III	43	64	110	107	110	3,91	0,17	3,74	337,21	336,11	336,66	249,37	86,59	102	по ВХК
IV	225	-117	110	108	110	3,74	-0,30	4,05	336,11	338,04	337,07	246,15	90,22	107	по ВХК
V	375	-267	110	108	110	4,05	-0,69	4,74	338,04	341,66	339,85	246,18	92,97	111	по ВХК
VI	306	-198	110	108	110	4,74	-0,51	5,25	341,66	344,88	343,27	246,20	96,37	114	по ВХК
VII	268	-160	110	108	110	5,25	-0,41	5,67	344,88	348,08	346,48	246,21	99,57	119	по ВХК
VIII	201	-93	110	108	110	5,67	-0,24	5,91	348,08	349,78	348,93	246,22	102,01	121	по ВХК
IX	110	-2	110	108	110	5,91	-0,01	5,91	349,78	349,81	349,80	246,22	102,87	122	по ВХК
X	121	-13	110	108	110	5,91	-0,03	5,95	349,81	350,00	349,91	246,22	102,98	122	по ВХК

Окончание приложения Б

Таблица Б.5 – Сработка-наполнение водохранилища в средневодном году

Мес.	Qпол.б	Qвдхр	QВХК	QГЭС	Qнб	Vнач	ΔV	Vкон	Знач.ВБ	Зкон.ВБ	Зср.ВБ	Знб	НГЭС	Нгэс	Нгар
XI	84	100	110	184	186	6,00	0,26	5,74	350,00	348,55	349,27	250,60	97,97	198	198
XII	63	203	110	266	268	5,74	0,53	5,21	348,55	344,48	346,51	251,44	94,37	276	276
I	40	238	110	278	280	5,21	0,62	4,60	344,48	340,96	342,72	251,53	90,49	276	276
II	34	170	110	204	206	4,60	0,44	4,16	340,96	338,74	339,85	250,83	88,32	198	198
III	43	162	110	205	208	4,16	0,42	3,74	338,74	336,11	337,42	250,85	85,87	194	по ВХК
IV	317	-150	110	167	169	3,74	-0,39	4,13	336,11	338,57	337,34	246,15	90,48	166	по ВХК
V	456	-267	110	189	191	4,13	-0,69	4,82	338,57	342,09	340,33	246,18	93,45	195	по ВХК
VI	477	-198	110	279	281	4,82	-0,51	5,33	342,09	345,30	343,70	246,20	96,79	297	по ВХК
VII	268	-145	110	123	125	5,33	-0,38	5,71	345,30	348,28	346,79	246,22	99,87	135	по ВХК
VIII	201	-80	110	121	123	5,71	-0,21	5,91	348,28	349,90	349,09	246,22	102,17	136	по ВХК
IX	132	-3	110	129	131	5,91	-0,01	5,92	349,90	349,96	349,93	246,22	103,01	146	по ВХК
X	224	-2	110	222	224	5,92	-0,01	5,93	349,96	350,00	349,98	246,22	103,05	251	по ВХК

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Характеристика турбины РО 115/810–В–51,56

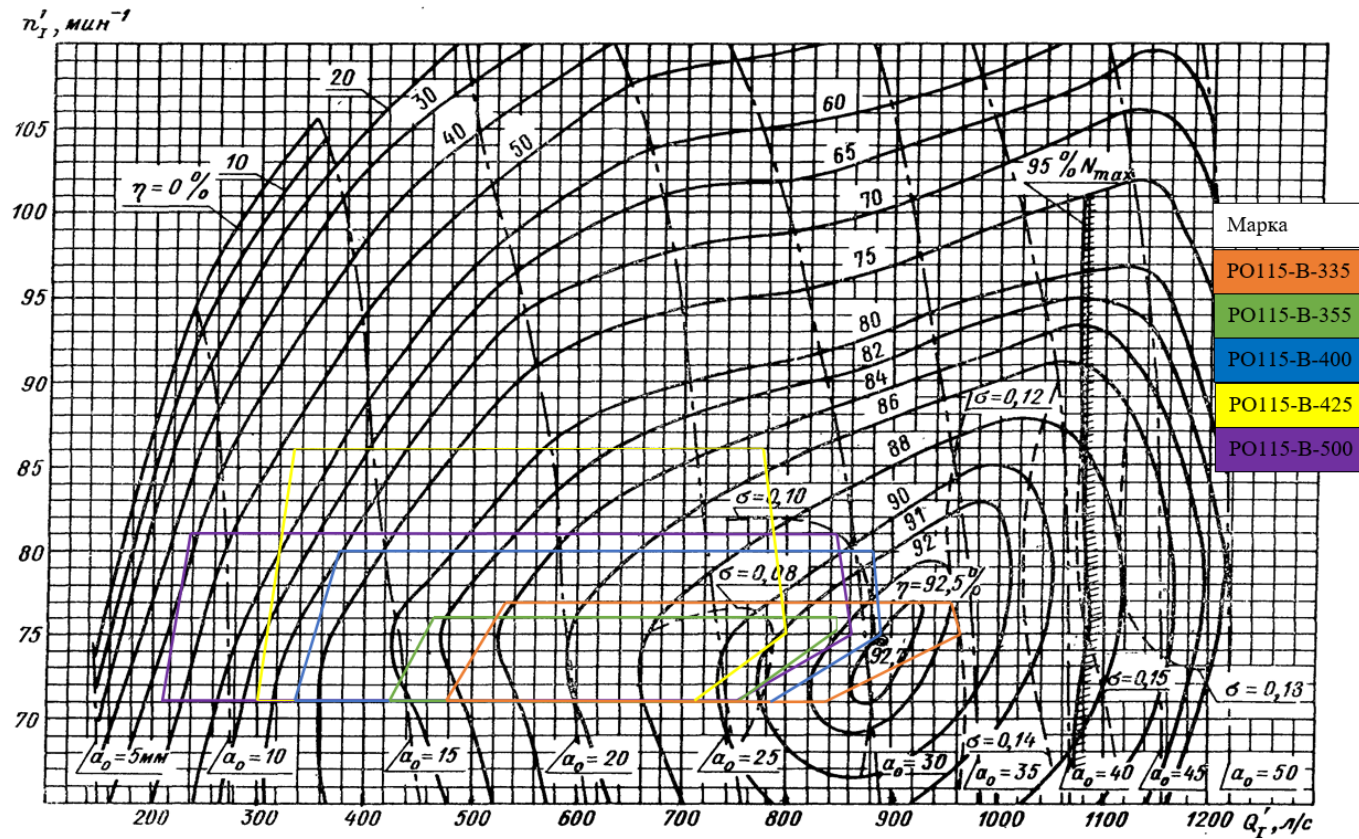


Рисунок Г.1 – Главная универсальная характеристика с обозначенной рабочей зоной для гидротурбин

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Таблица уставок и матрица отключений

Таблица Д.1 – Уставки защит

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение		Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. защита продольная	$I\Delta G$		Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,35 \cdot I_{\Gamma}$	1,57 А
			Коэффициент торможения, K_T	0,5	-
			Уставка начального торможения, $I_{нт}$	$0,7 \cdot I_{\Gamma}$	3,14 А
			Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_{\Gamma}$	6,73 А
			$I_{отс}$	$6,0 \cdot I_{\Gamma}$	26,94 А
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{0G}	-	10 В
	U_{03}		Коэффициент торможения, K_T	1,5	-
ЗПН	$U >$	2 ступ.	$U_{ср2}$	$1,4 \cdot U_{ном.Г}$	140 В
		1 ступ.	$U_{ср1}$	$1,2 \cdot U_{ном.Г}$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_{\Gamma}$	0,31 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,12 \cdot I_{\Gamma}$	0,53 А
		ТО I	$I_{2С.З.}$	$0,8 \cdot I_{\Gamma}$	3,59 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{1СИГН}$	$1,07 \cdot I_{\Gamma}$	4,8 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_{\Gamma}$	4,84 А
		ТО	$I_{1ТО}$	$1,22 \cdot I_{\Gamma}$	5,47А
ДЗ	$Z <$	1 ступ.	Z_1	$0,085 \cdot Z_{нагр}$	0,09 Ом
			$Z_{см1}$	$0,20 \cdot Z_I$	0,018 Ом
		2 ступ.	Z_2	$0,38 \cdot Z_{нагр}$	0,42 Ом
			$Z_{см2}$	$0,20 \cdot Z_2$	0,08 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{р.СИГН}$	$1,07 \cdot I_{р.ном}$	1,02 А
		ПО	$I_{р.ПУСК}$	$1,11 \cdot I_{р.ном}$	1,07 А
		ТО	$I_{р.ТО}$	$2,36 \cdot I_{р.ном}$	2,25 А
Защита ТВ	$I >> TB$	ТО	$I_{ТО}$	$25,44 \cdot I_{т.ном}$	29,26 А
	$I > TB$	МТЗ	$I_{МТЗ}$	$3,63 \cdot I_{т.ном}$	4,17 А

Окончание приложения Д

Таблица Д.2– Матрица отключений

Защиты		Действие		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	Отключение ШСВ	
		Наименование	Обозначение								
Диф. защита продольная		$I\Delta G$		+	+	+	+				
ЗЗГ	U_0	t_1							+		
		t_2	+	+	+						
	U_{03}	t	+	+	+						
ЗПН	$U >$	2 ступень t_2	+	+							
		1 ступень t_1	+	+							
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО							+		
		ИО		+	+						
		ТО I	t_1								+
			t_2						+		
		t_3	+	+							
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО							+		
		ИО		+	+						
		ТО	t_1								+
			t_2						+		
t_3	+		+								
ДЗ	1 ступень	t_1						+			
		t_2	+	+	+						
		2 ступень	t_1								+
			t_2						+		
			t_3	+	+						
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО							+		
		ИО		+	+						
		ТО		+	+						
Защита ТВ	$I >> TB$	ТО		+	+						
	$I > TB$	МТЗ		+	+						

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

институт

Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических
систем и электрических сетей
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой



А.А. Ачитаев

подпись

«26» июня 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВЕЛСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ВЕЛС.
АВТОМАТИКА И ЗАЩИТА НА ПОДСТАНЦИЯХ С
СИНХРОННЫМИ И ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМЫМИ
ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯМИ

Руководитель




подпись, дата

Канд. техн. наук, доцент
кафедры ГГЭЭС
СШФ СФУ
ученая степень, ученое звание,
должность, место работы

И.И. Литвинов
инициалы, фамилия

Выпускник



подпись, дата

Д.Н. Аширалиев
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2023

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Велской ГЭС на реке Велс. Автоматика и защита на подстанциях с синхронными и частотно-регулируемыми электродвигателями».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчеты	<u>Зайд 17.06.23</u> подпись, дата	<u>В.Ю. Зайцев</u> инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	<u>Метина</u> подпись, дата	<u>А.В. Масляк</u> инициалы, фамилия
Электрическая часть	<u>Мещеряков</u> подпись, дата	<u>А.И. Мещеряков</u> инициалы, фамилия
Релейная защита и автоматика	<u>Тармак 14.06.23</u> подпись, дата	<u>М.С. Тармак</u> инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	<u>Сур 19.06.23</u> подпись, дата	<u>С.Н. Ротштейн</u> инициалы, фамилия
Пожарная безопасность. Охрана труда	<u>Жуков</u> подпись, дата	<u>Ю.А. Жуков</u> инициалы, фамилия
Охрана окружающей среды	<u>Кузнецов 21.06.23</u> подпись, дата	<u>В.А. Кузнецов</u> инициалы, фамилия
Технико-экономическое обоснование	<u>Крив 21.06.23</u> подпись, дата	<u>В.В. Крив</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролер	<u>Степанов 19.06.23</u> подпись, дата	<u>С.Е. Степанов</u> инициалы, фамилия