

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

« _____ » _____ 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ АКЧИМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ВИШЕРА.
АППАРАТНАЯ НАДЕЖНОСТЬ УСТРОЙСТВ
РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

тема

Руководитель

подпись, дата

Канд. техн. наук, доцент
кафедры ГГЭЭС

СШФ СФУ

ученая степень, ученое звание,
должность, место работы

Л.С. Мышкина

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

Д.Д. Соловьев

инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2023

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Акчимской ГЭС на реке Вишера. Аппаратная надежность устройств релейной защиты».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчеты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ АКЧИМСКОЙ ГЭС	7
ВВЕДЕНИЕ	9
1 Общая часть.....	10
1.1 Климат.....	10
1.2 Гидрологические данные	10
1.3 Инженерно-геологические условия.....	12
1.4 Энергохарактеристика района строительства гидроузла	12
2 Водно-энергетические расчеты	14
2.1 Регулирование стока воды	14
2.1.1 Кривые обеспеченности расходов	14
2.1.2 Выбор расчетных гидрографов.....	16
2.2 Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчетов	17
2.2.1 Расчет конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК.....	17
2.2.2 Баланс энергии.....	19
2.2.3 Водно-энергетический расчет в маловодном году	21
2.2.4 Расчет резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования	21
2.2.5 Баланс мощностей	22
2.2.6 Определение установленной мощности.....	23
2.2.7 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году.....	23
3 Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование.....	24
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	24
3.1.1 Построение режимного поля	24
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам... 26	
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса и гидротурбины	30
3.3 Расчет и построение плана бетонной спиральной камеры с плоским потолком и неполным углом охвата	31
3.4 Расчет гидрогенератора.....	34
3.5 Выбор вспомогательного оборудования	36
4 Электрическая часть.....	38
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС	38
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	38
4.2.1 Выбор синхронного генератора.....	38
4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночными блоками	39
4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком	41
4.2.4 Выбор трансформаторов собственных нужд	41
4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий.....	42

4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета.....	44
4.5	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения.....	44
4.6	Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin	45
4.6.1	Расчет исходных данных.....	45
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе RastrWin.....	46
4.7	Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима	48
4.8	Выбор и проверка электрооборудования	49
4.8.1	Выбор комплектного распределительного устройства на генераторное напряжение 15,75 кВ.....	49
4.8.2	Выбор разъединителей на генераторное напряжение 15,75 кВ	50
4.8.3	Выбор трансформаторов тока и напряжения на генераторное напряжение 15,75 кВ.....	50
4.8.4	Выбор генераторного анализатора и синхронизатора	51
4.8.5	Выбор выключателей и разъединителей на напряжение 220 кВ	52
4.8.6	Выбор трансформаторов тока и напряжения на напряжение 220 кВ	53
4.9	Выбор вспомогательного электрооборудования	53
5	Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем	54
5.1	Релейная защита и автоматика	54
5.2	Перечень защит блока генератор-трансформатор	54
5.3	Расчет номинальных токов, выбор системы возбуждения и выпрямительного трансформатора	56
5.4	Расчет токов короткого замыкания	58
5.5	Расчет номинальных вторичных токов	60
5.6	Описание защит и расчет их уставок	60
5.6.1	Расчет уставок МТЗ и ТО преобразовательного трансформатора ($I > TV$), ($I >> TV$).....	60
5.6.2	Продольная дифференциальная защита ($I \Delta G$).....	62
5.6.3	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ($U_N (U_0)$)	66
5.6.4	Защита от повышения напряжения ($U > 1$), ($U > 2$)	68
5.6.5	Дистанционная защита генератора ($Z1 <$), ($Z2 <$).....	68
5.6.6	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)	72
5.6.7	Защита от симметричных перегрузок (I_1)	77
5.6.8	Защита от перегрузки обмотки ротора	79
5.7	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	81
5.8	Таблица уставок и матрица отключений защит.....	82
6	Компоновка и сооружения гидроузла	82
6.1	Назначение класса ГТС	82
6.2	Проектирование сооружений напорного фронта	82

6.2.1	Определение отметки гребня глухой плотины	82
6.2.2	Определение ширины водосливного фронта	85
6.2.3	Определение отметки гребня водослива	85
6.2.4	Проверка пропуска поверочного расчетного расхода	86
6.2.5	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе	87
6.2.6	Расчет водобойной плиты	88
6.2.7	Расчет водобойной стенки	89
6.2.8	Пропуск расходов через глубинные водосбросы	90
6.3	Конструирование плотины	90
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины	90
6.3.2	Разрез бетонных плотин швами	91
6.3.3	Быки	92
6.3.4	Устой	92
6.3.5	Галереи в теле плотины	92
6.3.6	Основные элементы плотины	92
6.3.7	Дренажные устройства в основании	93
6.4	Конструктивные элементы нижнего бьефа	93
6.4.1	Водобой	93
6.4.2	Рисберма и ковш	93
6.5	Определение основных нагрузок на плотину	94
6.5.1	Вес сооружения и затворов	94
6.5.2	Сила гидростатического давления воды	94
6.5.3	Равнодействующая взвешивающего давления	95
6.5.4	Сила фильтрационного давления	95
6.5.5	Давление грунта	95
6.5.6	Волновое давление	96
6.5.7	Давление пригрузка воды	96
6.6	Оценка прочности плотины	96
6.7	Критерии прочности плотины и ее основания	98
6.8	Обоснование устойчивости плотины	99
7	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Акчимской ГЭС. Охрана труда и противопожарная безопасность	100
7.1	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства	100
7.2	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	101
7.3	Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период	102
7.4	Отходы, образующиеся при строительстве	103
7.5	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	104
8	Мероприятия по пожарной безопасности. Охрана труда	105
8.1	Безопасность гидротехнических сооружений	105
8.2	Опасные производственные факторы, действующие на предприятии ...	106
8.3	Охрана труда Акчимской ГЭС. Общие положения	106
8.4	Требования охраны и безопасности труда по оказанию первой помощи	109

8.5 Пожарная безопасность.....	109
8.5.1 Противопожарная безопасность. Общие требования	109
8.5.2 Объекты водяного пожаротушения	111
8.5.3 Подготовка рабочего персонала по пожарной безопасности. Общие требования	113
8.5.4 Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках	114
9 Техничко-экономические показатели	115
9.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	115
9.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии	115
9.1.2 Текущие расходы по гидроузлу	116
9.1.3 Налоговые расходы	118
9.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	119
9.3 Анализ денежных потоков	119
9.4 Оценка инвестиционного проекта	120
9.4.1 Методология, исходные данные	120
9.4.2 Коммерческая эффективность	121
9.4.3 Бюджетная эффективность	121
9.5 Анализ чувствительности	122
10 Аппаратная надёжность устройств релейной защиты	124
10.1 Общие положения	124
10.2 Аспекты надёжности устройств РЗА.....	126
10.3 Анализ работы устройств РЗА ГЭС	128
10.4 Показатели надёжности в нормативных документах	131
10.5 Определение параметров аппаратной надёжности.....	132
10.5.1 Средняя наработка на отказ	132
10.5.2 Средняя вероятность отказа в срабатывании	133
10.5.3 Параметр потока ложных срабатываний.....	133
10.5.4 Средний срок службы.....	134
10.5.5 Среднее время восстановления	134
10.5.6 Коэффициент готовности	134
10.6 Оценка надёжности на этапе технологического прогона.....	134
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	136
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	138
ПРИЛОЖЕНИЕ А Водно-энергетические расчеты	143
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование	148
ПРИЛОЖЕНИЕ В Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем.....	153

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ АКЧИМСКОЙ ГЭС

- 1 Наименование реки Вишера;
- 2 Наименование ГЭС Акчимская;
- 3 Местонахождение ГЭС Пермский край;
- 4 Тип проектируемой установки ГЭС;
- 5 Характерные расходы воды:
- среднемноголетний 661 м³/с;
 - максимальный с обеспеченностью 0,1% 2992 м³/с;
 - максимальный с обеспеченностью 0,01% 3305 м³/с;
 - минимальный 175 м³/с;
- 6 Параметры водохранилища:
- характер регулирования стока годичный;
 - отметка ФПУ 170,50 м;
 - отметка НПУ 169,00 м;
 - отметка УМО 154,50 м;
 - объем водохранилища полный 13,95 м³;
 - объем водохранилища полезный 9,17 м³;
- 7 Напоры ГЭС:
- максимальный 42,55 м;
 - расчетный 30,40 м;
 - минимальный 26,10 м;
- 8 Энергетические характеристики:
- установленная мощность 306 МВт;
 - среднемноголетняя выработка электроэнергии 1,628 млрд. кВт·ч;
- 9 Размеры плотины (общая длина):
- левобережная каменно-земляная плотина 271 м;
 - левобережная глухая бетонная плотина 32 м;
 - станционная часть 108 м;
 - русловая глухая бетонная плотина 69 м;
 - водосбросная часть 54 м;
 - правобережная глухая бетонная плотина 116 м;
- 10 Водосбросные сооружения:
- 10.1 Поверхностный водослив:
- число и размер пролетов 3x7 м;
 - общая длина 21 м;
 - максимальная высота 35 м;
- 10.2 Глубинные водовыпуски:
- число и форма сечения 2, круглое;
 - размеры сечения 4,5 м;
- 11 Здание ГЭС:
- тип здания русловое;
 - число агрегатов 3;
 - грунт основания доломит;
 - тип спиральной камеры бетонная;

- тип отсасывающей трубыизогнутая;
- 12 Основное оборудование:
- тип турбинПЛ50-В-800;
- тип генератораСВ-1250/100-72;
- номинальная активная мощность генератора..... 102 МВт;
- частота вращения83,3 об/мин;
- тип трансформаторов ТДЦ-200000/220-У1;
- 13 Техничко-экономические показатели:
- срок окупаемости 240 месяцев;
- себестоимость электроэнергии..... 0,19 руб/кВт·ч;
- удельные капиталовложения 106114 руб/кВт.

ВВЕДЕНИЕ

Потребление электроэнергии является обязательным условием существования человечества. В настоящее время количество потребителей электрической энергии стремительно растет за счет развития технологий, поэтому необходимо наращивать генерирующие мощности. Электрическая энергия вырабатывается на электростанциях различного типа.

Гидроэлектростанция (ГЭС) – основной объект гидроэнергетики. Она представляет собой неразрывную систему гидротехнических сооружений и оборудования получения электрической энергии.

Пермский край занимает 7-е место в стране по производству электроэнергии. Доля электроэнергии, поставляемой за пределы региона, составляет порядка 20%. Таким образом, Пермский край - один из немногих регионов, где сохраняется резерв генерируемых мощностей в условиях прогнозируемого и уже фактического энергодефицита для ряда субъектов. Край также является единственным регионом на Урале, обладающим мощной гидроэнергетикой с перспективой дальнейшего развития.

Энергетический комплекс Пермского края входит в число наиболее крупных и развитых в России. Суммарная установленная мощность генерирующего оборудования электростанций Пермского края на 01.01.2012 составляет 6503,5 МВт.

В состав энергетического комплекса Пермского края входят Камская и Воткинская ГЭС (на реке Каме). Установленная мощность этих гидроэлектростанций составляет приблизительно 24% установленной мощности всех электростанций в регионе. Потенциал роста пермской гидроэнергетики как элемента энергосистемы, использующего экологически чистый и возобновляемый источник энергии, может быть реализован в развитии энергетики, использующей гидроресурсы притоков Камы

Целью данной работы является: определение установленной мощности, выбор основного и вспомогательного оборудования, расчет гидротехнических сооружений, расчет защит гидрогенератора, экономическое обоснование строительства Акчимской ГЭС на реке Вишера, а также проработка специального вопроса – «Аппаратная надежность устройств релейной защиты».

1 Общая часть

1.1 Климат

Климат бассейна умеренный континентальный. Средняя температура воздуха января от -16°C на западе бассейна до -18°C на востоке. Температура воздуха в июле около $+17^{\circ}\text{C}$. Ежегодно выпадает от 900 мм до 1600 мм осадков.

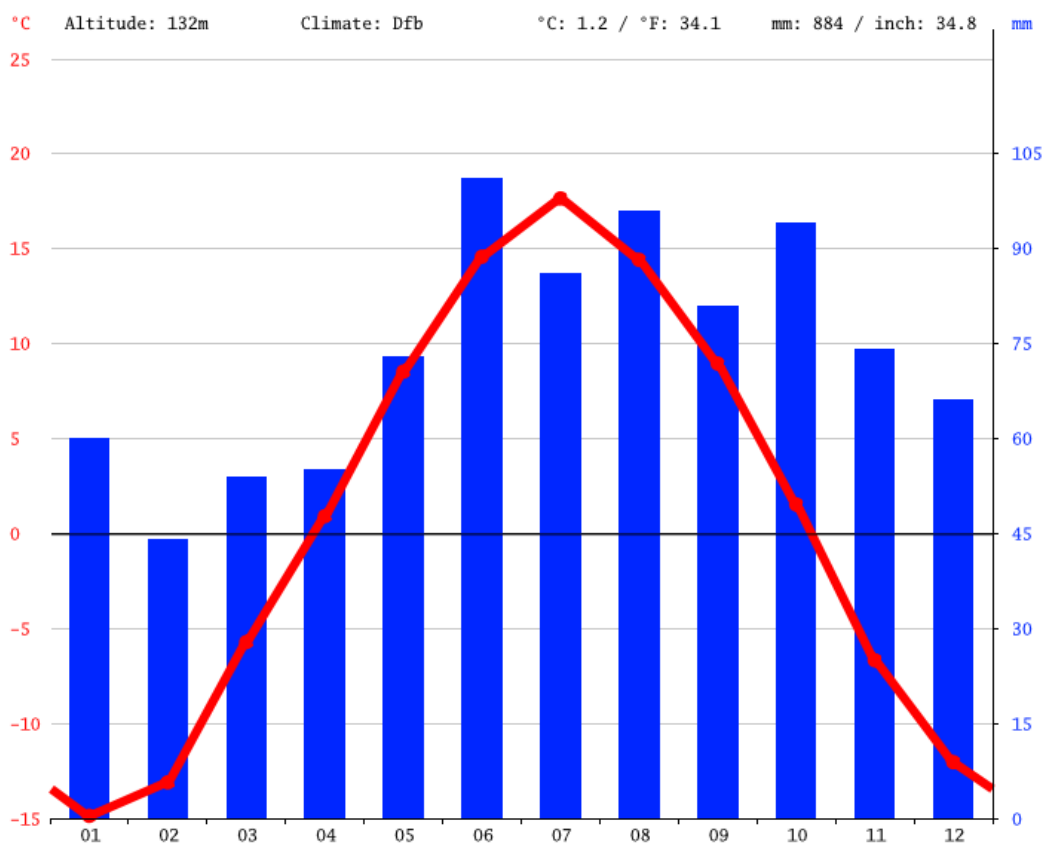


Рисунок 1.1 – Климатический график в районе гидроузла

1.2 Гидрологические данные

Протяженность реки составляет 415 км.

Площадь водосборного бассейна – 31,2 тыс. км².

Среднемноголетний расход реки составляет 661 м³/с. 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.

Крупнейшие притоки:

- левые: р. Мойва 357 км от устья, р. Велс 268 км от устья, р. Улс 233 км от устья, р. Акчим 190 км от устья, р. Вижаиха 103 км от устья, р. Язьва 73 км от устья;

- правые: р. Лопья 370 км от устья, р. Лыпя 333 км от устья, р. Большая Вая 223 км от устья, р. Колва 34 км от устья.

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Вишера в период 1939 – 1988 гг. представлен в Приложении А, таблица А.1.

Максимальные расходы воды расчетной обеспеченности представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Максимальные расходы воды расчетной обеспеченности

Параметр	Значение									
	р, %	0,01	0,1	0,5	1	3	5	10	20	50
Q _{макс} , м ³ /с	3305	2992	2753	2641	2449	2352	2210	2041	1741	175
УНБ, м	136,60	135,97	135,51	135,29	134,90	134,69	134,37	133,94	133,06	125,74

Кривая зависимости отметки нижнего бьефа от расхода водохранилища ($Z_{НБ} = f(Q)$) представлена на рисунке 1.2.

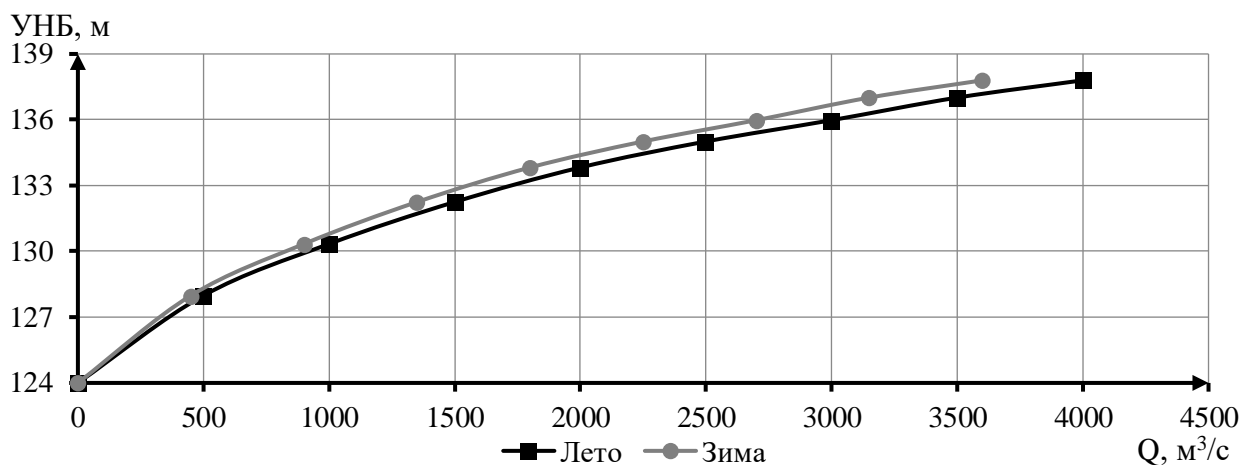


Рисунок 1.2 – Кривая зависимости $Z_{НБ} = f(Q)$

Кривая зависимости отметки верхнего бьефа от объема водохранилища ($Z_{ВБ} = f(V_{вдхр.})$) представлена на рисунке 1.3.

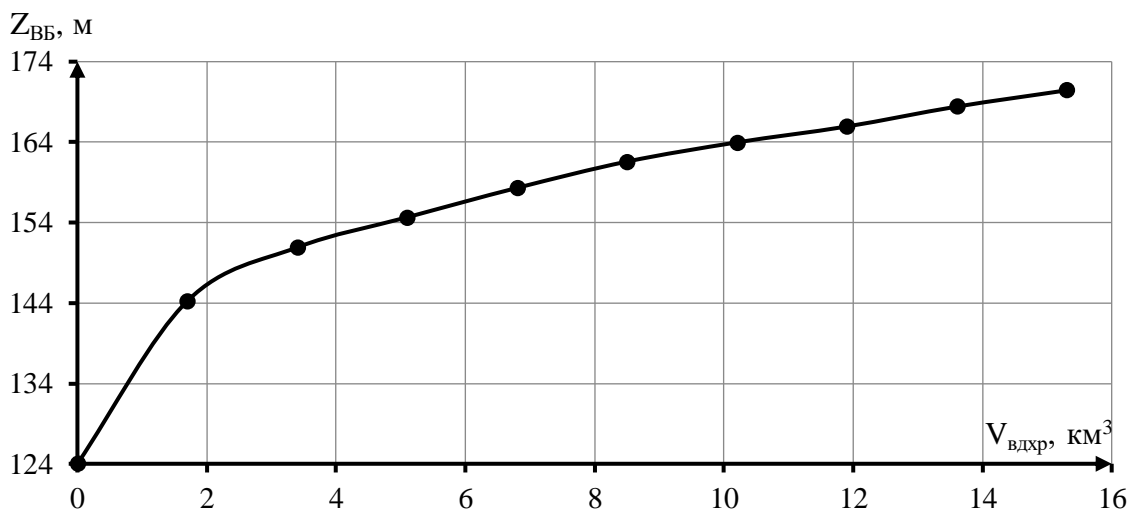


Рисунок 1.3 – Кривая зависимости $Z_{ВБ} = f(V_{вдхр.})$

1.3 Инженерно-геологические условия

Генеральное направление течения в верхнем и нижнем течении – юго-запад, в среднем – запад. Замерзает река в конце октября – начале ноября. Вскрывается в конце апреля. Продолжительность периода со снежным покровом в среднем 180 суток.

Вишера в верхнем течении – горная река. Русло изменяется от порожисто-водопадного до горного с развитыми аллювиальными формами, ширина русла горного участка 110 – 120 м.

В средней Вишере идет значительно расширение долины реки, а уклон снижается до 0,23%. Русло, по большей части, врезанное прямолинейное. На песчаных участках сформировалась широкая пойма с извилистым руслом, средний радиус кривизны излучин – 800 м.

Тип грунта в основании: скальное основание (доломит).

Физико-механические свойства грунта основания:

- удельный вес – 24,03 кН/м³;
- угол внутреннего трения – 32 град;
- сцепление – 1,39 кПа.

Район гидроузла расположен в опасном сейсмическом районе. По шкале сейсмической интенсивности створ расположен в зоне 6 баллов.

1.4 Энергохарактеристика района строительства гидроузла

Проектируемая ГЭС находится в ОЭС Урала, Пермское РДУ.

Годовой максимум нагрузки энергосистемы: $P_c^{max} = 3037$ МВт.

Ближайшей к проектируемой станции существующей ГЭС является Воткинская ГЭС.

Суточные графики нагрузки, совмещенные с ИКН энергосистемы для типичных суток зимнего и летнего сезонов представлены на рисунках 1.4 и 1.5 соответственно.

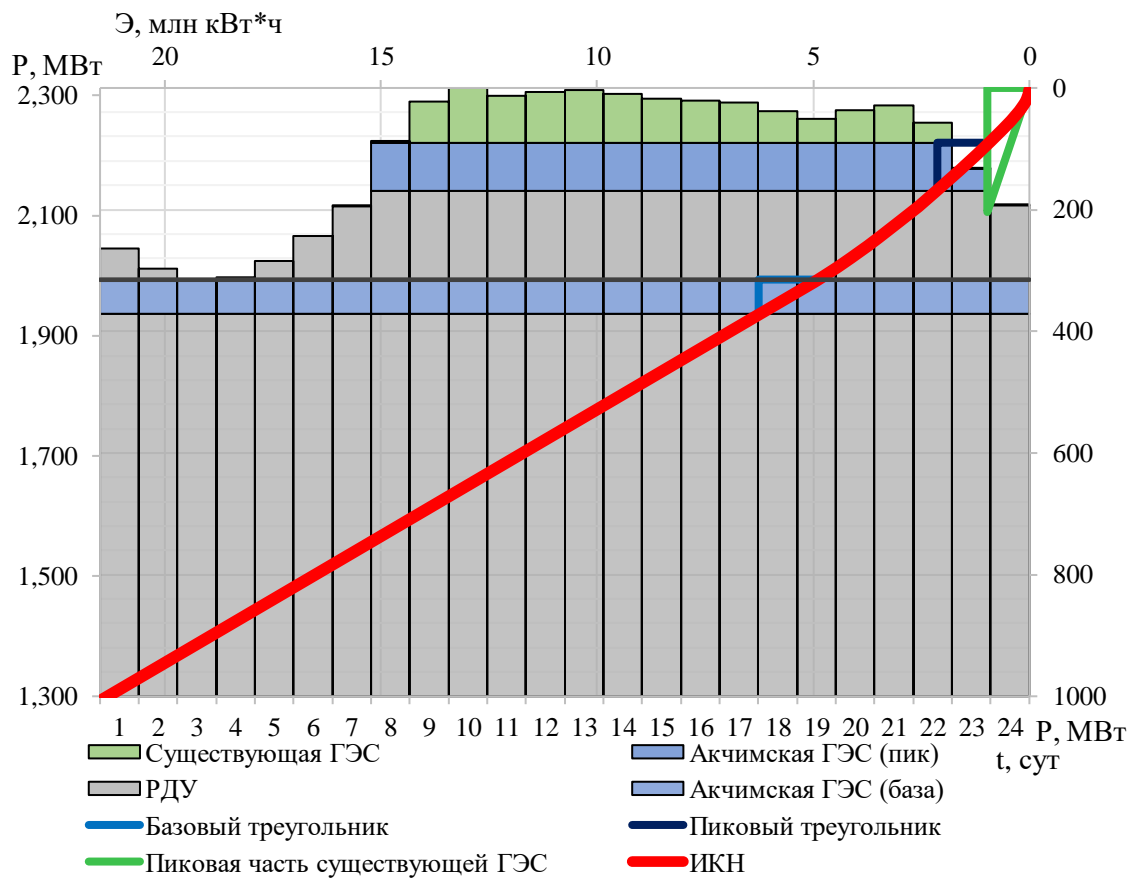


Рисунок 1.4 – Суточный график нагрузки и ИКН, июнь

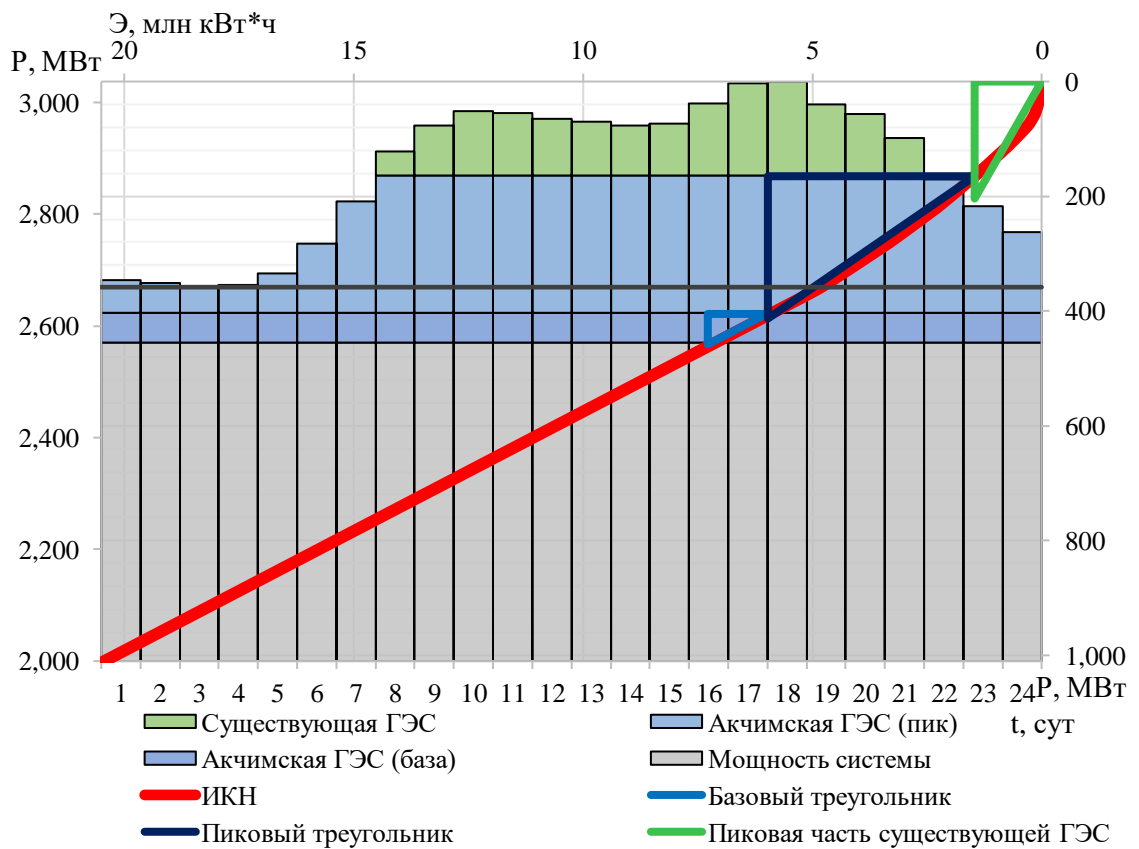


Рисунок 1.5 – Суточный график нагрузки и ИКН, декабрь

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Кривые обеспеченности расходов

Для построения эмпирических кривых обеспеченности стока были вычислены среднегодовой $Q_{\text{ср.год}}$, среднемеженный $Q_{\text{ср.меж}}$ и среднеполоводный $Q_{\text{ср.пол}}$ расходы для каждого года из гидрологического ряда, приведенного в приложении А, таблица А.1.

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

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

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

n – общее число членов ряда.

Таблица 2.1 – Данные для построения эмпирических кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

m	$P, \%$	$Q_{\text{год}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{меж}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{пол}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы
1	2,0	1051	1971	363	1971	2015	1971
2	3,9	967	1986	353	1986	1827	1986
3	5,9	921	1959	348	1987	1738	1959
4	7,8	870	1972	337	1959	1648	1972
5	9,8	860	1970	315	1972	1643	1970
6	11,8	849	1987	300	1970	1559	1965
7	13,7	808	1966	294	1966	1551	1987
8	15,7	787	1965	289	1957	1532	1968
9	17,6	784	1968	286	1960	1528	1966
10	19,6	768	1960	283	1963	1526	1976
11	21,6	762	1976	282	1956	1456	1962
12	23,5	750	1974	276	1974	1443	1960
13	25,5	743	1978	269	1951	1419	1978
14	27,5	733	1975	269	1988	1413	1974
15	29,4	731	1988	259	1978	1410	1975
16	31,4	718	1962	258	1941	1401	1982
17	33,3	711	1982	250	1975	1379	1988
18	35,3	703	1956	250	1968	1349	1973
19	37,3	698	1957	249	1980	1345	1953
20	39,2	693	1953	245	1958	1343	1955
21	41,2	684	1973	239	1985	1308	1939
22	43,1	663	1955	235	1965	1292	1956
23	45,1	659	1981	235	1981	1271	1957
24	47,1	641	1940	227	1953	1254	1981

Окончание таблицы 2.1

m	P, %	Q _{год} , м ³ /с	Годы	Q _{межен} , м ³ /с	Годы	Q _{полов} , м ³ /с	Годы
25	49,0	637	1949	227	1940	1222	1947
26	51,0	637	1947	223	1967	1220	1940
27	52,9	635	1939	223	1949	1217	1949
28	54,9	631	1942	218	1942	1212	1950
29	56,9	624	1950	218	1947	1210	1942
30	58,8	621	1980	218	1982	1172	1954
31	60,8	618	1958	217	1945	1142	1980
32	62,7	610	1985	216	1976	1141	1958
33	64,7	603	1941	213	1983	1128	1985
34	66,7	600	1967	210	1964	1128	1984
35	68,6	590	1954	208	1973	1127	1967
36	70,6	584	1963	206	1961	1100	1964
37	72,5	581	1964	205	1946	1087	1941
38	74,5	564	1969	204	1950	1085	1969
39	76,5	561	1951	192	1969	1031	1977
40	78,4	559	1984	190	1962	1021	1961
41	80,4	546	1961	190	1948	1005	1963
42	82,4	531	1945	184	1979	970	1945
43	84,3	523	1977	177	1955	970	1951
44	86,3	516	1983	175	1954	939	1983
45	88,2	510	1946	160	1977	937	1946
46	90,2	495	1979	155	1939	929	1979
47	92,2	489	1948	153	1984	925	1943
48	94,1	443	1943	116	1952	908	1948
49	96,1	423	1944	103	1944	872	1944
50	98,0	367	1952	99	1943	718	1952

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

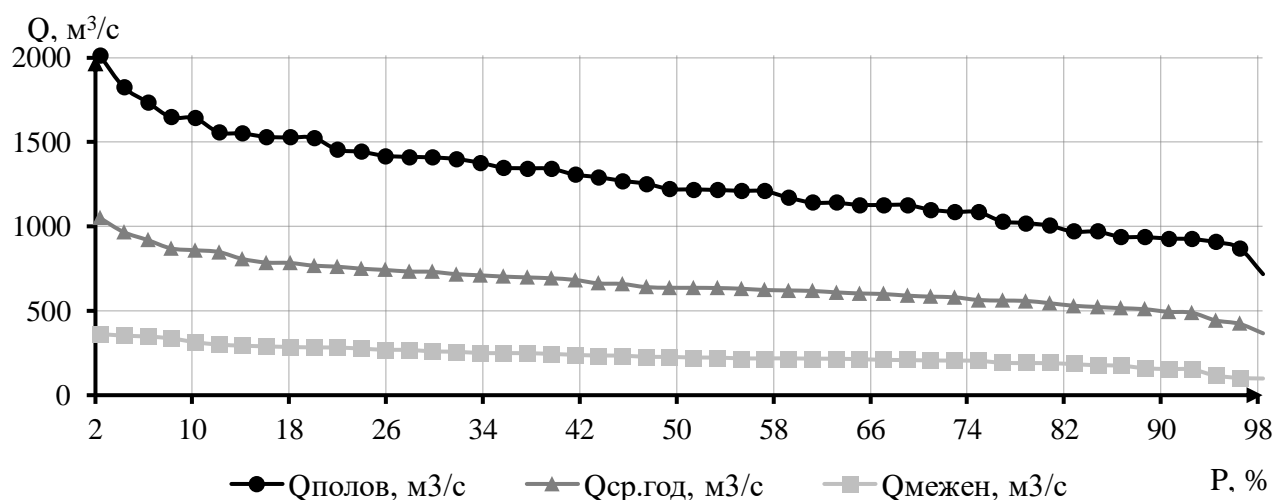


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые для средних расходов за год, половодье и межень

2.1.2 Выбор расчетных гидрографов

По расчетным значениям обеспеченности определяется маловодный и средневодный год.

За расчетный маловодный принимается 1979 год, со среднегодовой обеспеченностью 90%.

За расчетный средневодный год принимается 1949 год, с обеспеченностью 50%.

Коэффициенты приведения по межени и половодью:

- маловодный год:

$$K_M = \frac{Q_{\text{базовое}90\%}}{Q_{M1949}} = \frac{184}{155} = 1,19, \quad (2.2)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{базовое}90\%}}{Q_{\Pi1949}} = \frac{929}{929} = 1. \quad (2.3)$$

- средневодный год:

$$K_M = \frac{Q_{\text{базовое}50\%}}{Q_{M1949}} = \frac{225}{223} = 1,01, \quad (2.4)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{базовое}50\%}}{Q_{\Pi1949}} = \frac{1221}{1217} = 1,00. \quad (2.5)$$

Уточнив окончательно расчетные гидрографы средневодного и маловодного года, необходимо проверить, не превышают ли в какие-либо месяцы расходы маловодного года аналогичные расходы средневодного года (табл. 2.2). В данном случае один расход в маловодном году больше средневодного, поэтому необходимо сделать дополнительную корректировку

Таблица 2.2 – Сравнение расходов средневодного и маловодного года и их корректировка

Параметр	Значение											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1949 (50%)	86	78	103	721	2256	1545	871	690	555	462	179	98
1979 (90%)	97	82	108	1424	1184	699	676	661	344	314	243	102
$Q_{50\%} - Q_{90\%}$	-11	-4	-5	-703	1072	846	195	29	211	148	-64	-4
Корректировка	-11	-4	-5	-730	500	200	40	0	50	28	-64	-4
1979 (90%)	86	78	103	694	1684	899	716	661	394	342	179	98

По скорректированным данным строится расчетный гидрограф средневодного и маловодного года (рис. 2.2).

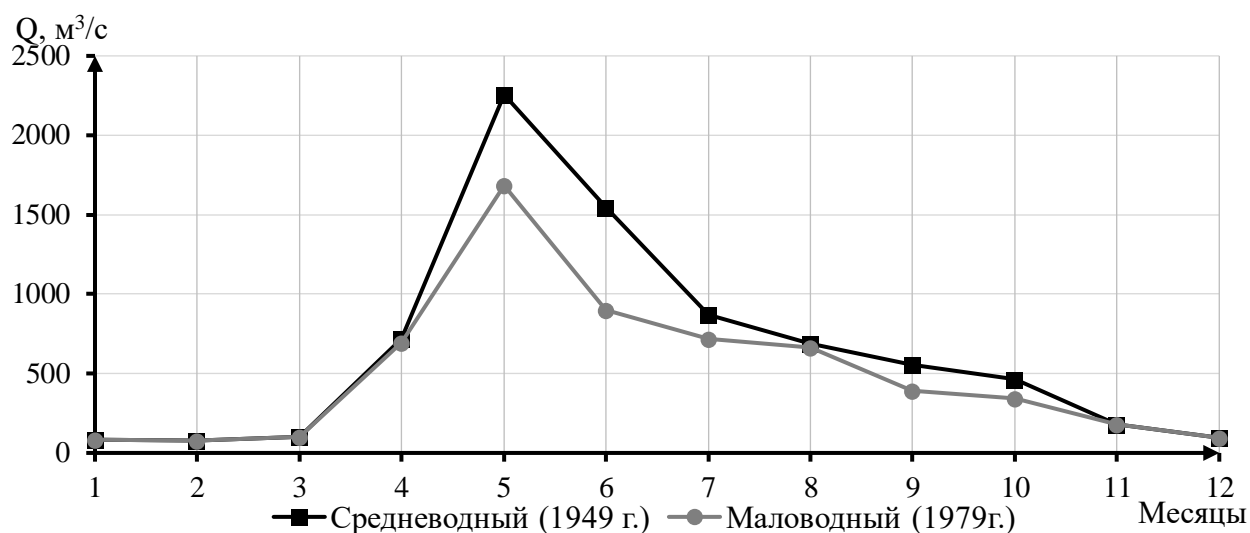


Рисунок 2.2 – Гидрографы средневодного и маловодного лет

2.2 Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчетов

2.2.1 Расчет конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК

Для выбранного расчетного маловодного года (1979 г.) вычисляем значения полезных расходов по формуле:

$$Q_{\text{пол}} = Q_{\text{быт}} - Q_{\text{исп}} - Q_{\text{ф}} - Q_{\text{лёд}} - Q_{\text{шл}} \quad (2.6)$$

где $Q_{\text{быт}}$ – бытовой расход воды маловодного года, м³/с;

$Q_{\text{исп}}$ – потери на испарение, м³/с;

$Q_{\text{ф}}$ – потери на фильтрацию, м³/с;

$Q_{\text{лёд}}$ – потери на льдообразование, м³/с;

$Q_{\text{шл}}$ – потери на шлюзование, м³/с.

Результаты расчета приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Расчёт полезных расходов

Параметр	Значение											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{быт}}, \text{ м}^3/\text{с}$	179	98	86	78	103	694	1684	899	716	661	394	342
$Q_{\text{исп}}, \text{ м}^3/\text{с}$	1	1	1	1	1	8	8	10	12	9	9	5
$Q_{\text{ф}}, \text{ м}^3/\text{с}$	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
$Q_{\text{лёд}}, \text{ м}^3/\text{с}$	7	8	4	4	4	-2	-20	-21	-2	0	5	5
$Q_{\text{шл}}, \text{ м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\Sigma Q, \text{ м}^3/\text{с}$	35	36	32	12	12	13	-5	16	37	36	41	37
$Q_{\text{пол.б}}, \text{ м}^3/\text{с}$	-68	-70	-62	-22	-22	-10	26	-12	-50	-54	-64	-64

Вычисляем значения мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{быт.ГЭС}} = k_M \cdot Q_{\text{пол}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.7)$$

где k_M – коэффициент мощности, учитывающий ускорение свободного падения $g = 9,81$ и КПД гидроагрегата η , принимаем $k_M = 8,6$;

$Q_{\text{исп}}$ – потери на испарение, $\text{м}^3/\text{с}$;

$Q_{\text{пол}}$ – полезный расход расчетного маловодного года, $\text{м}^3/\text{с}$;

$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$ – подведенный напор ГЭС, м.

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t)) - \Delta h,$$

где $Z_{\text{ВБ}}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке ∇ НПУ, м;

$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t))$ – уровень нижнего бьефа, определенный по летнему и зимнему полиномам 6 степени, используя полезные расходы м;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях (принимаются за 1% от полного напора), $\Delta h = 0,7$ м.

Затем рассчитываем мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК по формуле:

$$N_{\text{ВХК}} = k_M \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.8)$$

где $Q_{\text{ВХК}}$ – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса, $\text{м}^3/\text{с}$.

При расчёте отметок нижнего $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{ВХК}}(t))$ бьефа используем значение расходов по требованиям ВХК.

Результаты расчета приведены в таблицах 2.4 – 2.6.

Таблица 2.4 – Режим работы ГЭС по бытовому стоку при УВБ равном НПУ

Параметр	Значение											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{пол}}, \text{м}^3/\text{с}$	86	78	103	694	1684	899	716	661	394	342	179	98
$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t)), \text{м}$	125,01	124,93	125,19	129,35	132,87	129,91	129,09	128,83	127,35	127,26	125,94	125,14
$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \text{м}$	43,29	43,37	43,11	38,95	35,43	38,39	39,21	39,47	40,95	41,04	42,36	43,16
$N_{\text{быт.ГЭС}}, \text{МВт}$	32	29	38	232	513	297	241	224	139	121	65	36

Таблица 2.5 – Режим работы ГЭС по требованиям ВХК

Параметр	Значение											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350

Окончание таблицы 2.5

Параметр	Значение											
$Z_{НБ}(Q_{ВХК}(t)),$ М	127,32	127,32	127,32	127,32	127,07	127,07	127,07	127,07	127,07	127,32	127,32	127,32
$H_{ГЭС}^{подв},$ М	40,98	40,98	40,98	40,98	41,23	41,23	41,23	41,23	41,23	40,98	40,98	40,98
$N_{ВХК},$ МВт	123	123	123	123	124	124	124	124	124	123	123	123

Таблица 2.6 – Сравнение режимов работы ГЭС по требованиям ВХК и работы по бытовому стоку

Параметр	Значение											
	Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI
$N_{быт.ГЭС},$ МВт	32	29	38	232	513	297	241	224	139	121	65	36
$N_{ВХК},$ МВт	123	123	123	123	124	124	124	124	124	123	123	123
$N_{быт.ГЭС} - N_{ВХК},$ МВт	-91	-94	-85	109	389	173	117	100	15	-3	-58	-87

Далее, для построения баланса энергии, необходимо сравнить режимы работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку и определить избыточную мощность.

$$N_{изб} = \sum(N_{быт.ГЭС} - N_{ВХК}) = 484 \text{ МВт.} \quad (2.9)$$

2.2.2 Баланс энергии

Первая попытка зарегулировать сток осуществляется в графической форме с помощью построений на годовом графике средних мощностей энергосистемы.

После сравнения двух режимов работы ГЭС, избыток бытовой мощности в половодный период переносится на зиму. Мощность перераспределяется таким образом, чтобы обеспечить максимальное вытеснение тепловых мощностей системы. В данном случае вытесняются средние мощности, эквивалентные выработки электроэнергии.

Данное распределение мощностей приблизительно, так как при расчете мощностей не учитывалось изменение уровня водохранилища в процессе его сработки-наполнения.

Характерные данные баланса энергии представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Характерные данные баланса энергии

Месяц	$P_{ср},$ МВт	$N_{сущ},$ МВт	$N_{быт},$ МВт	$N_{ВХК},$ МВт	$N_{гар},$ МВт в первом приближении	$N_{гар},$ МВ конечный вариант
I	2867	61	32	123	187	193
II	2780	58	29	123	235	241
III	2628	53	38	123		

Окончание таблицы 2.7

Месяц	$P_{ср}$, МВт	$N_{сущ}$, МВт	$N_{быт}$, МВт	$N_{вхк}$, МВт	$N_{гар}$, МВт в первом приближении	$N_{гар}$, МВ конечный вариант
IV	2452	48	232	123		
V	2300	43	513	124		
VI	2212	41	297	124		
VII	2212	41	241	124		
VIII	2299	43	224	124		
IX	2451	48	139	124		
X	2627	53	121	123		
XI	2779	58	65	123	235	241
XII	2867	61	36	123	187	193

В результате графического расчета получаем гибридный режим работы станции: в месяцы, которые находятся под регулированием, станция работает по гарантированным мощностям, во все остальные – по требованиям ВХК. Значения гарантированных мощностей определяется, как разность координаты линии «гарантированной мощности» и координаты линии существующих ГЭС. Баланс энергии представлен на рисунке 2.3.

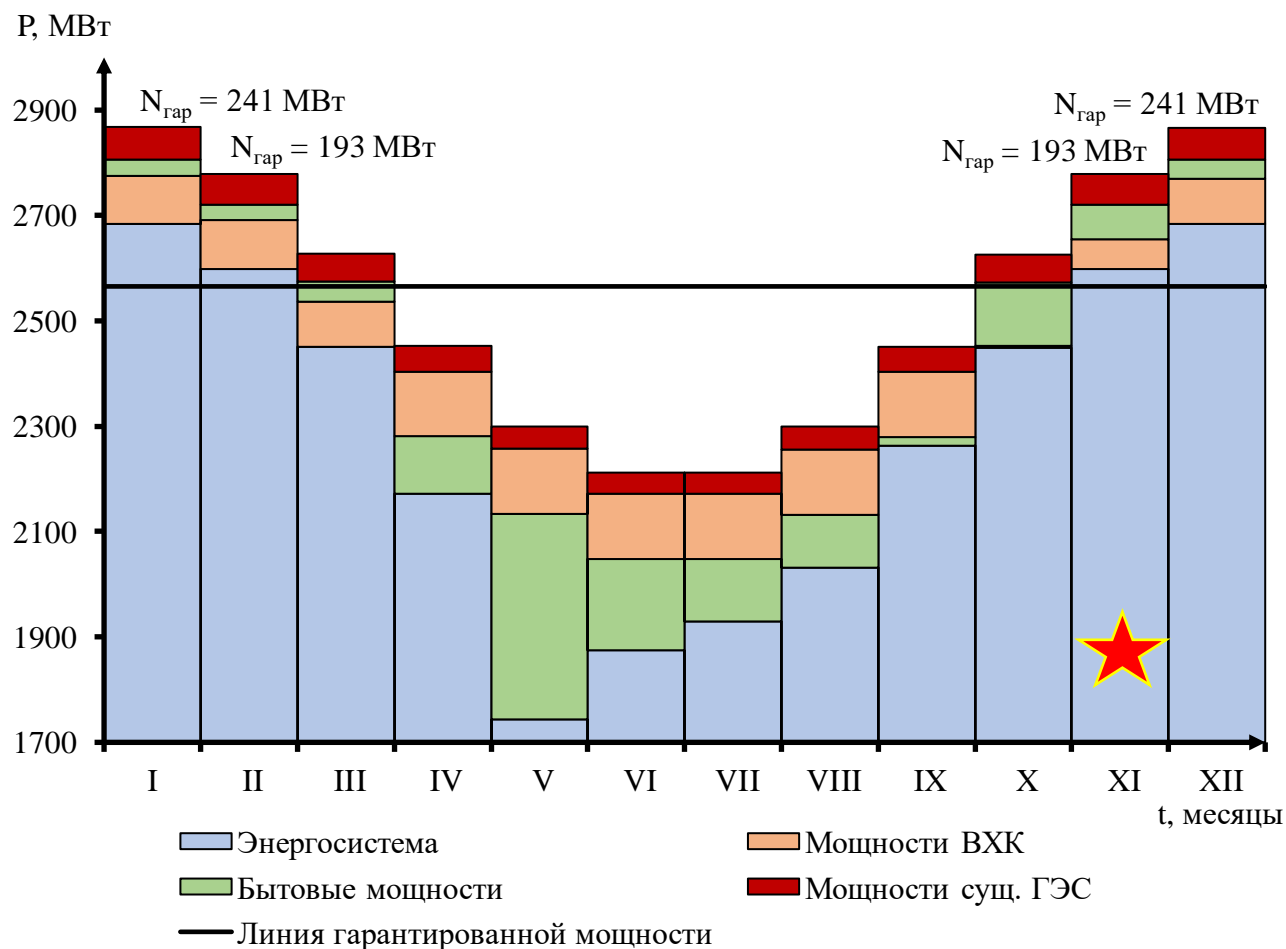


Рисунок 2.3 – Баланс энергии

2.2.3 Водно-энергетический расчет в маловодном году

На данном этапе работы проводится водно-энергетический расчет, при котором определяется режим сработки-наполнения водохранилища при заданной отдаче ГЭС по активной мощности.

Расчет начинается с того момента времени, когда бытового стока недостаточно, чтобы покрыть требования водохозяйственного комплекса либо выдать гарантированную мощность, а именно: после окончания весенне-летнего половодья, когда водохранилище заполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен отметке НПУ. Исходя из условий расчета, начало сработки водохранилища начинается с XI месяца.

Обязательным условием для водно-энергетических расчетов является равенство уровней воды в водохранилище в начале и в конце расчетного периода регулирования. Это условие обусловлено необходимостью использования всей полезной емкости водохранилища. Чтобы выполнить данное условие, было выполнено 2 итерации, которые представлены в приложении А, таблица А.2 и А.3.

Результатами водно-энергетических расчетов по условиям маловодного года является:

- гарантированная мощность ($N_{\text{гар}}$) I и XII месяца – 193 МВт, а также II и XI месяца – 241 МВт;
- отметка уровня мертвого объема (УМО) – 154,50 м;
- полезный объем водохранилища ($V_{\text{пол}}$) – 9,17 м³.

2.2.4 Расчет резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования

Расчет резервов необходим для построения баланса мощностей и определения установленной мощности – это суммарная мощность гидроагрегатов гидроэлектростанции.

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез.}}^{\text{ГЭС}}, \quad (2.10)$$

где $N_{\text{раб.}}^{\text{ГЭС}}$ – максимальная рабочая мощность;

$N_{\text{рез.}}^{\text{ГЭС}}$ – мощность резервов ГЭС.

Резервная мощность ГЭС является суммой нагрузочной, аварийной и ремонтной мощностей:

$$N_{\text{рез.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{нагр.}}^{\text{проект.ГЭС}} + N_{\text{авар.}}^{\text{проект.ГЭС}} + N_{\text{рем.}}^{\text{проект.ГЭС}}. \quad (2.11)$$

Далее показан пример расчета мощностей для декабря (января).

Нагрузочный резерв для энергосистемы принимают как 2 % от максимальной нагрузки, а аварийный – 8 %.

$$P_{\text{нагр.}}^{\text{ЭС}} = P_{\text{max}}^{\text{ЭС}} \cdot 0,02 = 3025 \cdot 0,02 = 61 \text{ МВт}, \quad (2.12)$$

$$P_{\text{авар.}}^{\text{ЭС}} = P_{\text{max}}^{\text{ЭС}} \cdot 0,08 = 3025 \cdot 0,08 = 242 \text{ МВт}. \quad (2.13)$$

Нагрузочный резерв распределяется между проектируемой и существующими ГЭС пропорционально их максимальным рабочим мощностям, тогда:

$$N_{\text{нагр.}}^{\text{проект.ГЭС}} = 299 \text{ МВт}, \quad (2.14)$$

$$N_{\text{нагр.}}^{\text{сущ.ГЭС}} = 174 \text{ МВт}. \quad (2.15)$$

Аварийный резерв размещается на ТЭС, так как вода, как энергоноситель, для покрытия этого резерва не нужна, поэтому при расчете установленной мощности, проектируемой ГЭС, он считается равным нулю.

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

$$F_{\text{рем.}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = \frac{174}{6} = 29 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}, \quad (2.16)$$

$$F_{\text{рем.}}^{\text{сущ.ТЭС}} = \frac{N_{\text{раб.мах}}^{\text{сущ.ТЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = \frac{1272}{6} = 212 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}, \quad (2.17)$$

$$F_{\text{рем.}}^{\text{проект.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб.мах}}^{\text{проект.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = \frac{299}{6} = 50 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}. \quad (2.18)$$

Ремонтный резерв ГЭС располагают после периода половодья, перед началом сработки в XI месяце. Ремонтный резерв ТЭС – в месяцы провала нагрузки, в данном случае VI и VII месяцы.

2.2.5 Баланс мощностей

Баланс мощностей представляет собой распределение мощностей на покрытие максимальной нагрузки между всеми участниками энергосистемы и размещение резервов во времени и по конкретным электростанциям. Его построение производится на годовом графике максимальных мощностей.

Для обеспечения критерия максимального вытеснения тепловых мощностей проводится линия, выравнивающая нижнюю огибающую мощностей проектируемой ГЭС в зимние месяцы, что и на балансе энергии.

Над графиком (в самом верху) размещаются резервы и ремонты, так как эти мощности не участвуют в покрытии нагрузки системы.

Данные для построения баланса мощностей представлены в приложении А, таблица А.4.

График баланса мощностей представлен на рисунке 2.4.

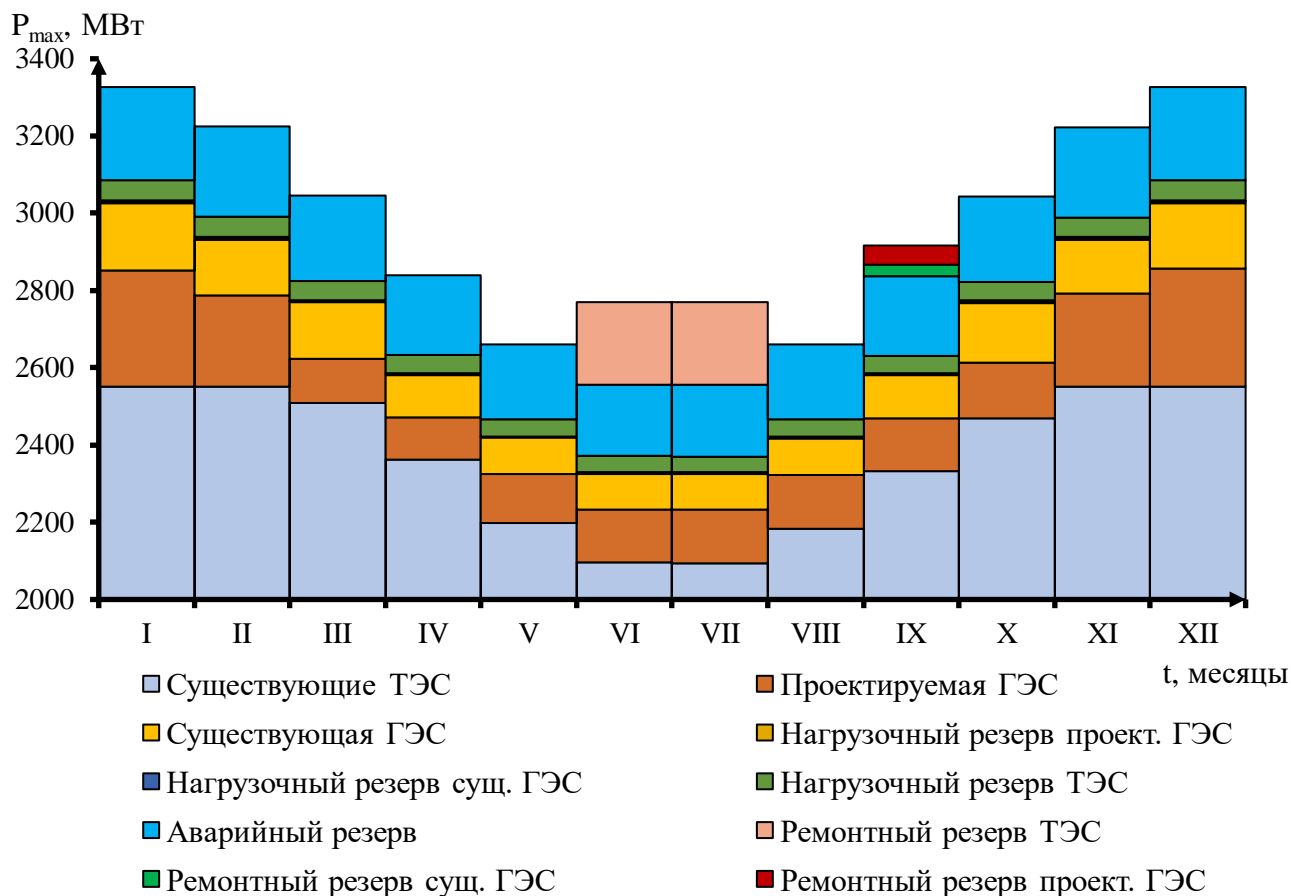


Рисунок 2.4 – Баланс мощностей

2.2.6 Определение установленной мощности

После расчета резервов и построения баланса мощности необходимо определить установленную мощность проектируемой станции по формуле 2.14.

$$N_{уст.}^{ГЭС} = 299 + 7 = 306 \text{ МВт.}$$

2.2.7 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году

Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году необходим для определения среднегодовой выработки ГЭС. Критерием оценки работы ГЭС в году средней водности для начальных стадий проектирования принимается максимальная выработка электроэнергии при условии вытеснения тепловых мощностей, не меньше полученных при работе ГЭС в расчетных маловодных условиях. Максимальная выработка составила 1,628 млрд кВт·ч.

Данные для расчета представлены в приложении А, таблица А.5.

График сработки и наполнения водохранилища в маловодном и средневодном году представлен на рисунке 2.5.

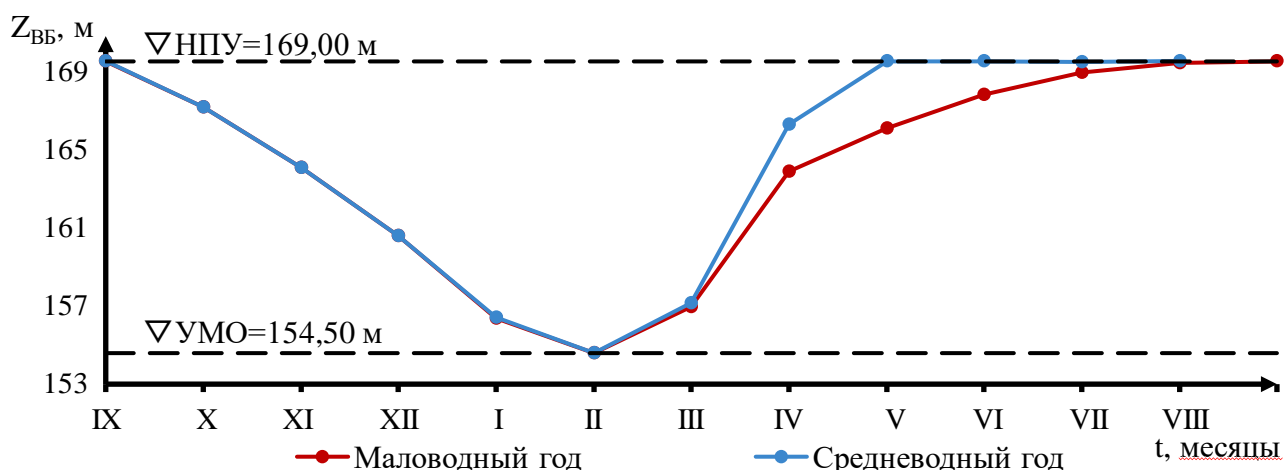


Рисунок 2.5 – График сработки и наполнения водохранилища в маловодном и средневодном году

3 Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

Выбор оборудования начинается с построения режимного поля или напорных характеристик гидроэлектростанции. Режимное поле – это область допустимых режимов работы ГЭС.

На построенном режимном поле определяется минимальный и максимальный напоры, которые обуславливают типы и модификации турбин, которые пригодны для установки на Акчимской ГЭС.

Результаты расчета режимного поля представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля Акчимской ГЭС

Кривые связи ВБ и НБ			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной уст. мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Q _{нб} , м ³ /с	Z _{нб} ^{лето} , м	Z _{нб} ^{зима} , м	H _{нпу} , м	H _{умо} , м	H _{расч} , м	H, м	Q, м ³ /с	H, м	Q, м ³ /с
0	124,00	124,00	44,30	32,78	37,42	30,5	1162	26	1073
100	125,06	125,16	43,24	31,72	36,36	31	1143	26,5	1083
200	125,95	126,13	42,35	30,83	35,47	31,5	1125	27	1093
300	126,72	126,95	41,58	30,06	34,70	32	1108	27,5	1103
400	127,39	127,66	40,91	29,39	34,03	32,5	1091	28	1113

Окончание таблицы 3.1

Кривые связи ВБ и НБ			Напорные характеристики				Линия ограничения по расчетной уст. мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{нб}$, м ³ /с	$Z_{нб}^{лето}$, м	$Z_{нб}^{зима}$, м	$H_{НПУ}$, м	$Q_{нб}$, м ³ /с	$Z_{нб}^{лето}$, м	$Z_{нб}^{зи}$ $ма$, м	$H_{НПУ}$, м	$Q_{нб}$, м ³ /с	$Z_{нб}^{лето}$, м	
500	127,98	128,29	40,32	28,80	33,44	33	1074	28,5	1123	
600	128,52	128,86	39,78	28,26	32,90	33,5	1058	29	1133	
700	129,02	129,38	39,28	27,76	32,40	34	1043	29,5	1143	
800	129,48	129,87	38,82	27,30	31,94	34,5	1027	30	1152	
900	129,92	130,34	38,38	26,86	31,50	35	1013	30,5	1162	
1000	130,34	130,79	37,96	26,44	31,08	35,5	999			
1100	130,75	131,23	37,55	26,03	30,67	36	985			
1200	131,14	131,65	37,16	25,64	30,28	36,5	971			
1300	131,52	132,05	36,78	25,26	29,90	37	958			
1400	131,89	132,44	36,41	24,89	29,53	37,5	945			
1500	132,25	132,82	36,05	24,53	29,17	38	933			
1600	132,60	133,17	35,70	24,18	28,82	38,5	921			

Режимное поле представлено на рисунке 3.1.

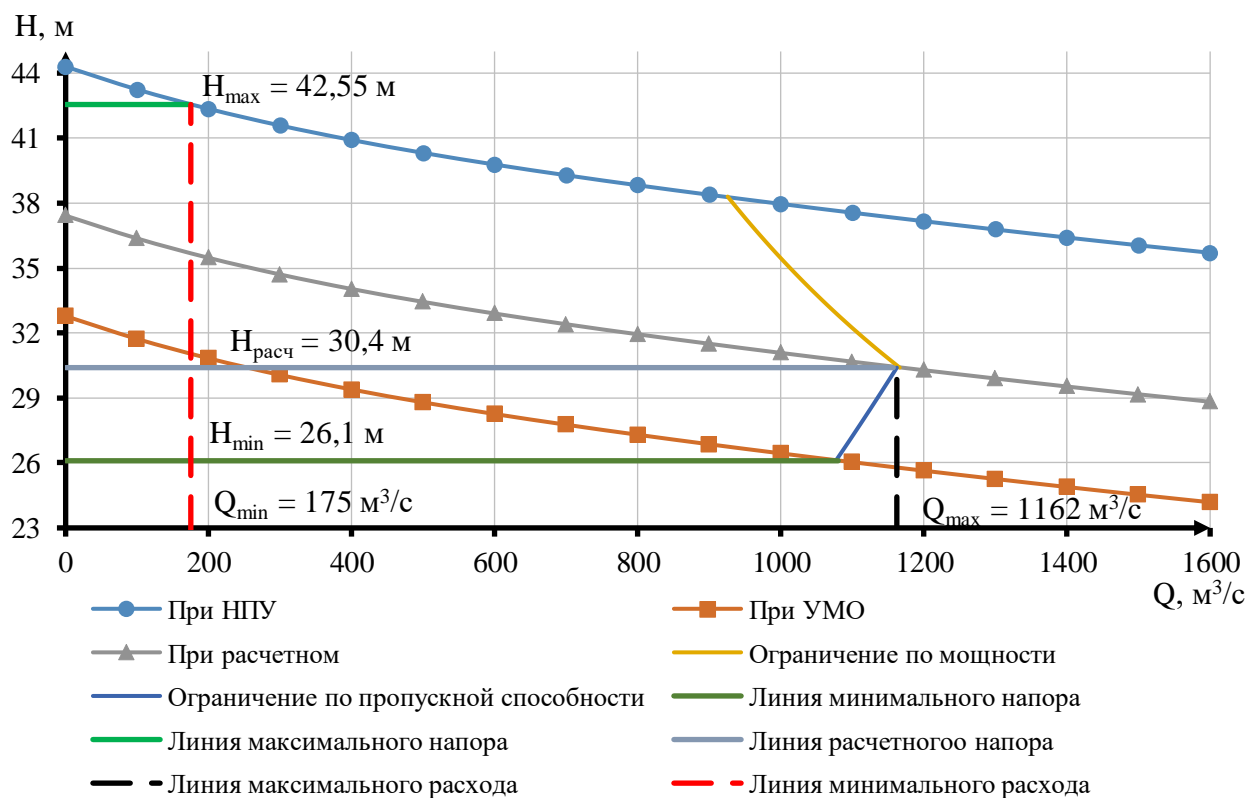


Рисунок 3.1 – Режимное поле

Из построенного режимного поля (рис. 3.1) определяем:

- максимальный напор $H_{max} = 42,55$ м;
- расчётный напор $H_{расч} = 30,4$ м;
- минимальный напор $H_{min} = 26,1$ м.

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

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

Таким образом был осуществлен подбор вариантов турбин основываясь на полученном из режимного поля (рис. 3.1) диапазоне напоров.

Параметры моделей выбранных гидротурбин представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры моделей гидротурбин

Параметр	ПЛ50-В	ПЛД50-В60	РО45-В
$H_{пред},$ м	50	50	45
H_{min}/H_{max}	0,5	0,5	0,6
$n'_{Iopt},$ об/мин	116	113	82
$Q_{Iopt},$ л/с	1000	1100	1200
$\eta_{мопт}$	0,916	0,910	0,921
$Q'_{Imax},$ л/с	1500	1650	1430
$D_{Im},$ м	0,46	0,35	0,46
$H_{мод},$ м	12	5	4
$t_{мод},$ °С	21	16	8

Задаваясь рядом стандартных значений диаметров D_1 , для каждого диаметра рассчитаны следующие параметры:

- КПД натурной турбины:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1мод}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{мод}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_{мод}}} \right) = 1 - (1 - 0,916) \cdot \left((1 - 0,75) + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,46}{8}} \cdot \sqrt[10]{\frac{4}{30,4}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,3}{1,384}} \right) = 0,953, \quad (3.1)$$

где η_M – КПД модельной турбины;
 $D_{1мод}$ – диаметр модельной турбины;
 $H_{мод}$ – напор модельной турбины;

D_1 – диаметр натурной турбины;
 H_p – расчетный напор натурной гидротурбины;
 $\nu_n, \nu_{\text{мод}}$ – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натуральных и модельных условий;

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

- Мощность агрегата в расчетной точке:

$$N_a' = 9,81 \cdot Q'_{I_p} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_G = 9,81 \cdot 1,2 \cdot 8^2 \cdot 30,4^{1,5} \cdot 0,953 \cdot 0,96 = 115565 \text{ кВт}, \quad (3.2)$$

где Q'_{I_p} – приведенный расход в расчетной точке;

- Количество агрегатов:

$$Z'_a = \frac{N_{\text{уст}}}{N_a'} = \frac{306000}{115565} = 2,6, \quad (3.3)$$

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность ГЭС.

Число агрегатов округлено в большую сторону до целого числа кратного двум или трем. После уточнена мощность гидроагрегата:

$$N_a = \frac{N_{\text{уст}}}{Z_a} = \frac{306}{3} = 102000 \text{ кВт}. \quad (3.4)$$

- Поправка КПД:

$$\Delta = \frac{\eta_T}{\eta_M} = \frac{0,953}{0,921} = 1,035. \quad (3.5)$$

- Частота вращения турбины:

$$n'_c = \frac{n'_{I_p} \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1} = \frac{116 \cdot \sqrt{1,035 \cdot 30,4}}{8} = 81,3 \approx 83,3 \text{ об/мин}. \quad (3.6)$$

где n'_{I_p} - приведенная частота вращения модельной гидротурбины в расчетной точке на ГУХ.

По полученной синхронной частоте вращения было принято ближайшее большее стандартное значение $n_{\text{синх}}$.

- Приведенные частоты вращения, соответствующие максимальному, расчетному и минимальному напорам:

$$n'_{I_{\text{max}}} = \frac{n_{\text{синх}} \cdot D_1}{(\Delta \cdot H_{\text{min}})^{0,5}} = \frac{83,3 \cdot 8}{(1,035 \cdot 26,1)^{0,5}} = 128 \text{ об/мин}, \quad (3.7)$$

$$n'_{\text{расч}} = \frac{n_{\text{синх}} \cdot D_1}{(\Delta \cdot H_p)^{0.5}} = \frac{83,3 \cdot 8}{(1,035 \cdot 30,4)^{0.5}} = 119 \text{ об/мин}, \quad (3.8)$$

$$n'_{\text{min}} = \frac{n_{\text{синх}} \cdot D_1}{(\Delta \cdot H_{\text{max}})^{0.5}} = \frac{83,3 \cdot 8}{(1,035 \cdot 42,55)^{0.5}} = 100 \text{ об/мин}. \quad (3.9)$$

После предварительного выбора необходимо построить зоны работы гидротурбин. Для этого определяется расчетная и максимальная точки:

$$Q'_{\text{ip}} \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1.5} \cdot \eta_T} = \frac{102000}{9,81 \cdot 8^2 \cdot 30,4^{1.5} \cdot 0,96} = 1,006, \quad (3.10)$$

$$Q'_{\text{max}} \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\text{max}}^{1.5} \cdot \eta_T} = \frac{102000}{9,81 \cdot 8^2 \cdot 42,55^{1.5} \cdot 0,96} = 0,608. \quad (3.11)$$

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

Приведенный минимальный расход при максимальном и минимальном напорах соответственно:

$$Q'_{I(H_{\text{max}})} = \frac{Q_{\text{min}}}{z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p \cdot H_{\text{max}}}} = \frac{175}{8^2 \cdot \sqrt{1,035 \cdot 42,55}} = 0,412, \quad (3.12)$$

$$Q'_{I(H_{\text{min}})} = \frac{Q_{\text{min}}}{z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p \cdot H_{\text{min}}}} = \frac{175}{8^2 \cdot \sqrt{1,035 \cdot 26,1}} = 0,526, \quad (3.13)$$

где $z_a = 1$ – число агрегатов, обеспечивающих минимальный расход.

Все результаты сведены в таблицы 3.3 – 3.5.

Таблица 3.3 – Сводная таблица параметров гидротурбины ПЛ50-В

Параметр	Значение						
	6	6,3	6,7	7,1	7,5	8	8,5
D_1 , м	6	6,3	6,7	7,1	7,5	8	8,5
Δ_p	0,952	0,952	0,952	0,953	0,953	0,953	0,954
N'_a , МВт	64896	71569	80975	90963	101533	115565	130506
Z' , шт	4,7	4,3	3,8	3,4	3,0	2,6	2,3
Z_a , шт	6	6	4	4	3	3	3
N_a , МВт	51000	51000	76500	76500	102000	102000	102000
Δ'	1,033	1,034	1,034	1,034	1,035	1,035	1,035
$n'_{\text{с}}$, об/мин	108	103	97	92	87	81	77
$n_{\text{с}}$, об/мин	115,7	107,1	100	93,8	88,2	83,3	83,3
n'_{max} , об/мин	134	130	129	128	127	128	136
n'_{min} , об/мин	124	120	120	119	118	119	126
$n'_{\text{расч}}$, об/мин	105	102	101	100	100	100	107
$Q'_{\text{ip}} \cdot \eta_T$	0,895	0,811	1,076	0,958	1,145	1,006	0,891
Q'_{ip} , м ³ /с	0,980	0,890	1,180	1,050	1,255	1,102	0,978
η_T , о.е.	0,913	0,911	0,912	0,913	0,912	0,913	0,911

Окончание таблицы 3.3

Параметр	Значение						
	$Q'_{I_{max}} \cdot \eta_T$	0,540	0,490	0,650	0,579	0,691	0,608
$Q'_{I_{max}}, M^3/c$	0,603	0,550	0,720	0,643	0,763	0,675	0,600
η_T , о.е.	0,896	0,891	0,903	0,90	0,906	0,901	0,897
$Q'_{I(H_{max})}, M^3/c$	0,367	0,332	0,588	0,523	0,469	0,412	0,365
$Q'_{I(H_{min})}, M^3/c$	0,468	0,424	0,750	0,668	0,599	0,526	0,466

Таблица 3.4 – Сводная таблица параметров гидротурбины ПЛД50-В60

Параметр	Значение						
	D_1 , м	6	6,3	6,7	7,1	7,5	8
Δ_p	0,945	0,945	0,945	0,946	0,946	0,946	
N'_a , МВт	64412	71038	80379	90299	100797	114733	
Z' , шт	4,7	4,3	3,8	3,4	3,0	2,7	
Z_a , шт	6	6	4	4	3	3	
N_a , МВт	51000	51000	76500	76500	102000	102000	
Δ'	1,038	1,038	1,039	1,039	1,040	1,040	
n'_c , об/мин	106	101	95	89	85	79	
n_c , об/мин	107,1	107,1	100	93,8	88,2	83,3	
n'_{max} , об/мин	123	130	129	128	127	128	
n'_{min} , об/мин	114	120	119	118	118	119	
$n'_{расч}$, об/мин	97	102	101	100	99	100	
$Q'_{Ip} \cdot \eta_T$	0,895	0,811	1,076	0,958	1,145	1,006	
$Q'_{Ip}, M^3/c$	0,99	0,904	1,189	1,050	1,300	1,110	
η_T , о.е.	0,904	0,897	0,905	0,906	0,881	0,906	
$Q'_{I_{max}} \cdot \eta_T$	0,540	0,490	0,650	0,579	0,691	0,608	
$Q'_{I_{max}}, M^3/c$	0,620	0,564	0,732	0,658	0,775	0,689	
η_T , о.е.	0,872	0,868	0,888	0,880	0,891	0,883	
$Q'_{I(H_{max})}, M^3/c$	0,366	0,332	0,586	0,522	0,468	0,411	
$Q'_{I(H_{min})}, M^3/c$	0,467	0,423	0,749	0,667	0,597	0,525	

Таблица 3.5 – Сводная таблица параметров гидротурбины РО45-В

Параметр	Значение				
	D_1 , м	6	6,7	7,1	7,5
Δ_p	0,952	0,952	0,953	0,953	0,953
N'_a , МВт	64896	80975	90963	101533	115565
Z' , шт	4,7	3,8	3,4	3,0	2,6
Z_a , шт	6	4	4	3	3
N_a , МВт	51000	76500	76500	102000	102000
Δ'	1,033	1,034	1,034	1,035	1,035
n'_c , об/мин	77	69	65	61	57
n_c , об/мин	88	72	68	64	60
n'_{max} , об/мин	102	93	93	92	92
n'_{min} , об/мин	94	86	86	86	86
$n'_{расч}$, об/мин	80	73	73	72	72
$Q'_{Ip} \cdot \eta_T$	0,895	1,076	0,958	1,145	1,006
$Q'_{Ip}, M^3/c$	1,070	1,185	1,089	1,245	1,127

Окончание таблицы 3.5

Параметр	Значение				
	η_T , о.е.	0,839	0,909	0,880	0,920
$Q'_{I_{max}} \cdot \eta_T$	0,540	0,650	0,579	0,691	0,608
$Q'_{I_{max}}$, М ³ /с	0,692	0,780	0,715	0,820	0,737
η_T , о.е.	0,780	0,833	0,810	0,843	0,825
$Q'_{I(H_{max})}$, М ³ /с	0,367	0,588	0,523	0,469	0,412
$Q'_{I(H_{min})}$, М ³ /с	0,468	0,750	0,668	0,599	0,526

Зоны работы гидротурбин обозначены на ГУХ и представлены в приложении Б, рис. Б.1 – Б.3.

Для дальнейших расчетов выбрана турбина ПЛ50-В-800, так как она имеет:

- Оптимальную рабочую зону турбины;
- Наибольший КПД в рабочей точке и точке оптимума;
- Оптимальную высоту отсасывания;
- Меньшее число гидроагрегатов.

3.2 Определение отметки установки рабочего колеса и гидротурбины

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы:

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

где $z_{NB}(Q_{NB})$ – отметка уровня воды в НБ при расходе, соответствующем расчетному значению высоты отсасывания;

H_s – высота отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{z_{NB}(Q_{NB})}{900} - \sigma H - \Delta H_s + \Delta Z_{x,пл}, \quad (3.15)$$

где ΔH_s – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающее неточности определения σ при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас (1,5 м);

σ – коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчётных точек;

H – напор турбины, определяемый уровнем верхнего бьефа и $z_{NB}(Q_{NB})$;

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

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

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

После определения расчетных значений высот отсасывания определяются отметки установки рабочего колеса. Наименьшая отметка отмечается на компоновочном чертеже установки.

Расчитанные параметры сведены в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Значения высот отсасывания и отметок установки рабочего колеса

Параметр	Значение
Турбина	ПЛ50-В
D_1 , м	8,00
$Z_{НБmax}$, м	127,68
$Z_{НБрасч}$, м	127,36
$Z_{НБmin}$, м	126,15
$H_S(H_{max})$, м	1,51
$H_S(H_{расч})$, м	-0,25
H_S , м	4,01
$Z_{рк(H_{max})}$, м	131,69
$Z_{рк(H_{расч})}$, м	127,11
$Z_{рк}$, м	127,66

Отметки установки рабочего колеса турбины:

$$Z_{рк(H_{max})} = Z_{НБ(max)} + H_{S(H_{max})} = 127,68 + 1,51 = 131,69 \text{ м}, \quad (3.16)$$

$$Z_{рк(H_{расч})} = Z_{НБ(расч)} + H_{S(H_{расч})} = 127,36 - 0,25 = 127,11 \text{ м}, \quad (3.17)$$

$$Z_{рк(H_{min})} = Z_{НБ(min)} + H_{S(H_{min})} = 126,15 + 4,01 = 127,66 \text{ м}. \quad (3.18)$$

Принимаем отметку рабочего колеса $\nabla Z_{рк} = 127,11 \text{ м}$.

3.3 Расчет и построение плана бетонной спиральной камеры с плоским потолком и неполным углом охвата

Угол охвата спиральной камеры $\varphi_{сп} = 225^\circ$ взят из проточной части модельной гидротурбины ПЛ50-В (Приложение Б, рис. Б.4).

Наружный радиус входного сечения также из проточной части:

$$r_{вх} = 1,739 \cdot D_1 = 1,63 \cdot 8 = 13,91 \text{ м}. \quad (3.19)$$

Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_{\text{нар}} = 11,95 \text{ м},$$

$$r_a = \frac{D_{\text{нар}}}{2} = \frac{11,95}{2} = 5,98 \text{ м}. \quad (3.20)$$

Диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_{\text{вн}} = 10,45 \text{ м},$$

$$r_b = \frac{D_{\text{вн}}}{2} = \frac{10,45}{2} = 5,23 \text{ м}. \quad (3.21)$$

Высота статора:

$$B_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 2,8 + 0,0033 \cdot 8 = 2,83 \text{ м}, \quad (3.22)$$

где b_0 – высота направляющего аппарата из проточной части.
Полный расход через турбину:

$$Q_0 = \frac{N_a}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{\text{опт}}} = \frac{102000}{9,81 \cdot 30,4 \cdot 0,945} = 360,75 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.23)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_{\text{вх}} = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{360,75 \cdot 225}{360} = 225,47 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.24)$$

Площадь входного поперечного сечения:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{V_{\text{вх}}} = \frac{225,47}{4,5} = 50,1 \text{ м}^2. \quad (3.25)$$

Высота входного сечения определяется из квадратного уравнения:

$$F_{\text{вх}} = b_0 \cdot (r_a - r_b) + (r_{\text{вх}} - r_a) \cdot b_{\text{вх}} - \frac{(b_{\text{вх}} - b_0)^2}{2} \cdot \text{tg}15^\circ, \quad (3.26)$$

$$50,1 = 2,8 \cdot (5,98 - 5,23) + (13,91 - 5,98) \cdot b_{\text{вх}} - \frac{(b_{\text{вх}} - 2,8)^2}{2} \cdot \text{tg}15^\circ, \quad (3.27)$$

$$0,13397 \cdot b_{\text{вх}}^2 - 17,03948 \cdot b_{\text{вх}} - 34,9 = 0. \quad (3.28)$$

Отсюда:

$$b_{\text{вх}} = 6,47 \text{ м},$$

$$a_{\text{вх}} = r_{\text{вх}} - r_a = 13,91 - 5,98 = 7,94 \text{ м}. \quad (3.29)$$

Дальнейший расчет спиральной камеры выполнен аналитическим методом. Результаты расчета сведены в таблицу 3.7.

Таблица 3.7 – Результаты расчета бетонной спиральной камеры.

Величина	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
r_i	13,9	13,1	12,3	11,5	10,8	10,0	9,2	8,4	7,6	6,8	6,0	5,2
b_i	6,4	6,1	5,7	5,4	5,0	4,6	4,3	3,9	3,5	3,2	2,8	2,5
r_k	6,9	6,8	6,8	6,7	6,6	6,5	6,4	6,3	6,2	6,1	6,0	5,9
$\frac{r_k}{r_a}$	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,05	1,03	1,02	1,0	0,9
$\ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right)$	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	-0,1
$\frac{r_i}{r_a}$	2,3	2,2	2,1	1,9	1,8	1,67	1,54	1,40	1,27	1,1	1,0	0,9
$\ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right)$	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6	0,51	0,43	0,34	0,24	0,1	0,0	-0,1
$b_i \cdot \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right)$	5,4	4,8	4,1	3,5	2,9	2,37	1,83	1,32	0,85	0,4	0,0	-0,3
$r_k \cdot ctg\gamma$	25,9	25,6	25,2	24,8	24,5	24,1	23,8	23,4	23,0	22,7	22,3	21,9
$r_k \cdot ctg\gamma \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right)$	3,9	3,5	3,1	2,7	2,3	1,9	1,5	1,1	0,8	0,4	0,0	-0,3
J_i	5,5	4,9	4,3	3,8	3,2	2,7	2,2	1,7	1,2	0,8	0,4	0,1
φ_i	225	200	176	153	130	108	88	68	49	32	16	2

По рассчитанным промежуточным значениям спирали построен график $\varphi_{сп} = f(r_i)$ (рис. 3.2).

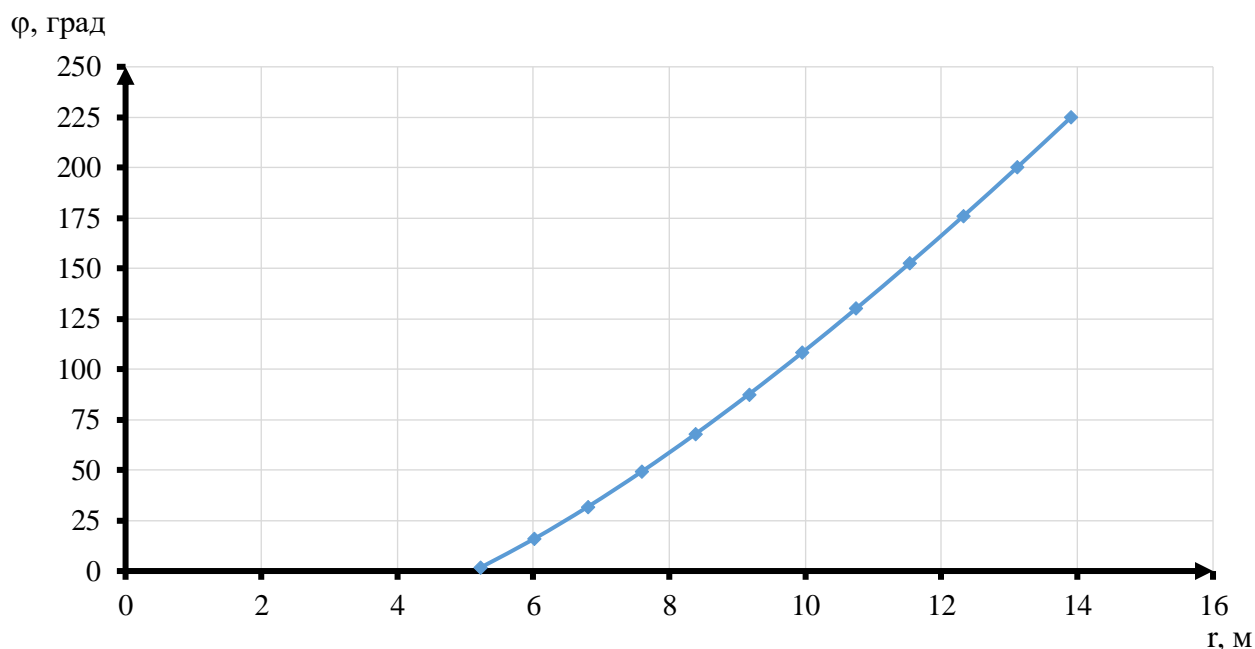


Рисунок 3.2 – График зависимости

Путем разбиения угла охвата спиральной части камеры на интервалы $\Delta\varphi_{сп} = 15^\circ$ были получены значения для таблицы 3.8.

Таблица 3.8 – Разбиение угла охвата спиральной камеры

φ_i , град	r_i , м
0	5,13
15	5,94
30	6,67
45	7,36
60	8,00
75	8,62
90	9,21
105	9,79
120	10,34
135	10,89
150	11,42
165	11,93
180	12,44
195	12,94
210	13,43
225	13,91

Определение ширины подвода из проточной части:

$$B' = 2,928 \cdot D_1 = 2,928 \cdot 8 = 23,42 \text{ м.} \quad (3.30)$$

Ширина подвода $B' > 7$ м, необходимо установить промежуточный бычок.

Толщина промежуточного бычка:

$$b \geq 1 + \frac{Q_{max}}{400} = 1 + \frac{371,75}{400} = 1,93 \text{ м,} \quad (3.31)$$

где Q_{max} – максимальный расход воды через турбину:

$$Q_{max} = \frac{N_a}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{max}} = \frac{102000}{9,81 \cdot 30,4 \cdot 0,945} = 360,74 \text{ м}^3/\text{с,} \quad (3.32)$$

где η_{max} – КПД турбины при максимальном расходе и номинальной мощности.

План бетонной спиральной камеры представлен в приложении Б, рис. Б.5.

3.4 Расчет гидрогенератора

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

Основные критерии, по которым произведен расчет 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 $N = 102000$ кВт.

Синхронная частота вращения $n = 83,3$ об/мин.
Номинальная кажущаяся мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{102000}{0,85} = 120 \text{ МВА}, \quad (3.33)$$

где $\cos\varphi = 0,81 - 0,9$.
Число пар полюсов:

$$2p = \frac{6000}{n_{\text{синхр}}} = \frac{6000}{83,3} = 72, \quad (3.34)$$

Расчётная мощность:

$$S_p = k \cdot S_H = 1,07 \cdot 120 = 128 \text{ МВА}, \quad (3.35)$$

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

$$S^\alpha = \frac{S_H}{2p} = \frac{120 \cdot 10^3}{72} = 1,66, \quad (3.36)$$

Полюсное деление, зависящее от нагрузки и от способа охлаждения:

$$\tau^* = A \cdot S^\alpha = 0,451 \cdot 1,66^{0,239} = 0,51 \text{ м}, \quad (3.37)$$

где A и α – эмпирические коэффициенты.
Диаметр ротора:

$$D_i = \frac{\tau^* \cdot 2p}{\pi} = \frac{0,51 \cdot 72}{3,14} = 11,7 \text{ м}, \quad (3.38)$$

Предельная окружная скорость:

$$v_{\text{пр}} = \frac{\pi \cdot D_i \cdot k_{\text{разг}} \cdot n_c}{60} = \frac{3,14 \cdot 8 \cdot 2 \cdot 83,3}{60} = 102 \text{ м/с}, \quad (3.39)$$

Коэффициент машины:

$$C_a = \frac{R}{S^{\alpha\gamma}} = \frac{8,9}{1,66^{0,105}} = 8,44, \quad (3.40)$$

Высота активной стали:

$$l_a = \frac{W_{\square}}{D_i^2} = \frac{30 \cdot C_a \cdot S_p}{\pi \cdot n_{\text{синхр}} \cdot D_i^2} = \frac{30 \cdot 8,44 \cdot 128}{3,14 \cdot 83,3 \cdot 8^2} = 0,91 \text{ м}, \quad (3.41)$$

Высота активной стали стандартизирована, поэтому ближайшее значение $l_a = 1,0\text{ м}$

Внешний диаметр вала:

$$d_B = 13 \cdot \sqrt[3]{\frac{N_a}{n_c}} = 13 \cdot \sqrt[3]{\frac{102000}{83,3}} = 138,9 \text{ см}, \quad (3.42)$$

Принимаем стандартную величину (округляем кратно 100 мм), таким образом $d_B = 130 \text{ см}$

Общая масса генератора приближенно:

$$G_{\text{ген}} = \psi \cdot D_i \cdot l_a = 46 \cdot 8 \cdot 1 = 537,1 \text{ т}, \quad (3.43)$$

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

Вес ротора генератора с валом:

$$G_{\text{рот}} = 0,55 \cdot G_{\text{ген}} = 0,53 \cdot 537,1 = 295,4 \text{ т}, \quad (3.44)$$

Диаметр активной стали:

$$D_a = D_i + (0,5 \div 0,9) = 11,7 + 0,8 = 12,50 \text{ м}, \quad (3.45)$$

Тогда, маркировка генератора: СВ-1250/100-72. Основные размеры генератора занесены в таблицу 3.9.

Таблица 3.9 – Основные характеристики гидрогенератора СВ-1250/100-72

Элемент	Параметры	Значение
статор	высота корпуса $h_{\text{ст}}$	1,70
	диаметр корпуса $D_{\text{ст}}$	13,92
	диаметр активной стали D_a	12,50
верхняя крестовина	высота $h_{\text{в.к}}$	1,28
	диаметр лучей $D_{\text{в.к}}$	13,92
подпятник	высота $h_{\text{п}}$	1,75
	диаметр кожуха $D_{\text{п}}$	4,67
надстройка	высота h_0	0,40
	диаметр d_0	2,34
кратер	диаметр $D_{\text{кр}}$	16,35
	минимальная ширина подхода b	0,40
исполнение	Зонтичное	

3.5 Выбор вспомогательного оборудования

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 маслотовоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме для ПЛ гидротурбин (рис. 3.3) определен тип маслоснапорной установки для напора $H_{max} = 42,55$ м и $D_1 = 8$ м: МНУ 25/2-40-32-3, где:

- 25 – объем гидроаккумулятора;
- 2 – количество гидроаккумуляторов;
- 40 – сосуд, рассчитанный на давление 40 кгс/см²;
- 32 – вместительность сливного бака в м³;
- 3 – количество насосов.

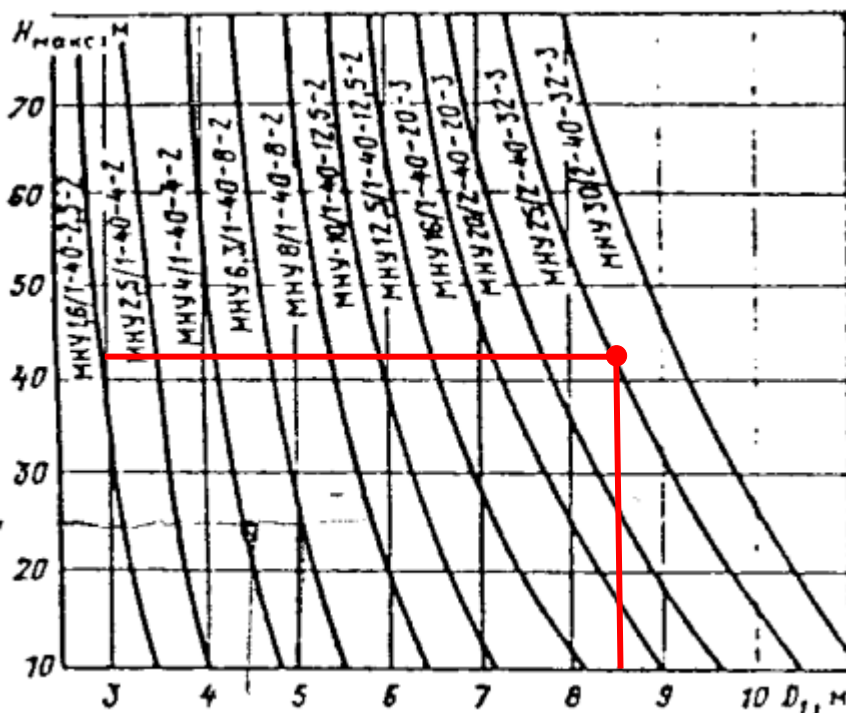


Рисунок 3.3 – Номограмма для выбора маслоснапорной установки поворотной лопастной турбины

Для ПЛ гидротурбины выбран ЭГР для гидроагрегата с двумя регулирующими органами. Согласно справочным данным [2], выбираем электрогидравлический регулятор типа ЭГРК-2И1-150-4, где:

- ЭГРК – электрогидравлический регулятор с комбинатором;
- 2И1 – управляющая колонка 2И1;
- 150 – диаметр главного золотника в мм;
- 4 – гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

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

На карте энергосистемы Пермского края самой ближайшей подстанцией оказалась ПС «Бумажная» 220/110/35/11/10 кВ на расстоянии 93,2 км от проектируемого гидроузла.

Для рассмотрения принимаются два варианта: схема с тремя одиночными блоками и одним объединенными (один укрупнённый и один одиночный блок) блокам.

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

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.2.1 Выбор синхронного генератора

Номинальная активная мощность гидрогенераторов и их число уже известны, следовательно, выбор генераторов сводится фактически только к выбору их типа.

По проведенным ранее расчетам выбирается синхронный генератор СВ-1250/100-72. Паспортные данные генератора приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные генератора СВ-1250/100-72

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВ·А	120
Номинальная активная мощность	$P_{ном}$	МВт	102
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,8
Коэффициент полезного действия	η	%	97,5
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	15,75
Индуктивные сопротивления	x''_d	о.е.	0,26
	x'_d	о.е.	0,35
	x_d	о.е.	0,89

4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночными блоками

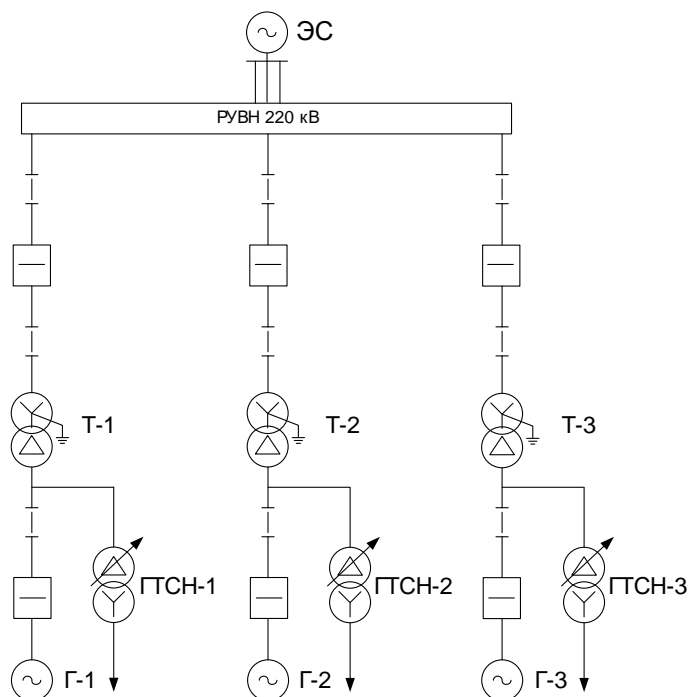


Рисунок 4.1 – Схема с одиночными блоками

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

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

$$S_{\text{расч.т.}} = \frac{P_{\text{ном.ген}} - P_{\text{с.н.ГЭС}}}{\cos\varphi_{\text{ген}}} = \frac{102 - (0,01 \cdot 306)}{0,8} = 123,31 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.1)$$

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

По каталогу ООО "Тольятинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦ-200000/220-У1. Паспортные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-200000/220-У1

$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
200	230	15,75	10,85	0,58	0,084	0,088

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

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

Время работы блока в течение года:

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

где $\mu = 1$ – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;
 $T_{пл} = 30$ – время плановых простоев блока в течение года, ч;
 $\omega = 0,025$ – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;
 $T_{в} = 60$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч.

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{раб} = 1 \cdot 0,084 \cdot 8729 = 733 \text{ МВт} \cdot \text{ч,} \quad (4.4)$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_k}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{расч.т.}}{S_{т.ном}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,58}{1} \cdot \left(\frac{123,31}{200}\right)^2 \cdot 2405 = 530 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного блока:

$$\begin{aligned} I &= \beta_1 \cdot \Delta W_{xx} + \beta_2 \cdot \Delta W_H = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 733 + 1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 530 = \\ &= 10,76 \text{ тыс. руб/год,} \end{aligned} \quad (4.6)$$

где β_1 – тарифная ставка в режиме холостого хода;
 β_2 – тарифная ставка в режиме холостого хода.
 Величина издержек для схемы с одиночными блоками:

$$I_{(од)} = I \cdot 3 = 10,76 \cdot 3 = 32,28 \text{ тыс. руб/год.} \quad (4.7)$$

4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком

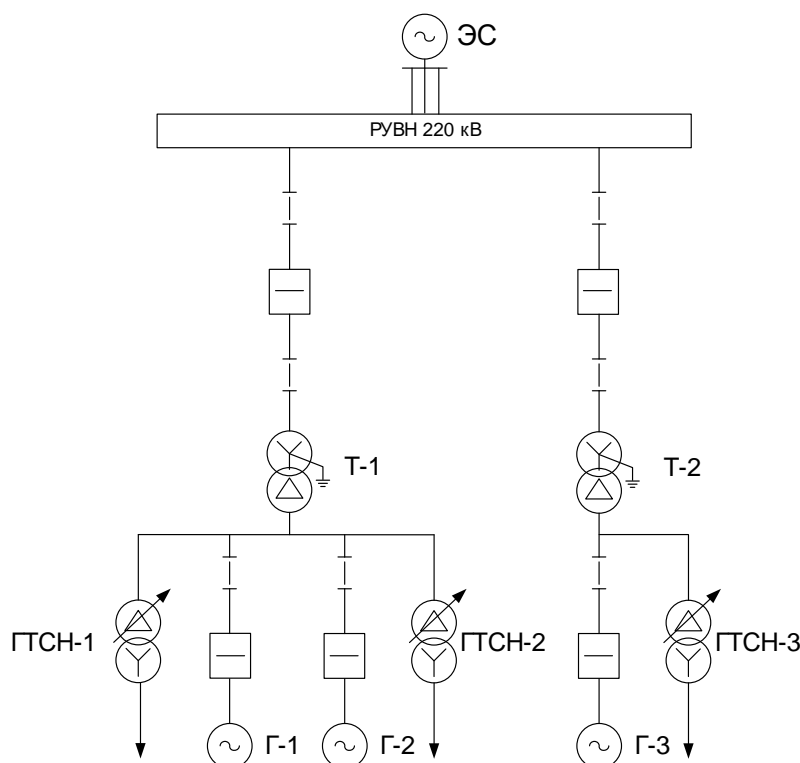


Рисунок 4.2 – Схема с укрупненным блоком

Схема состоит из одного укрупненного блока и одного одиночного блока. Таким образом, производится расчет для укрупненного блока.

В обязательном наличии трансформатор расщепленную обмотку НН.

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

$$S_{\text{расч.т.}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{ном.ген}} - P_{\text{с.н.ГЭС}}}{\cos\varphi_{\text{ген}}} = 2 \cdot \frac{102 - (0,01 \cdot 306)}{0,8} = 247,35 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.8)$$

На данную мощность не было найдено трансформатора, поэтому в дальнейшем выбрана схема с одиночными блоками.

4.2.4 Выбор трансформаторов собственных нужд

Согласно действующей нормативной документации трансформатор собственных нужд ГЭС, выбирается с таким значением номинальной мощности, чтобы он смог обеспечить электропотребление всей станции при отказе других ГТСН. Данное требование обуславливается надёжностью станции.

В распределительных сетях СН и выпрямительные трансформаторы рекомендуется применять с сухой изоляцией, а также должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания.

Выбранный трансформатор собственных нужд обязан иметь РПН.

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot \frac{P_{уст.ГЭС}}{\cos\varphi_{ген}} = 0,01 \cdot \frac{305000}{0,8} = 3813 \text{ кВ} \cdot \text{А}. \quad (4.9)$$

Выбираем трансформатор ТДНС-10000/15,75/6,3-У1 производства ООО "Тольятинский Трансформатор". Паспортные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 –Паспортные данные трансформатора ТДНС-10000/15,75/6,3-У1

$S_{ном}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$U_H, \text{кВ}$		$U_K, \%$	$\Delta P_K, \text{кВт}$	$\Delta P_{xx}, \text{кВт}$	$I_x, \%$
	U_{BH}	U_{HH}				
10	15,75	6,3	7,5	12	60	0,75

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

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{уст.ГЭС} - P_{с.н.ГЭС}}{\cos\varphi_{ген}} = \frac{305 - 0,01 \cdot 305}{0,8} = 377 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.10)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{нат} = 135 \text{ МВт}.$$

Коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП 220 кВ:

$$k = 1,2.$$

Коэффициент мощности системы:

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

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{л} = \frac{S_{\Sigma}}{(k \cdot P_{нат} / \cos\varphi_c)} + 1 = \frac{377}{(1,4 \cdot 135 / 0,8)} + 1 = 2,86 \approx 3. \quad (4.11)$$

Рабочий ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{раб} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{377}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,33 \text{ кА}. \quad (4.12)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,00 \cdot 1,05 \cdot 0,33 = 0,347 \text{ кА}, \quad (4.13)$$

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

$\alpha_T = 1,00$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

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

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j} = \frac{347}{0,9} = 385,56 \text{ мм}^2. \quad (4.14)$$

Послеаварийный ток:

$$I_{\text{п.ав.}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{377}{(3-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,495 \text{ кА}, \quad (4.15)$$

По полученным значениям токов выбираем стандартный провод марки АС–300/39.

Длительный допустимый ток:

$$I_{\text{длит.доп.}} = 0,83 \text{ кА}.$$

Проверка:

$$I_{\text{длит.доп.}} > I_{\text{п.ав.}}$$

$$0,830 \text{ кА} > 0,495 \text{ кА}.$$

Условие выполняется, следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

Параметры провода АС–400/22 приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Параметры провода марки АС–400/51

Число проводов в фазе, шт	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , См/км
1	0,075	0,420	$2,70 \cdot 10^{-6}$

4.4 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:

$$K = (k + n) \cdot K_{ОРУ} + i \cdot K_{с.т.} + m \cdot K_{т.с.н.} = (6 + 1) \cdot 15 + 3 \cdot 229,49 + 3 \cdot 5,3 = 809,37 \text{ млн. руб,} \quad (4.16)$$

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.

Полные приведенные затраты для схемы с одиночными блоками:

$$Z_1 = E_n \cdot K + И = 0,15 \cdot 809,37 + 0,032 = 121,44 \text{ млн. руб,} \quad (4.17)$$

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

K – капитальные затраты;

$И$ – издержки.

4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Согласно СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.010-2008 – «Схема 13 (две рабочие системы шин) и схема 13Н с двумя рабочими и обходной системами сборных шин применяется на напряжении 110...220 кВ при числе присоединений от 5 до 15 при повышенных требованиях к надежности питания каждой ВЛ и при отсутствии возможности отключения всех присоединений секции (системы шин) на время ревизии и ремонта этой секции сборных шин.».

Для данной проектируемой станции, исходя из количества присоединений (6) и требований к надёжности, манёвренности и экономичности, была выбрана схема №220-13Н (две рабочие и обходная системы шин).

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

4.6.1 Расчет исходных данных

Определены индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,26 \cdot \frac{15,75^2}{120} = 0,537 \text{ Ом.} \quad (4.18)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_*'' \cdot U_{\text{б}} = 1,13 \cdot 15,75 = 17,798 \text{ кВ.} \quad (4.19)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\text{T}} = \frac{U_{\text{к\%}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{15,75 \cdot 230^2}{100 \cdot 200} = 28,698 \text{ Ом.} \quad (4.20)$$

Система:

$$x_{\text{С}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{230^2}{150} = 211,6 \text{ Ом.} \quad (4.21)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_{\text{Л}} = x_{0,\text{УД}} \cdot l = 0,42 \cdot 93,2 = 39,144 \text{ Ом.} \quad (4.22)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_{\text{С}} = E_{\text{С}} \cdot U_{\text{б1}} = 1,0 \cdot 230 = 230 \text{ кВ.} \quad (4.23)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_{\text{T}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{15,75}{230} = 0,065. \quad (4.24)$$

Определены активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{\Gamma}}{T_{\text{а,}\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,58}{0,045 \cdot 314} = 0,038 \text{ Ом,} \quad (4.25)$$

$$r_c = \frac{x_c}{T_{a,c} \cdot \omega} = \frac{211,6}{0,035 \cdot 314} = 19,254 \text{ Ом}, \quad (4.26)$$

$$r_l = r_{0,уд} \cdot l = 0,075 \cdot 93,2 = 6,990 \text{ Ом}, \quad (4.27)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_0^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{0,58 \cdot 230^2}{200^2} = 0,767 \text{ Ом}. \quad (4.28)$$

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 4.3 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.4 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.5 представлены исходные данные по генераторам.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			зак	1	Г1		16
2	<input type="checkbox"/>			зак	2	Г2		16
3	<input type="checkbox"/>			зак	3	Г3		16
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Блок - 1		16
5	<input type="checkbox"/>			у	5	Блок - 2		16
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Блок - 3		16
7	<input type="checkbox"/>			у	7	ОРУ		242
8	<input type="checkbox"/>			у	8	Система		242

Рисунок 4.3 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД...	N_анц	Kт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	4		Г1 - Блок - 1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	5		Г2 - Блок - 2							
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	3	6		Г3 - Блок - 3							
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4	7		Блок - 1 - ОРУ	0,85	31,77					15,365
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	7		Блок - 2 - ОРУ	0,85	31,77					15,365
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	6	7		Блок - 3 - ОРУ	0,85	31,77					15,365
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	7	8		ОРУ - Система	8,95	39,98					
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	7	8		ОРУ - Система	8,95	39,98					
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	7	8		ОРУ - Система	8,95	39,98					

Рисунок 4.4 – Исходные данные по ветвям

	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1		1		1	0,038	0,537	0,038	0,537	0,038	0,537	17,798
2		2		2	0,038	0,537	0,038	0,537	0,038	0,537	17,798
3		3		3	0,038	0,537	0,038	0,537	0,038	0,537	17,798
4		4		8	21,315	234,256	21,315	234,256	21,315	234,256	242,000

Рисунок 4.5 – Исходные данные по генераторам

Результаты расчётов токов КЗ представлены на рисунках 4.6, 4.7, 4.8 и сведены в таблицу 4.5.

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0
1	1	1	1	1ф	7					7,6171	-88,28			7,6171	-88,28			7,6171	-88,28

Рисунок 4.6 – Результат расчета токов однофазного КЗ в П7

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1	1	1	3ф	7					15,2341	-88,28

Рисунок 4.7 – Результат расчетов токов трёхфазного КЗ в П7

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1	1	1	3ф	1					19,3140	-85,98

Рисунок 4.8 – Результат расчетов токов трёхфазного КЗ в П1

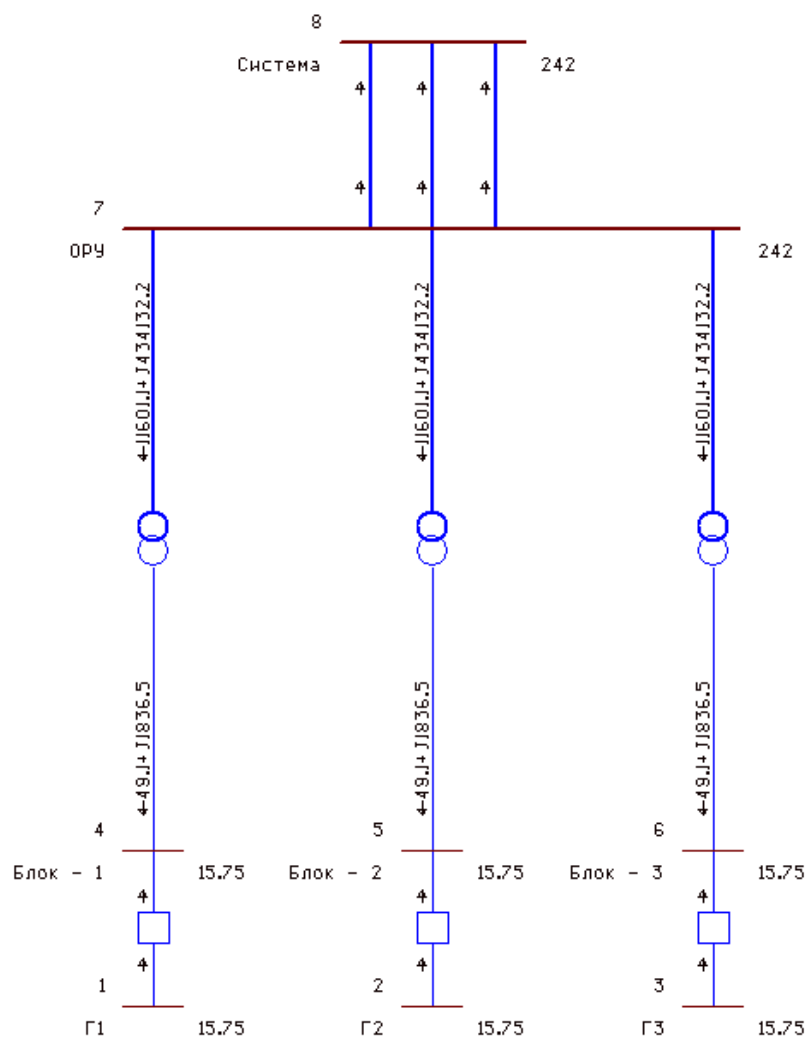


Рисунок 4.9 – Графика схемы

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

№	Тип КЗ	П	$I_{п.0}$, кА	$K_{уд}$	i_y , кА
1	1ф	7	22,851	1,721	55,616
2	3ф	7	15,230	1,721	37,068
3	3ф	1	19,310	1,979	54,043

$I_{ОРУ}^{(1)} = 55,616 \text{ кА} > I_{ОРУ}^{(3)} = 37,068 \text{ кА}$, следовательно, величина тока однофазного КЗ на ОРУ 220кВ является расчётной для проверки выключателей на отключающую способность.

4.7 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима

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

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

$$I_{Г,раб.мах} = 1,05 \cdot I_{Г.НОМ} = 1,05 \cdot \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{120}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 4,619 \text{ кА.} \quad (4.29)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{тр-ра} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,НОМ(-5\%)}} = \frac{120}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 0,95} = 0,301 \text{ кА.} \quad (4.30)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220 кВ:

$$I_{раб.мах} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{377}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,33 \text{ кА.} \quad (4.31)$$

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

$$I_{раб.утяж} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{134}{(3-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,495 \text{ кА.} \quad (4.32)$$

4.8 Выбор и проверка электрооборудования

4.8.1 Выбор комплектного распределительного устройства на генераторное напряжение 15,75 кВ

Генераторные КРУ позволяют обеспечить высочайший уровень безопасности и соответствия необходимым требованиям надёжности.

Генераторная распределительная установка VB1-D с вертикальной сборной шиной благодаря технологии переключающей выкатной тележкой каретки предлагает высокую эксплуатационную готовность и надежную и экономичную выработку энергии.

Благодаря классификации стойкости к паразитной дуге IAC A FLR 63 кА, 0,3 с, VB1-D гарантирует максимальную защиту персонала, а благодаря категории эксплуатационной готовности LSC 2B и классу ограничения распространения дуги PM – максимальную безотказность в работе.

Данный выбор был сделан, исходя из требований к коммутационной способности, компактности, доступности, и повсеместной модернизации ГЭС по всей стране, чтобы соответствовать вышеперечисленным требованиям.

Параметры генераторной распределительной установки NXAIR представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Параметры и проверка генераторной распределительной установки VB1-D

Критерий выбора	Каталожные данные	Расчётные данные	Условие выбора
Номинальное напряжение, кВ	15,75	15,75	$U_{НОМ} \geq U_{уст}$ условие выполняется

Окончание таблицы 4.6

Критерий выбора	Каталожные данные	Расчётные данные	Условие выбора
Длительный ток, кА	5,10	4,40	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм}}$ условие выполняется
	5,10	4,62	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$ условие выполняется
Симметричный ток отключения, кА	63,00	19,31	$I_{\text{отк.ном.}} \geq I_{\text{пт}}$ условие выполняется
Отключение апериодической составляющей тока КЗ	22,27	54,04	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$ условие не выполняется
Отключение полного тока КЗ, кА	111,37	81,35	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{отк.ном.}} \cdot (1 + \beta_{\text{ном}}) \geq \sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}}$ условие выполняется
Электродинамическая стойкость, кА	173,00	19,31	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{по}}$ условие выполняется
	173,00	54,04	$I_{\text{дин}} \geq i_{\text{у}}$ условие выполняется
Термическая стойкость, кА ² · с	63,00	54,07	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$ условие выполняется

4.8.2 Выбор разъединителей на генераторное напряжение 15,75 кВ

Выбран разъединитель типа РРЧЗ-20/6300 МУЗ производства ЗАО «ЗЭТО», параметры представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 - Параметры и проверка разъединителя РРЧЗ-20/6300 МУЗ

Критерий выбора	Каталожные данные	Расчётные данные	Условие выбора
Номинальное напряжение, кВ	20,00	15,75	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ условие выполняется
Длительный ток, кА	6,30	4,40	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм}}$ условие выполняется
Длительный ток, кА	6,30	4,62	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$ условие выполняется
Электродинамическая стойкость, кА	700,00	19,31	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{по}}$ условие выполняется
	700,00	54,04	$I_{\text{дин}} \geq i_{\text{у}}$ условие выполняется
Термическая стойкость, кА ² · с	120000,00	54,07	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$ условие выполняется

4.8.3 Выбор трансформаторов тока и напряжения на генераторное напряжение 15,75 кВ

Выбран трансформатор тока ТШЛ-СВЭЛ-15,75-2.1-0,2S/5P-6000/5-УХЛ2. Параметры трансформатора тока представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Параметры и проверка трансформатора тока

Критерий выбора	Каталожные данные	Расчётные данные	Условие выбора
Номинальное напряжение, кВ	15,75	15,75	$U_{ном} \geq U_{уст}$ условие выполняется
Длительный ток, кА	5,00	4,40	$I_{ном} \geq I_{ном}$ условие выполняется
	5,00	4,62	$I_{ном} \geq I_{max}$ условие выполняется
Термическая стойкость, кА ² · с	4800,00	54,07	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$ условие выполняется
Нагрузка	$Z \leq Z_{ном}, Z \approx R_{приборов} + R_{проводов} + R_{контактов}$ условие выполняется		

Выбирается трансформатор напряжения ЗНОЛ-СВЭЛ-15,75 УХЛ2. Параметры трансформатора напряжения представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Параметры и проверка трансформатора напряжения

Критерий выбора	Каталожные данные	Расчётные данные	Условие выбора
Номинальное напряжение, кВ	15,75	15,75	$U_{ном} \geq U_{уст}$ условие выполняется
Тип подключаемых приборов	условие выполняется		
Вторичная нагрузка	$Z \leq Z_{ном}, Z \approx R_{приборов} + R_{проводов} + R_{контактов}$ условие выполняется		

4.8.4 Выбор генераторного анализатора и синхронизатора

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3. Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега.

Выбран отечественный анализатор, производимый фирмой ООО «ЮПЗ Промсвязькомплект». АПКЭ-1 предназначен для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения.

Таблица 4.10 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
В цепи статора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8,0
В цепи ротора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8,0
Синхронизатор	АС-М3	RS485	0,5	10,0

4.8.5 Выбор выключателей и разъединителей на напряжение 220 кВ

Выбран элегазовый выключатель типа ВЭБ-УЭТМ-220/50/УХЛ1 фирмы «Уралэлектротяжмаш», параметры представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Параметры и проверка выключателя

Критерий выбора	Каталожные данные	Расчётные данные	Условие выбора
Номинальное напряжение, кВ	220,00	220,00	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ условие выполняется
Длительный ток, кА	2,50	0,33	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм}}$ условие выполняется
	2,50	0,49	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$ условие выполняется
Симметричный ток отключения, кА	50,00	15,23	$I_{\text{отк.ном.}} \geq I_{\text{пт}}$ условие выполняется
Электродинамическая стойкость, кА	125,00	15,23	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{по}}$ условие выполняется
	125,00	37,07	$I_{\text{дин}} \geq i_y$ условие выполняется
Термическая стойкость, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	7500,00	37,07	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$ условие выполняется

Выбран разъединитель типа РНДЗ.1-220/1000У1 фирмы «Электроцит ТМ Самара», параметры представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – 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	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм}}$ условие выполняется
	1,00	0,49	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$ условие выполняется
Электродинамическая стойкость, кА	100,00	15,23	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{по}}$ условие выполняется
Электродинамическая стойкость, кА	100,00	37,07	$I_{\text{дин}} \geq i_y$ условие выполняется
Термическая стойкость, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4800,00	37,07	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$ условие выполняется

4.8.6 Выбор трансформаторов тока и напряжения на напряжение 220 кВ

Выбран трансформатор тока ТФЗМ-220Б-1-У1. Производитель «ЭнергоСфера». Параметры трансформатора тока ТФЗМ-220Б-1-У1 представлены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Параметры и проверка трансформатора тока

Критерий выбора	Каталожные данные	Расчётные данные	Условие выбора
Номинальное напряжение, кВ	220	220	$U_{ном} \geq U_{уст}$ условие выполняется
Длительный ток, кА	1,00	0,33	$I_{ном} \geq I_{ном}$ условие выполняется
	1,00	0,49	$I_{ном} \geq I_{max}$ условие выполняется
Термическая стойкость, $кА^2 \cdot с$	4600,00	1,07	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$ условие выполняется
Нагрузка	$Z \leq Z_{ном}, Z \approx R_{приборов} + R_{проводов} + R_{контактов}$ условие выполняется		

Выбран трансформатор напряжения ЗНОГ-220-79У1. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Параметры трансформатора напряжения ЗНОГ-220-79У1 представлены в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Параметры и проверка трансформатора напряжения

Критерий выбора	Каталожные данные	Расчётные данные	Условие выбора
Номинальное напряжение, кВ	220	220	$U_{ном} \geq U_{уст}$ условие выполняется
Тип подключаемых приборов	условие выполняется		
Вторичная нагрузка	$Z \leq Z_{ном}, Z \approx R_{приборов} + R_{проводов} + R_{контактов}$ условие выполняется		

4.9 Выбор вспомогательного электрооборудования

Согласно ПУЭ:

- В начале и в конце токопровода, а также в промежуточных точках следует предусматривать стационарные заземляющие ножи или устройства для присоединения переносных заземлений;

- Гирлянды изоляторов единичных металлических и железобетонных опор, а также крайних опор участков с такими опорами и другие места с ослабленной изоляцией на ВЛ с деревянными опорами должны защищаться защитными аппаратами, в качестве которых могут использоваться вентильные разрядники, ограничители перенапряжения нелинейные, трубчатые разрядники и искровые промежутки;

- Для защиты от коммутационных перенапряжений преобразовательные агрегаты должны оборудоваться разрядниками или ограничителями перенапряжения, устанавливаемыми на стороне высшего напряжения;

- Трансформаторы со всех сторон должны защищаться ограничителями перенапряжений. В цепи генераторного напряжения 15,75 кВ выбран ОПН-15,75-10/900 УХЛ, производитель ЗАО «ЗЭТО». В цепи напряжения 220 кВ выбран ОПН-220У1, производитель ЗАО «ЗЭТО», параметры ОПН приведены в таблице 4.15.

Таблица 4.15 – Параметры ОПН на 15,75 кВ и 220 кВ

Тип ОПН	Класс напряжения	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение	Ток пропускной способности
ОПН-15,75УХЛ1	15,75 кВ	17,5 кВ	900 А
ОПН-220У1	220 кВ	146 кВ	10000 А

Выбираем дизельную генераторную установку (ДГУ), исходя из обеспечения работы системы пожаротушения, собственных нужд агрегата, общестанционных нужд станции, приводов затворов и других ответственных потребителей. Принимаем один АД-1000-Т400 Baudouin мощностью 1000 кВт, производитель «Генмоторс».

5 Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем

5.1 Релейная защита и автоматика

Релейная защита является основным видом электрической автоматики, без которой нормальная и надёжная работа современных электрических систем была бы невозможна. РЗ непрерывно контролирует состояние и режим работы всех элементов энергосистемы и реагирует на возникновение неисправностей и ненормальных режимах.

При возникновении неисправности защита выявляет и отключает от системы повреждённый участок, воздействуя на специальные силовые выключатели, предназначенные для размыкания токов повреждения. При возникновении ненормальных режимов защита выявляет их и в зависимости от характера нарушения производит операции, необходимые для восстановления нормального режима, или подаёт сигнал дежурному персоналу.

5.2 Перечень защит блока генератор-трансформатор

В соответствии с [33] и [36-37] приняты к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

На генераторе СВ-1250/100-72:

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;

- Защита от замыканий на землю 100% обмотки статора генератора;
- Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;

- Защита от симметричных перегрузок статора;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
- Защита ротора от замыканий на землю;
- Защита от перегрузки обмотки ротора;
- Защита от длительной форсировки;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;
- Контроль исправности цепей напряжения (КИН);
- Контроль наличия тока генератора.

На силовом трансформаторе блока ТДЦ-200000/220-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;

- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;

- Реле тока охлаждения трансформатора блока;

- Защита от перегрева трансформатора;

- Защита от снижения уровня масла.

На трансформаторе собственных нужд ТДНС-10000/15,75/6,3-У1:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;

- Газовая защита трансформатора;

- Газовая защита РПН;

- Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;

- Защита от перегрузки;

- Реле тока охлаждения.

На выпрямительном трансформаторе ТСЗП:

- Максимальная токовая защита (МТЗ);

- Токовая отсечка (ТО).

5.3 Расчет номинальных токов, выбор системы возбуждения и выпрямительного трансформатора

Основываясь на паспортных данных гидрогенератора необходимо произвести выбор системы возбуждения. По известным значениям тока ротора определяем длительно допустимый режим работы ротора:

$$I_{д.д.рот} = 1,1 \cdot I_{ном.рот} = 1,1 \cdot 1300 = 1430 \text{ А.} \quad (5.1)$$

Принята система возбуждения СТС-315-1480-2,5 ТВ4. Параметры системы возбуждения приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Параметры системы возбуждения

Тип системы возбуждения	Ток (длит/форс), А	Напряжение (длит/форс), В
СТС-315-1480-2,5 ТВ4	1480/2460	315/788

После выбора системы возбуждения, по каталожным данным необходимо выбрать выпрямительный трансформатор.

Линейное напряжение вторичной обмотки выпрямительного трансформатора:

$$U_{TE} = \frac{2,5 \cdot U_{рот.ном.} + \Delta U}{K_U \cdot (1 - X_T) \cdot K_{CH}} = \frac{2,5 \cdot 305 + 5}{1,35 \cdot (1 - 0,06) \cdot 0,9} = 672 \text{ В,} \quad (5.2)$$

где ΔU – падение напряжения в вентилях и кабелях связи, $\Delta U = 5 \text{ В}$;

K_U – коэффициент выпрямления схемы Ларионова по напряжению, 1,35;

K_{CH} – коэффициент, учитывающий снижение напряжения на выпрямительном трансформаторе при коммутациях, 0,9;

X_T – реактивность выпрямительного трансформатора, 6%.

Номинальная мощность выпрямительного трансформатора определяется по формуле:

$$S_{TE} = \sqrt{3} \cdot U_{TE} \cdot I_{длит} = \sqrt{3} \cdot 672 \cdot 1480 = 1722 \text{ кВА.} \quad (5.3)$$

Принят трансформатор возбуждения ТСЗП-2000/15-ГТ-У3, мощностью $S_{TE.ном} = 1895 \text{ кВА}$. Параметры выпрямительного трансформатора системы возбуждения приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Параметры выпрямительного трансформатора

Тип	Мощность сетевой обмотки, кВА	Номинальные напряжения обмоток			Ток преоб-ля, А
		Сетевой, кВ	Вентильной, В	Преобразователя, В	
ТСЗП-2000/15-ГТ-У3	1895	15,75	653	805	2000

Проверяем выбранный трансформатор на перегрузочную способность, для этого определим кратность перегрузки трансформатора при протекании через него тока форсировки:

$$k_{\text{пер}} = \frac{I_{\phi} \cdot k_{\text{сх}}}{I_{\text{НТЕ}}} = \frac{2460 \cdot 0,816}{2000} = 1,004, \quad (5.4)$$

где I_{ϕ} – ток форсировки, равный 2460 А;

$k_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы, равный 0,816;

$I_{\text{НТЕ}}$ – номинальный ток, протекающий через выпрямительный трансформатор, 1400 А.

По данным ГОСТ (таблица 5.3) допустимая перегрузочная способность при 60% составляет 5 минут, при этом длительно допустимый режим генератора при перегрузке составляет 120 сек, таким образом выбранный трансформатор способен выдержать перегрузку до срабатывания защит генератора.

Таблица 5.3 – Допустимые длительности перегрузки по току

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

Номинальный ток на генераторном напряжении:

$$I_{\text{Г.НОМ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{Г.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{120 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 4399 \text{ А}. \quad (5.5)$$

Номинальный первичный ток блочного трансформатора со стороны ВН:

$$I_{\text{Т.НОМ}}^{\text{ВН}(1)} = \frac{S_{\text{ТНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 230} = 502 \text{ А}. \quad (5.6)$$

Номинальный первичный ток блочного трансформатора со стороны НН:

$$I_{\text{Т.НОМ}}^{\text{НН}(1)} = \frac{S_{\text{ТНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 7331 \text{ А}. \quad (5.7)$$

Номинальный ток выпрямительного трансформатора со стороны ВН:

$$I_{\text{ТЕ.НОМ}}^{\text{ВН}(1)} = \frac{S_{\text{ТЕ.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1895}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 69 \text{ А}. \quad (5.8)$$

Номинальный ток выпрямительного трансформатора со стороны НН:

$$I_{\text{ТЕ.НОМ}}^{\text{НН}(1)} = \frac{S_{\text{ТЕ.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1895}{\sqrt{3} \cdot 0,653} = 1676 \text{ А}. \quad (5.9)$$

5.4 Расчет токов короткого замыкания

Расчетная схема блока генератор–трансформатор представлена на рисунке 5.1.

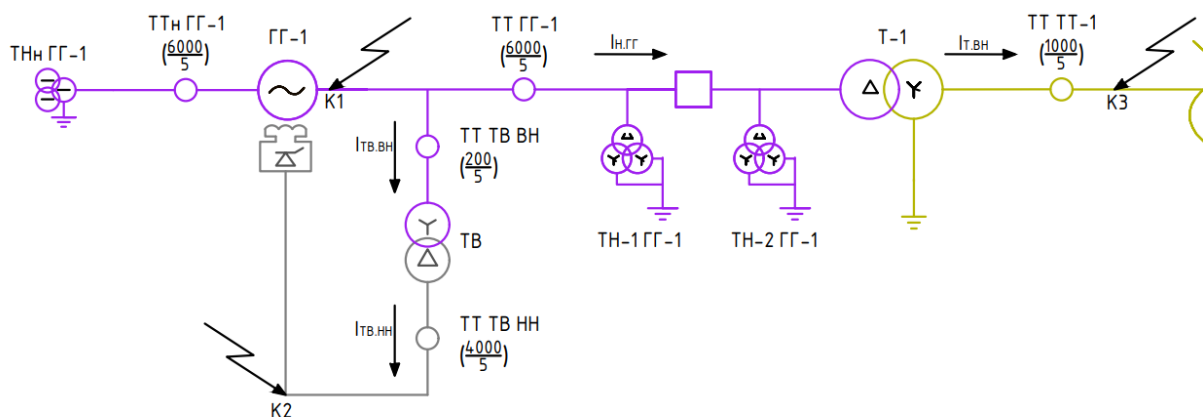


Рисунок 5.1 – Расчетная схема

Ток трёхфазного короткого замыкания перед трансформатором на холостом ходу синхронного генератора (минимальный режим):

$$I_{K1min}^{(3)} = \frac{U_{\Gamma}}{\sqrt{3} \cdot x''_d} = \frac{15,75}{\sqrt{3} \cdot 0,53747} = 16919 \text{ А}, \quad (5.10)$$

где U_{Γ} – напряжение генератора на холостом ходу;
 $x''_{dие}$ – сверхпереходное сопротивление, приведенное к именованным единицам, Ом.

$$x''_{dие} = \frac{x''_d \cdot U_{\Gamma}^2}{S_{НОМ}} = \frac{0,26 \cdot 15,75^2}{120 \cdot 10^3} = 0,53747 \text{ Ом}. \quad (5.11)$$

Ток трёхфазного короткого замыкания перед трансформатором в режиме нагрузки (максимальный режим):

$$I_{K1max}^{(3)} = \frac{E''_q \cdot U_{\Gamma}}{\sqrt{3} \cdot x''_d} = \frac{1,17 \cdot 15,75}{\sqrt{3} \cdot 0,53747} = 19795 \text{ А}, \quad (5.12)$$

где E''_q – сверхпереходная ЭДС генератора.

$$E''_q = \sqrt{(\cos\phi)^2 + (x''_d + \sin\phi)^2} = \sqrt{(0,8)^2 + (0,26 + 0,6)^2} = 1,17. \quad (5.13)$$

Ток двухфазного КЗ в точке К1 на холостом ходу генератора:

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K1}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 16919 = 14652 \text{ А}. \quad (5.14)$$

Максимальное значение тока трехфазного КЗ за выпрямительным трансформатором в минимальном режиме:

$$I_{K2min}^{(3)} = \frac{U_{\Gamma}}{\sqrt{3} \cdot (x_d'' + x_{T6}^{BH})} = \frac{15,75}{\sqrt{3} \cdot (0,53747 + 8,50874)} = 1005 \text{ А}, \quad (5.15)$$

где x_{T6}^{BH} – сопротивление трансформатора со стороны генераторного напряжения, Ом.

$$x_{T6}^{BH} = \frac{Uk, \%}{100} \cdot \frac{U_{\Gamma}^2}{S_{\text{возб}}} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{15,75^2}{1895} = 8,50874 \text{ Ом}. \quad (5.16)$$

Ток трехфазного КЗ за выпрямительным трансформатором в максимальном режиме:

$$I_{K2max}^{(3)} = \frac{E_q'' \cdot U_{\Gamma}}{\sqrt{3} \cdot (x_d'' + x_{T6}^{BH})} = \frac{1,17 \cdot 15,75}{\sqrt{3} \cdot (0,53747 + 8,50874)} = 1176 \text{ А}. \quad (5.17)$$

Ток двухфазного КЗ в точке К2:

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K2}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1005 = 870 \text{ А}. \quad (5.18)$$

Максимальное значение тока трехфазного КЗ за блочным трансформатором (точка К3) в минимальном режиме:

$$I_{K3min}^{(3)} = \frac{U_{T6}^{HH}}{\sqrt{3} \cdot (x_d'' + x_T^{HH})} = \frac{15,75}{\sqrt{3} \cdot (0,53747 + 0,13457)} = 13531 \text{ А}, \quad (5.19)$$

где x_{T6}^{HH} – сопротивление трансформатора со стороны низкого (генераторного) напряжения, Ом,

$$x_T^{HH} = \frac{Uk, \%}{100} \cdot \frac{U_T^{HH2}}{S_T} = \frac{10,85}{100} \cdot \frac{15,75^2}{200 \cdot 10^3} = 0,13457 \text{ Ом}. \quad (5.20)$$

Ток трехфазного КЗ за блочным трансформатором в максимальном режиме:

$$I_{K3max}^{(3)} = \frac{E_q'' \cdot U_T^{HH}}{\sqrt{3} \cdot (x_d'' + x_T^{HH})} = \frac{1,17 \cdot 15,75}{\sqrt{3} \cdot (0,53747 + 0,13457)} = 15831 \text{ А}. \quad (5.21)$$

Ток двухфазного КЗ в точке К3:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 13531 = 11718 \text{ А}. \quad (5.22)$$

5.5 Расчет номинальных вторичных токов

Номинальный вторичный ток генератора:

$$I_{\text{НГ}}^{(2)} = I_{\Gamma}^{(2)} = \frac{I_{\text{НГ}}^{(1)} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{4330 \cdot 1}{6000/5} = 3,61 \text{ А.} \quad (5.23)$$

Номинальные вторичные токи блочного трансформатора:

$$I_{\text{Т.НОМ}}^{\text{ВН}(2)} = \frac{I_{\text{Т.НОМ}}^{\text{ВН}(1)} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{502 \cdot 1}{1000/5} = 2,51 \text{ А,} \quad (5.24)$$

$$I_{\text{Т.НОМ}}^{\text{НН}(2)} = \frac{I_{\text{Т.НОМ}}^{\text{НН}(1)} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{7331 \cdot 1}{6000/5} = 6,11 \text{ А.} \quad (5.25)$$

Номинальные вторичные токи выпрямительного трансформатора:

$$I_{\text{ТЕ.НОМ}}^{\text{ВН}(2)} = \frac{I_{\text{ТЕ.НОМ}}^{\text{ВН}(1)} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{69 \cdot 1}{200/5} = 1,72 \text{ А,} \quad (5.26)$$

$$I_{\text{ТЕ.НОМ}}^{\text{НН}(2)} = \frac{I_{\text{ТЕ.НОМ}}^{\text{НН}(1)} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{1676 \cdot 1}{4000/5} = 2,10 \text{ А.} \quad (5.27)$$

5.6 Описание защит и расчет их уставок

5.6.1 Расчет уставок МТЗ и ТО преобразовательного трансформатора (I>ТВ), (I>>ТВ)

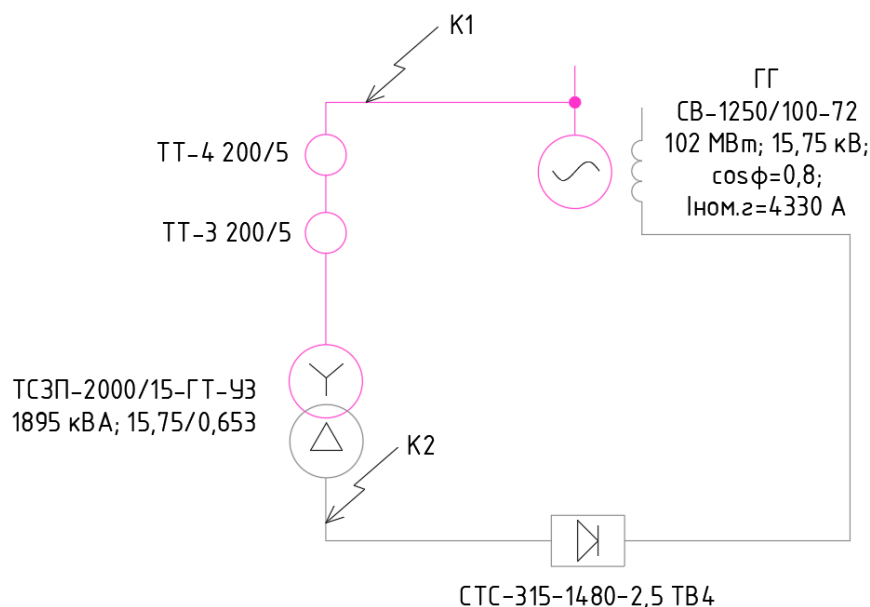


Рисунок 5.2 – Схема для расчета защит преобразовательного трансформатора

Уставка МТЗ по току отстраивается от максимального значения тока форсировки возбуждения, за которое целесообразно принять 2,5-кратное значение номинального тока тиристорного возбуждителя. Чувствительность МТЗ, определяемая как отношение тока двухфазного КЗ за трансформатором к току уставки, должна быть не ниже 1,5.

Определяем минимальное значение тока уставки реле МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{ф}} \cdot k_{\text{сх}} \cdot I_{\text{ТВНОМ}}}{k_{\text{в}} \cdot k_{\text{ТТ}} \cdot k_{\text{ТП}}} = \frac{1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,816 \cdot 1480}{0,8 \cdot \frac{200}{5} \cdot \frac{15,75}{0,653}} = 4,69 \text{ А}, \quad (5.28)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, 1,2;

$k_{\text{ф}}$ – коэффициент форсировки, 2,5;

$k_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы трехфазного шестипульсного выпрямления, определяющий отношение эффективного значения фазного тока на стороне переменного тока преобразователя к среднему значению выпрямленного тока, 0,816;

$I_{\text{ТВНОМ}}$ – номинальное значение выпрямленного тока тиристорного возбуждителя (паспортное значение), 1480 А;

$k_{\text{в}}$ – минимально допустимое значение коэффициента возврата токового реле, 0,8;

$k_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока, 200/5;

$k_{\text{ТП}}$ – коэффициент трансформации преобразовательного трансформатора, 15,75/0,475.

Далее переводим его в относительные единицы:

$$I_{\text{МТЗ}}^* = \frac{I_{\text{МТЗ}}}{I_{\text{ВН}}^{(2)}} = \frac{4,69}{2,10} = 2,24 \text{ о. е.} \quad (5.29)$$

Таким образом, принимаем уставку срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{ср.МТЗ}}^* = 2,24 \text{ о. е.}$$

Определяем чувствительность защиты, коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч.МТЗ}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{k_{\text{ТТ}} \cdot I_{\text{МТЗ}}} = \frac{870}{\frac{200}{5} \cdot 4,69} = 4,64 > 1,5. \quad (5.30)$$

Выдержка времени МТЗ отстраивается от времени перегорания предохранителей тиристорных преобразователей и составляет:

$$t_{\text{МТЗ}} = 0,4 \text{ с.}$$

МТЗ резервирует ТО выпрямительного трансформатора при междуфазных КЗ. Защита подключается к ТТ на стороне ВН выпрямительного

трансформатора и с выдержкой времени действует на отключение генераторного выключателя, останов агрегата, гашение поля инвертированием тиристорного преобразователя, отключение АГП.

Уставка ТО отстраивается от максимального значения тока трехфазного КЗ на стороне вентильной обмотки ТП, при этом отсечка не должна реагировать на бросок тока намагничивания, достигающего пятикратного значения номинального. Чувствительность отсечки, определяемая как отношение минимального тока КЗ на стороне генераторного напряжения к току уставки, должна быть не менее 2.

Определяем минимальное значение тока уставки ТО:

$$I_{ТО} = \frac{k_H \cdot I_{К2}^{(3)}}{k_{ТТ}} = \frac{1,4 \cdot 1176}{200/5} = 41,16 \text{ А}, \quad (5.31)$$

где k_H – минимальное значение коэффициента надежности для ТО, 1,4.
Определяется максимальное значение тока намагничивания:

$$I_{МГ} = \frac{5 \cdot I_{ТЭ.НОМ}^{ВН(1)}}{k_{ТТ}} = \frac{5 \cdot 69}{200/5} = 8,62 \text{ А}. \quad (5.32)$$

Уставка реле ТО принимается равной или больше максимального из двух полученных значений. Следовательно, уставка равна:

$$I_{ср.ТО} = 41,16 \text{ А}.$$

Далее переводим её в относительные единицы:

$$I_{ср.ТО}^* = \frac{I_{ср.ТО}}{I_{ТЭ.НОМ}^{ВН(2)}} = \frac{41,16}{2,10} = 19,60 \text{ о. е.} \quad (5.33)$$

Определяем коэффициент чувствительности ТО:

$$k_{ч.ТО} = \frac{I_{К1}^{(2)}}{k_{ТТ} \cdot I_{ср.ТО}} = \frac{14652}{200/5 \cdot 41,16} = 8,90 > 2,0. \quad (5.34)$$

5.6.2 Продольная дифференциальная защита (ЛДГ)

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: $I_{Г}^{(1)} = 4330 \text{ А}$.

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

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

$$I_{нб(н)} = (k_{ОДН} \cdot \varepsilon^* + \Delta f_{выр}) \cdot I_{Г}^{(1)} = (0,5 \cdot 0,1 + 0,01) \cdot 4330 = 259,8 \text{ А}, \quad (5.35)$$

где $K_{ОДН} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;
 $\varepsilon^* = 0,1$ – полная погрешность трансформатора тока;
 $\Delta f_{выр} = 0,02$ – относительная погрешность трансформаторов тока.
 Уставка начального тока срабатывания дифференциальной защиты генератора по первому условию:

$$I_{CP.0} \geq K_{Н} \cdot I_{нб(н)} = 2 \cdot 259,8 = 519,6 \text{ А}, \quad (5.36)$$

где $K_{Н} = 2$ – коэффициент надежности.

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

$$I_{CP.0} \geq I_{K2}^{(3)} \cdot K_{Н} = 1176 \cdot 1,1 = 1293,6 \text{ А}, \quad (5.37)$$

где $K_{Н} = 1,1$ – коэффициент надежности.

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

$$I_{CP.0}^{(2)} \geq \frac{I_{CP.0}}{k_{ТТ}} = \frac{1293,6}{6000/5} = 1,08 \text{ А}. \quad (5.38)$$

Уставка начального тока срабатывания в относительных единицах:

$$I_{CP.0}^* \geq \frac{I_{CP.0}^{(2)}}{I_{Г}^{(2)}} = \frac{1,08}{3,61} = 0,30 \text{ о. е.}$$

где $I_{Г}^{(2)} = 3,61 \text{ А}$ – номинальный ток генераторного напряжения, приведённый к низшей стороне трансформатора тока.

Принимаем уставку начального тока срабатывания:

$$I_{CP.0}^* = 0,30 \text{ о. е.}$$

- Коэффициент торможения $K_{Т}$ определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина $K_{Т}$ 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:

$$I_{\text{НБ(max)}} = (K_{\text{АП}} \cdot \varepsilon \cdot K_{\text{ОДН}} + \Delta f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{СКВ.max}} = (2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 + 0,02) \cdot 19485 = 2338 \text{ А}, \quad (5.39)$$

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

$K_{\text{ОДН}} = 0,5$ – 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,

$$I_{\text{СКВ.max}} = \frac{E_q''}{x_d''} \cdot I_{\Gamma}^{(1)} = \frac{1,17}{0,26} \cdot 4330 = 19485 \text{ А}. \quad (5.40)$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(max)}} \cdot K_{\text{отс}}}{I_T} = \frac{2338 \cdot 2}{17964} = 0,26, \quad (5.41)$$

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

I_T – ток торможения в рассматриваемом режиме,

$$I_T = \sqrt{I_{\text{СКВ.max}} \cdot (I_{\text{СКВ.max}} - I_{\text{НБ(max)}}) \cdot \cos \alpha} = \\ = \sqrt{19485 \cdot (19485 - 2338) \cdot \cos 15^\circ} = 17964 \text{ А}, \quad (5.42)$$

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

Принимаем уставку $K_T = 0,5$.

- Уставка начального торможения:

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{\text{СР.0}}^*}{K_T}, \quad (5.43)$$

$$I_{\text{НТ}} = \frac{0,30}{0,5} = 0,6 \text{ о. е.}$$

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

$$B \geq I_{\text{НТ}} = 0,6 \text{ о. е.} \quad (5.44)$$

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

На рисунке 5.3 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

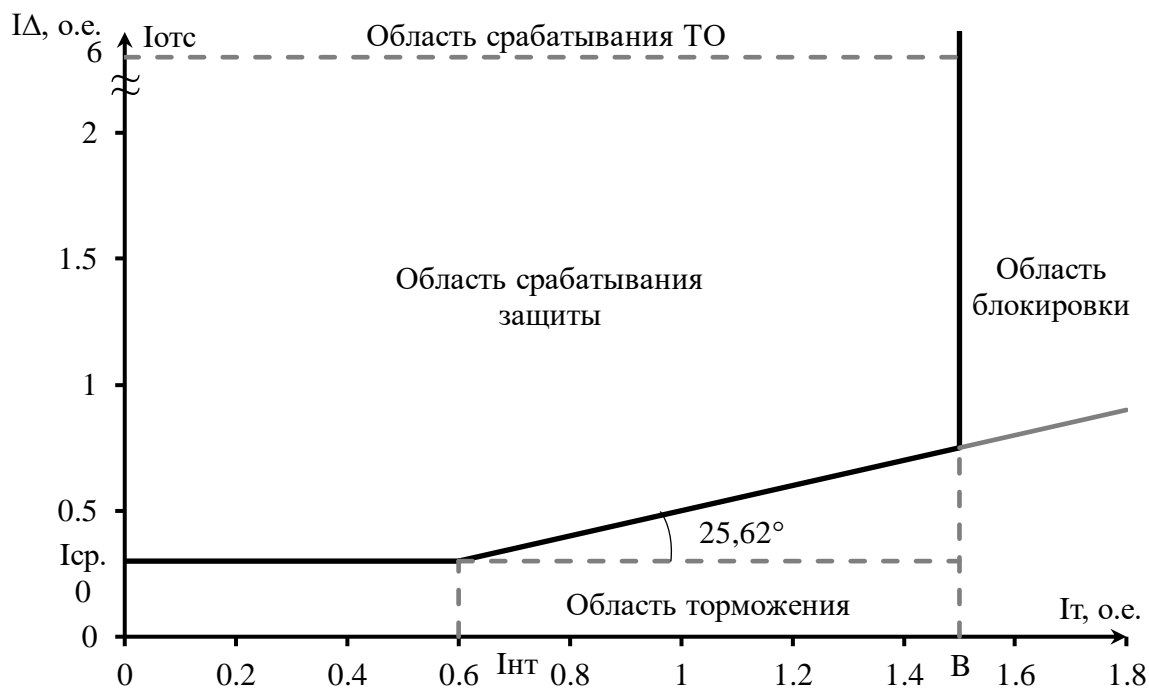


Рисунок 5.3 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

$$I_{отс} = k_{отс} \cdot I_{Г}^{(1)} = 6 \cdot 4330 = 25980 \text{ А}, \quad (5.45)$$

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

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

$$I_{отс}^{(2)} = \frac{25980}{6000/5} = 21,65 \text{ А}.$$

В относительных единицах:

$$I_{отс}^* = \frac{21,65}{3,61} = 6,00 \text{ о. е.}$$

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

5.6.3 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_N (U_0))

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{Ш}} + C_{\text{В.Г}} + C_{\text{В.Т}} = 0,007 + 1,02 + 0,0028 + 0,13 + 0,26 = 1,42 \text{ мкФ/фазу}, \quad (5.46)$$

где C_{Γ} – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;
 C_T – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
 $C_{\text{Ш}}$ – ёмкость шинпровода по отношению к земле;
 $C_{\text{В.Г}}$ – ёмкость генераторного комплекса 15,75 кВ со стороны генератора;
 $C_{\text{В.Т}}$ – ёмкость генераторного комплекса 15,75 кВ со стороны трансформатора,

$$C_{\text{Ш}} = C_{\text{уд}} \cdot L_{\text{Ш}} = 80 \cdot 10^{-12} \cdot 35 = 0,0028 \text{ мкФ/фазу}, \quad (5.47)$$

где $C_{\text{уд}}$ – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;
 $L_{\text{Ш}}$ – длина шинпровода, $L_{\text{Ш}} = 35 \text{ м}$.

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

$$U_{0 \text{ эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}} = 0,5 \cdot 44,264 \cdot 10^3 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 1,42} = 139,39 \text{ В}, \quad (5.48)$$

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

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

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{230}{\sqrt{3}} = 44,264 \text{ кВ.} \quad (5.49)$$

Суммарный емкостной ток сети 15,75 кВ:

$$I_C = \sqrt{3} \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = \sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 1,42 = 12,16 \text{ А,} \quad (5.50)$$

где U_L – линейное напряжение генератора, кВ;

ω – циклическая частота, $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f = 314$ рад/с.

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3U_{0\text{ЭЛ.СТ}}}{K_{\text{ТН}}} = \frac{1,3}{0,9} \cdot \frac{3 \cdot 139,39}{15,75/\sqrt{3} \cdot \frac{100}{3}} = 2,22 \text{ В,} \quad (5.51)$$

где $K_H = 1,3$ – коэффициент надежности;

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

$K_B = 0,9$ – коэффициент возврата.

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

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 5 В с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал; U_{0G} с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5 с с действием на отключение выключателя генератора, гашение полей гидрогенератора и выключателя, остановка турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,5 + 2} = 0,286, \quad (5.52)$$

где K_T – коэффициент торможения органа U_{03} :

$$K_T = \frac{1}{K_{\alpha}} \cdot \frac{1 - 2 \cdot \alpha}{\alpha} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1 - 2 \cdot 0,2}{0,2} = 1,5, \quad (5.53)$$

где K_{α} – необходимый коэффициент чувствительности, принимается 2;

α – доля витков статора генератора со стороны нейтрали, не защищённых органом U_{0G} :

$$\alpha = 2 \cdot \frac{U_{\text{ср}}}{100} = 2 \cdot \frac{10}{100} = 0,2, \quad (5.54)$$

где $U_{\text{ср}}$ – напряжение срабатывания органа U_{0G} , В.

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

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

5.6.4 Защита от повышения напряжения ($U>1$), ($U>2$)

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

Уставка $U>1$ рассчитывается:

$$U_{\text{ср1}} = \frac{1,2 \cdot U_{\text{ном.г}}}{K_{\text{ТН}}} = \frac{1,2 \cdot 15750}{15750/100} = 120 \text{ В}, \quad (5.55)$$

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

$K_{\text{ТН}}$ – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

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

Уставка защиты $U>2$ рассчитывается:

$$U_{\text{ср2}} = \frac{1,4 \cdot U_{\text{ном.г}}}{K_{\text{ТН}}} = \frac{1,4 \cdot 15750}{15750/100} = 140 \text{ В}. \quad (5.56)$$

Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

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

5.6.5 Дистанционная защита генератора ($Z1<$), ($Z2<$)

Защита выполняется на основе дистанционных органов и подключается к измерительным трансформаторам тока со стороны нулевых выводов генератора и трансформаторам напряжения установленных на линейных выводах генератора. Подключение защиты к трансформаторам тока со стороны нулевых выводов генератора позволяет осуществить резервирование продольной дифференциальной защиты.

Защита выполняется двухступенчатой:

- первая ступень $Z1<G$ предназначена для защиты от симметричных замыканий и выполняет функцию ближнего резервирования. Ступень $Z1<G$ выполняется однофазной;

- вторая ступень $Z2 < G$ предназначена для защиты от внешних междуфазных замыканий и выполняет функцию дальнего резервирования. Ступень $Z2 < G$ выполняется трехфазной.

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

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

- по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Акчимской ГЭС:

$$Z_{\text{ср1}}^{(1)} \leq \frac{0,8 \cdot X_T + 0,8 \cdot \frac{X'_{\text{ВЛ}}}{K_T}}{K_{\text{T.СТ}}^2} = \frac{0,8 \cdot 28,69825 + 0,8 \cdot \frac{31,688}{4}}{\left(\frac{230}{15,75}\right)^2} = 0,13738 \text{ Ом}, \quad (5.57)$$

где $X_{\text{ВЛ}}$ – реактивное сопротивление ВЛ 220 кВ:

$$X_{\text{ВЛ}} = X_{\text{уд}} \cdot L_{\text{линии}} = 0,4 \cdot 93,2 = 37,28 \text{ Ом}, \quad (5.58)$$

где $X_{\text{уд}}$ – погонное реактивное сопротивление линии, для ВЛ 220 кВ принимается $0,4 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$;

$L_{\text{линии}}$ – длина линии ВЛ 220 кВ проектируемой ГЭС, $L_{\text{линии}} = 93,2 \text{ км}$.

Так как защита охватывает 80-85% защищаемой линии, тогда:

$$X'_{\text{ВЛ}} = 0,85 \cdot 37,28 = 31,688 \text{ Ом}.$$

X_T – полное сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220 кВ;

K_T – коэффициент токораспределения, учитывающий число параллельных линий, $K_T = 4$;

$K_{\text{T.СТ}}$ – коэффициент трансформации силового трансформатора.

$$X_T = \frac{u_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,85}{100} \cdot \frac{230^2}{200} = 28,69825 \text{ Ом}. \quad (5.59)$$

Уставка будет равна:

$$Z_{\text{ср1}}^{(2)} = Z_{\text{ср1}}^{(1)} \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 0,13738 \cdot \frac{\frac{6000}{5}}{\frac{15750}{100}} = 1,04669 \text{ Ом}. \quad (5.60)$$

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

Ввод блокировки от качаний. Рекомендуется вводить блокировку от качаний, если минимальное время срабатывания защиты не превышает 1,5 с.

Уставка выбирается по условию обеспечения чувствительности к КЗ:

$$dZ_{\text{ср}} = \frac{|z_{\text{H}}^{\text{min}} - z_{\text{ср}}^{(1)}|}{T_{\text{НОМ}} \cdot K_{\text{H}}} = \frac{|0,99753 - 0,13738|}{0,02 \cdot 2} = 21,50375 \text{ Ом/с}, \quad (5.61)$$

где $T_{\text{НОМ}}$ – период промышленной частоты, принимается равным 0,02 с;

K_{H} – коэффициент надежности, принимается равным 2;

$z_{\text{H}}^{\text{min}}$ – минимальное сопротивление на выводах генератора при режиме форсировки:

$$z_{\text{H}}^{\text{min}(1)} = \frac{U_{\text{min}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\phi}} = \frac{0,95 \cdot 15,75}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 4330} = 0,99753 \text{ Ом}, \quad (5.62)$$

$$z_{\text{H}}^{\text{min}(2)} = z_{\text{H}}^{\text{min}(1)} \cdot \frac{K_{\text{ГТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 0,99753 \cdot \frac{6000}{\frac{5}{15750}} = 7,60023 \text{ Ом}, \quad (5.63)$$

где U_{min} – минимальное значение первичного напряжения в условиях форсировки, принимается равной $0,95 \cdot U_{\text{НОМ}}$;

I_{ϕ} – максимальное значение первичного рабочего тока в условиях форсировки, принимается равной $2 \cdot I_{\text{Н.ГТ}}^{(1)}$.

Угол форсировки $\varphi_{\text{форс}}$ определяется в предположении, что активная нагрузка в рассматриваемом режиме осталось равной номинальной:

$$\begin{aligned} \varphi_{\text{форс}} &= \arccos\left(\frac{P_{\text{H}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\phi} \cdot U_{\text{min}}}\right) = \arccos\left(\frac{102}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 4330 \cdot 0,95 \cdot 15,75}\right) = \\ &= \arccos(0,454) = 62,99^{\circ}. \end{aligned} \quad (5.64)$$

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

$$z_{\text{НАГР}}^{(1)} = \frac{U_{\text{НОМ.Г}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{Н.ГТ}}^{(1)}} = \frac{15750}{\sqrt{3} \cdot 4330} = 2,10006 \text{ Ом}, \quad (5.65)$$

$$z_{\text{НАГР}}^{(2)} = z_{\text{НАГР}}^{(1)} \cdot \frac{K_{\text{ГТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 2,10006 \cdot \frac{6000}{\frac{5}{15750}} = 16,000470 \text{ Ом}, \quad (5.66)$$

$$\begin{aligned} \varphi_{\text{нагр}} &= \arccos\left(\frac{P_{\text{H}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{Н.ГТ}}^{(1)} \cdot U_{\text{НОМ.Г}}}\right) = \arccos\left(\frac{102}{\sqrt{3} \cdot 4330 \cdot 15,75}\right) = \\ &= \arccos(0,864) = 30,23^{\circ}, \end{aligned} \quad (5.67)$$

$$Z_{\text{ср.2}}^{(1)} = \frac{Z_{\text{н}}^{\text{min}}}{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{в}} \cdot \cos(\varphi_{\text{м.ч.}} - \varphi_{\text{форс}})} = \frac{0,99753}{1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(80 - 62,99)} = 0,82791 \text{ Ом}, \quad (5.68)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;
 $K_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, принимается равным 1,05;
 $\varphi_{\text{м.ч.}}$ – угол максимальной чувствительности, принимается равным 80° .
 Значение уставки составит:

$$Z_{\text{ср.2}}^{(2)} = Z_{\text{ср.2}}^{(1)} \cdot \frac{K_{\text{тт}}}{K_{\text{тн}}} = 0,82791 \cdot \frac{\frac{6000}{5}}{\frac{15750}{100}} = 6,30787 \text{ Ом}. \quad (5.69)$$

Выдержка времени второй ступени должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени резервных защит линий. Вторая ступень действует с выдержкой времени 6 с – на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 6,5 с на отключение генератора и гашение поля генератора.

Для удобства построения характеристики все необходимые вторичные сопротивления и их соответствующие углы сведены в таблицу 5.4.

Таблица 5.4 – Значение вторичных сопротивлений и соответствующие для них углы

Z, Ом	φ
$Z_{\text{ср.1}}^{(2)} = 1,04669$	$\varphi_{\text{м.ч.}} = 80^\circ$
$Z_{\text{ср.2}}^{(2)} = 6,30787$	$\varphi_{\text{м.ч.}} = 80^\circ$
$Z_{\text{НАГР}}^{(2)} = 16,00047$	$\varphi_{\text{нагр}} = 30,23^\circ$
$Z_{\text{н}}^{\text{min}(2)} = 7,60023$	$\varphi_{\text{форс}} = 62,99^\circ$

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.4.

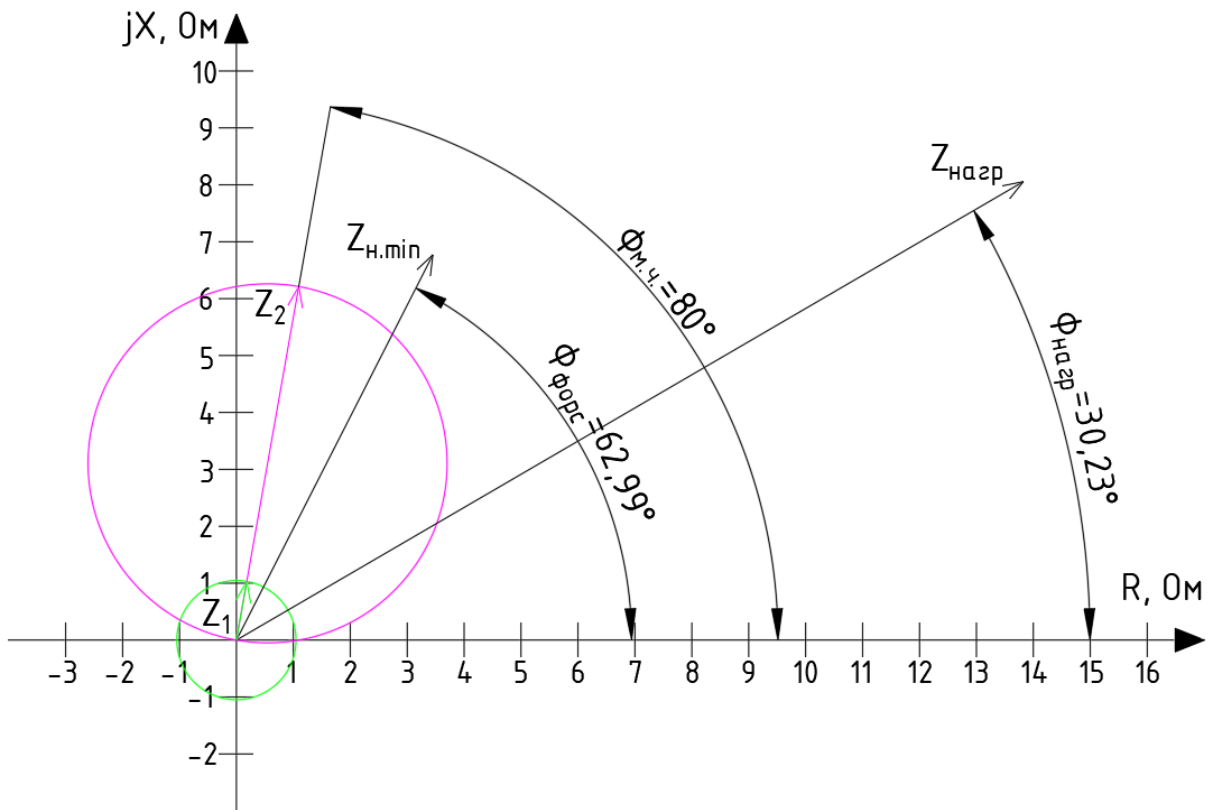


Рисунок 5.4 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.6.6 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^* :

$$I_2^* = \frac{I_2}{I_\Gamma^{(1)}}, \quad (5.70)$$

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:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{(I_2^*)^2} = \frac{30}{0,1^2} = 3000 \text{ с}, \quad (5.71)$$

где $A = 30$ – параметр, заданный заводом-изготовителем.
 Защита включает в себя следующие органы:

- Сигнальный орган $I_{2\text{СИГН}}$, срабатывающий при увеличении тока I_2 выше значения уставки срабатывания с независимой выдержкой времени (действует на сигнал). Согласно указаний 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 и полной мощностью $S_{\text{НОМ}} > 125$ МВА ток обратной последовательности не должен превышать 10% от номинального тока генератора в первичной цепи.

Принимаем уставку сигнального органа:

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_{\Gamma}^{(1)} = 0,07 \cdot 4330 = 303,1 \text{ А.} \quad (5.72)$$

Уставка сигнального органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{2\text{СИГН}}^{(2)} = \frac{I_{2\text{СИГН}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{303,1}{6000/5} = 0,25 \text{ А.} \quad (5.73)$$

- 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 $I_2 = 0,1$ о. е. – проводится расчет допустимой длительности несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 :

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

$$I_{2\text{ПУСК}}^* = \frac{I_2^*}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,1}{1,2} = 0,08 \text{ о. е.,} \quad (5.74)$$

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

При выбранном значении уставки пускового тока время максимальной длительности перегрузки оставляем равным $T_{\text{МАКС}} = 3000$ сек., при этом расчетная длительность перегрузки может быть увеличена:

$$t_{\text{max}} = \frac{A}{(I_{2\text{ПУСК}}^*)^2} = \frac{30}{0,08^2} \approx 4688 \text{ с.} \quad (5.75)$$

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

$$t_{min} = 0,5 \text{ с.}$$

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

$$t_{CP} = \frac{A}{(I_2^*)^2}, \quad (5.76)$$

$$A = (I_2^*)^2 \cdot t_{CP}. \quad (5.77)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Параметр	Значение						
Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_n , о.е	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,08
Длительность, с	30	83	120	188	333	750	3000

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{мин.} = 0,5 \text{ с}$, $t_{макс.} = 3000 \text{ с}$.

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» ($T_{охл.}$). Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя

$$T_{охл.} = \frac{A}{(I_{2\text{дл.доп.}}^*)^2}, \quad (5.78)$$

где $I_{2\text{дл.доп.}}^*$ - длительно допустимый ток обратной последовательности, о.е., ($I_{2\text{дл.доп.}}^* = I_2^* = 0,1 \text{ о.е.}$).

Уставка времени полного охлаждения равна 3000 сек.

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

- Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на шинах ВН блока и на отходящих ВЛ.

- Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

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

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

$$I_{2с.з.} \leq \frac{I_{2МИН}^{(2)}}{K_{\text{ч}}}, \quad (5.79)$$

где $I_{2МИН}^{(2)}$ – ток обратной последовательности при коротком замыкании за трансформатором блока.

$$I_{2МИН}^{(2)} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot (x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma})} = \frac{15750}{\sqrt{3} \cdot (0,67204 + 0,47741)} = 7911 \text{ А}, \quad (5.80)$$

где $x_{1\Sigma}$ – сопротивление блока генератор–трансформатор прямой последовательности;

$x_{2\Sigma}$ – сопротивление блока генератор–трансформатор обратной последовательности.

Произведем расчёт тока обратной последовательности при коротком замыкании за трансформатором блока:

Для этого необходимо составить схемы замещения прямой и обратной последовательностей для блока генератор–трансформатор, представленные на рисунках 5.5 и 5.6 соответственно. Для удобства сопротивление трансформатора приведено к стороне низкого напряжения.

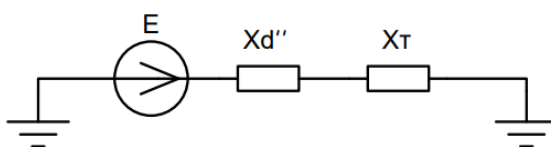


Рисунок 5.5 – Схема замещения прямой последовательности блока генератор–трансформатор

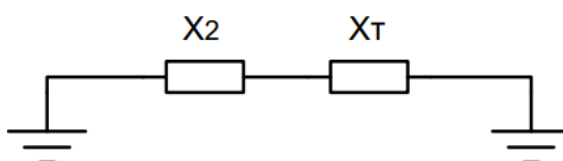


Рисунок 5.6 – Схема замещения обратной последовательности блока генератор–трансформатор

Исходя из схем замещения произведем расчет суммарных сопротивлений по последовательностям:

Для прямой последовательности:

$$x_{1\Sigma} = x''_{дие} + x_T^{HH} = 0,53747 + 0,13457 = 0,67204 \text{ Ом.} \quad (5.81)$$

Для обратной последовательности:

$$x_{2\Sigma} = x_{2и.е.} + x_T^{HH} = 0,34284 + 0,13457 = 0,47741 \text{ Ом,} \quad (5.82)$$

где $x_{2и.е.}$ – сопротивление генератора обратной последовательности, Ом

$$x_{2и.е.} = \frac{x''_{дие} \cdot x''_{qие}}{x''_{дие} + x''_{дие}} = \frac{0,53747 \cdot 0,94677}{0,53747 + 0,94677} = 0,34284 \text{ Ом,} \quad (5.83)$$

где $x''_{qие}$ – сверхпереходное сопротивление генератора по поперечной оси, Ом

$$x''_{qие} = x''_q \cdot \frac{U_f^2}{S_{ном}} = 0,458 \cdot \frac{(15,75 \cdot 10^3)^2}{120 \cdot 10^6} = 0,94677 \text{ Ом,} \quad (5.84)$$

где x''_q – сверхпереходное сопротивление генератора по поперечной оси, о.е.

Далее приведём ток к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{2МИН}^{(2)н.н} = \frac{I_{2МИН}^{(2)}}{k_{тт}} = \frac{7911}{6000/5} = 6,59 \text{ А.} \quad (5.85)$$

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.:

$$I_{2С.З.} = 0,8 \cdot 3,61 = 2,89 \text{ А.}$$

Далее проводим проверку по коэффициенту чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{2МИН}^{(2)н.н}}{I_{2С.З.}} = \frac{6,59}{2,89} = 2,28 \geq 1,2. \quad (5.86)$$

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 $I_{2С.З.} = 0,8$ 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.

Расчет тока срабатывания измерительного органа I_2 .

Уставка выбирается по условию обеспечения необходимой чувствительности при двухфазном коротком замыкании на выводах генератора:

$$I_{2и.0} = \frac{I_{2К.З.}}{K_H} = \frac{8,61}{1,3} = 6,62 \text{ А}, \quad (5.87)$$

где $I_{2К.З.}$ – ток обратной последовательности при коротком замыкании на выводах генератора;

K_H – коэффициент надежности, $K_H = 1,2 \div 1,5$,

$$I_{2К.З.} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (x|ди. е.'' + x_{2и.е.})} = \frac{15750}{\sqrt{3} \cdot (0,53747 + 0,34284)} = 10330 \text{ А}. \quad (5.88)$$

Далее приведём ток к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{2К.З.}^{нн} = \frac{I_{2К.З.}}{k_{тт}} = \frac{10330}{6000/5} = 8,61 \text{ А}. \quad (5.89)$$

В относительных единицах:

$$I_{2и.0.о.е.} = \frac{6,62}{3,61} = 1,83 \text{ о. е.}$$

5.6.7 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:

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{1СИГН.} = \frac{K_H \cdot I_{Г}^{(1)}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot 4330}{0,98} = 4639 \text{ А}, \quad (5.90)$$

где $K_H = 1,05$ – коэффициент надежности;

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Уставка сигнального органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{1СИГН.}^{(2)} = \frac{I_{1СИГН.}}{k_{тт}} = \frac{4639}{6000/5} = 3,87 \text{ А}. \quad (5.91)$$

В относительных единицах:

$$I_{1\text{СИГН.}}^* = \frac{I_{1\text{СИГН.}}^{(2)}}{I_{\Gamma}^{(2)}} = \frac{3,87}{3,61} = 1,07 \text{ о. е.} \quad (5.92)$$

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{ПУСК.}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\Gamma}^{(1)}}{K_{\text{Р}}} = \frac{1,08 \cdot 4330}{0,98} = 4772 \text{ А.} \quad (5.93)$$

Уставка пускового органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{1\text{ПУСК.}}^{(2)} = \frac{I_{1\text{ПУСК.}}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{4772}{6000/5} = 3,98 \text{ А.} \quad (5.94)$$

В относительных единицах:

$$I_{1\text{ПУСК.}}^* = \frac{I_{1\text{ПУСК.}}^{(2)}}{I_{\Gamma}^{(2)}} = \frac{3,98}{3,61} = 1,10 \text{ о. е.} \quad (5.95)$$

- Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Параметр	Значение								
	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Кратность перегрузки $I/I_{\text{Н}}$, о.е.									
Длительность перегрузки, с	3800	1200	450	340	280	160	80	3	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.

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

Уставка органа осечки:

$$I_{1\text{ТО}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\Gamma}^{(1)}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,2 \cdot 4330}{0,98} = 5302 \text{ А.} \quad (5.96)$$

Уставка органа отсечки приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{1T0}^{(2)} = \frac{I_{1T0}}{k_{TT}} = \frac{5302}{6000/5} = 4,42 \text{ А.} \quad (5.97)$$

В относительных единицах:

$$I_{1T0}^* = \frac{I_{1T0}^{(2)}}{I_{\Gamma}^{(2)}} = \frac{4,42}{3,61} = 1,22 \text{ о. е.} \quad (5.98)$$

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

$$I_{К.З.}^{(3)} = \frac{U_{НОМ.Г}}{x''_{дв.е.} + x_{\Gamma}^{НН}} = \frac{15750}{0,53747 + 0,13457} = 23436 \text{ А.} \quad (5.99)$$

Далее приведём ток к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{К.З.}^{(3)Н.Н} = \frac{I_{К.З.}^{(3)}}{k_{TT}} = \frac{23436}{6000/5} = 19,53 \text{ А.} \quad (5.100)$$

В относительных единицах:

$$I_{К.З.о.е}^{(3)Н.Н} = \frac{I_{К.З.}^{(3)Н.Н}}{I_{\Gamma}^{(2)}} = \frac{19,53}{3,61} = 5,41 \text{ о. е.,} \quad (5.101)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{К.З.о.е}^{(3)Н.Н}}{I_{1T0}^*} = \frac{5,41}{1,22} = 4,43 \geq 1,2. \quad (5.102)$$

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

$$U_{\text{ср}} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ.Г}}{K_{\text{В}} \cdot K_{\text{ТН}}} = \frac{0,68 \cdot 15750}{1,03 \cdot 157,5} = 66,02 \text{ В.} \quad (5.103)$$

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.

5.6.8 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:

- 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:

$$I_{р.сигн.}^{(2)} = \frac{K_H \cdot I_{р.ном}^{(2)}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot 1,10}{0,98} = 1,18 \text{ А}, \quad (5.104)$$

где $K_H = 1,05$ – коэффициент надежности;

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата;

$I_{р.ном}^{(2)}$ – номинальный ток ротора приведенный к низшей стороне трансформатора тока,

$$I_{р.ном}^{(2)} = \frac{K_{вып} \cdot I_{ном.рот}}{k_{тт} \cdot k_{тп}} = \frac{0,816 \cdot 1300}{\frac{200}{5} \cdot \frac{15,75}{0,653}} = 1,10 \text{ А}, \quad (5.105)$$

где $K_{вып} = 0,816$ – коэффициент выпрямления для мостовой схемы;

$I_{ном.рот}$ – номинальный ток ротора;

$k_{тт}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока, 200/5;

$k_{тп}$ – коэффициент трансформации преобразовательного трансформатора, 15,75/0,653.

В относительны единицах:

$$I_{р.сигн.}^* = \frac{I_{р.сигн.}^{(2)}}{I_{р.ном}^{(2)}} = \frac{1,18}{1,10} = 1,07 \text{ о. е.} \quad (5.106)$$

- 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:

$$I_{р.пуск.}^{(2)} = \frac{K_H \cdot I_{р.ном}^{(2)}}{K_B} = \frac{1,08 \cdot 1,10}{0,98} = 1,21 \text{ А}, \quad (5.107)$$

где $K_H = 1,05$ – коэффициент надежности;

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

В относительных единицах:

$$I_{р.пуск.}^* = \frac{I_{р.пуск.}^{(2)}}{I_{р.ном}^{(2)}} = \frac{1,21}{1,10} = 1,10 \text{ о. е.} \quad (5.108)$$

Принимаем уставку пускового органа 1,10 о.е., т.е. 1,05 А.

- Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме (таблица 5.7), и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Таблица 5.7 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

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

Уставка ТО приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{р.то}^{(2)} = \frac{I_{\phi} \cdot K_N \cdot K_{вып}}{K_{ТП} \cdot K_B \cdot K_{ТТ}} = \frac{2460 \cdot 1,1 \cdot 0,816}{\frac{15,75}{0,653} \cdot 0,98 \cdot \frac{200}{5}} = 1,72 \text{ А}, \quad (5.109)$$

где $K_N = 1,1$ – коэффициент надежности;
 I_{ϕ} – максимальный ток форсировки ротора;
 $K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.
 В относительных единицах:

$$I_{р.то}^* = \frac{I_{р.то}^{(2)}}{I_{р.ном}^{(2)}} = \frac{1,72}{1,10} = 1,56 \text{ о.е.} \quad (5.110)$$

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

5.7 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор Акчимской 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.

5.8 Таблица уставок и матрица отключений защит

Таблица уставок и матрица отключений защит представлена в приложении В, таблицы В.1 и В.2 соответственно.

6 Компонировка и сооружения гидроузла

6.1 Назначение класса ГТС

Класс ГТС назначают в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 5 октября 2020 года № 1607.

Таблица 6.1 – Критерии выбора класса ГТС

Критерий	Параметр	Класс
Тип грунта основания и высота сооружения	Скальный, 45 м	III
Мощность	305 МВт	II
Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии ГТС	Более 3000	I
Число людей, условия жизнедеятельности которых могут быть нарушены при аварии ГТС	Более 20000	I

При сопоставлении критериев выбирается наивысший класс сооружения. По данным таблицы 6.1 принимаем для проектируемого гидротехнического сооружения I класс.

6.2 Проектирование сооружений напорного фронта

6.2.1 Определение отметки гребня глухой плотины

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

$$\nabla_{ГГП} = \nabla_{НПУ} + h_s = 169 + 4,98 = 173,98 \text{ м}, \quad (6.1)$$

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

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a = 4,14 + 0,038 + 0,8 = 4,98 \text{ м}, \quad (6.2)$$

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:

$$\Delta h_{set} = K_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 0,0000021 \cdot \frac{20^2 \cdot 10000}{9,81 \cdot 22,5} \cdot \cos 0^\circ = 0,038 \text{ м}, \quad (6.3)$$

где K_w – коэффициент, зависящий от скорости ветра:

$$K_w = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot V_w) \cdot 10^{-7} = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 20) \cdot 10^{-7} = 0,0000021, \quad (6.4)$$

где V_w – расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, м/с;

L – длина разгона волны, $L = 10000$ м;

α – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра, принимаем $\alpha = 0$.

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}}}{2} = \frac{169 - 124}{2} = 22,5 \text{ м.} \quad (6.5)$$

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

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 10000}{20^2} = 245,3,$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{20} = 10594,8,$$

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

Принимаем значения параметров:

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,026,$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 2,1.$$

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = 0,026 \cdot \frac{v_w^2}{g} = 0,026 \cdot \frac{20^2}{9,81} = 1,06 \text{ м.} \quad (6.6)$$

Средний период волны:

$$\bar{T} = 2,1 \cdot \frac{v_w}{g} = 2,1 \cdot \frac{20}{9,81} = 4,28. \quad (6.7)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 2,2^2}{2 \cdot 3,14} = 28,62 \text{ м.} \quad (6.8)$$

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

$$22,5 > 0,5 \cdot 28,62 = 14,31.$$

Условие не выполняется, следовательно, зона мелководная.

Определяем высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 1,06 \cdot 2,41 = 2,55 \text{ м}, \quad (6.9)$$

где $K_i = 2,41$ – коэффициент, определяемый в зависимости от $\frac{g \cdot d}{v^2} = 0,55$.

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

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} = 1,0 \cdot 0,9 \cdot 1,5 \cdot 1,2 \cdot 2,55 = 4,14 \text{ м}. \quad (6.10)$$

где k_r и k_p – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса;

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

$$\frac{\lambda_d}{h_{1\%}} = \frac{7,57}{2,55} = 11,2 \text{ – на глубокой воде.}$$

Далее производится расчет при ФПУ и других величинах скорости и длины волны. Результаты расчетов сведены в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Расчет отметки гребня грунтовой плотины

Показатели	Величина	
	при НПУ	при ФПУ
L, м	10000	
V _w , м/с	20	6
a, м	0,8	
K _w	0,0000021	0,00000084
d, м	22,5	23
Δh _{set} , м	0,038	0,001
gL/θ _w ²	245	2725
gt/θ _w	10595	35316
gT/θ _w	2,10	3,60
gh/θ _w ²	0,026	0,069
h, м	1,06	0,25
T, с	4,28	2,20
λ _d , м	28,62	7,57
λ _d /2	14,31	3,78
k _i	2,41	2,48
h _{1%} , м	2,55	0,63
h _{run} , м	1,20	1,43
h _s , м	4,98	1,69
∇П, м	173,98	170,69

В качестве отметки гребня грунтовой плотины принимается наибольшая отметка 173,98м.

6.2.2 Определение ширины водосливного фронта

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{нб} = 3,75 \cdot 11,97 = 44,89 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.11)$$

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

$$h_{нб} = 135,97 - 124,00 = 11,97 \text{ м},$$

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

Удельный расход на водосливе:

$$q_B = 1,25q_p = 1,25 \cdot 44,89 = 56,11 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (6.12)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \Sigma b,$$

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_B} = \frac{1180,92}{56,11} = 21,05 \text{ м}. \quad (6.13)$$

Принимаем 3 пролета шириной $b = 7 \text{ м}$.

Расчетная ширина водосливного фронта:

$$B = 3 \cdot 7 = 21 \text{ м}.$$

6.2.3 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01\text{осн}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1180,92}{0,49 \cdot 3 \cdot 7 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,76 \text{ м}, \quad (6.14)$$

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

$$H_{02\text{осн}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1180,92}{0,49 \cdot 0,728 \cdot 3 \cdot 7 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,63 \text{ м}, \quad (6.15)$$

где σ – коэффициент подтопления (в проекте $\sigma = 1$);

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа потока в пролет:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \left[\frac{\xi_y + (n-1)\xi_6}{n} \right] \frac{H_0}{b} = 1 - 0,2 \cdot \left[\frac{0,7 + (3-1)0,45}{3} \right] \cdot \frac{8,76}{4} = 0,867. \quad (6.16)$$

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g} = 9,63 - \frac{1,1 \cdot 0,97^2}{2 \cdot 9,81} = 9,59 \text{ м}, \quad (6.17)$$

где $V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО})}$, (6.18)

$$V_0 = \frac{1180,92}{(169 - 124)},$$

где δ_B – толщина быка.

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).

Назначаем $H_{\text{ст}}$ – ближайший к вычисленному H в соответствии с техническим регламентом.

$$H = 9,59 \text{ м},$$

$$H_{\text{ст}} = 10,00 \text{ м}.$$

Отметка гребня водослива:

$$\nabla \text{ГВ} = \text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 169,00 - 10 = 159,00 \text{ м}. \quad (6.19)$$

6.2.4 Проверка пропуска поверочного расчетного расхода

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

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1501,8}{0,49 \cdot 21 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,26 \text{ м}. \quad (6.20)$$

Вычисляют напор над гребнем водослива с учетом сжатия и подтопления

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1501,8}{0,49 \cdot 0,867 \cdot 21 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 11,49 \text{ м.} \quad (6.21)$$

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

$$H_{\text{пов}} = H_{\text{в}}^{\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot V^2}{2g} = 11,29 - \frac{1,1 \cdot 1,21^2}{2 \cdot 9,81} = 11,22 \text{ м,} \quad (6.22)$$

где $V_0^{\text{пов}} = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНО})(B + (n-1)\delta_{\text{б}})} = \frac{1501,8}{(170,00 - 124,00)(21 + (3-1) \cdot 3)} = 1,21 \text{ м/с.} \quad (6.23)$

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

$$\nabla\text{ФПУ}_{\text{р}} = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 159,00 + 11,49 = 170,49 \text{ м.} \quad (6.24)$$

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

Принимаем отметку ФПУ 170,49 м.

6.2.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом

$$T_0 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНО} = 169,00 - 124,00 = 45 \text{ м.} \quad (6.25)$$

Критическая глубина потока с учетом всех водопропускных отверстий:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_{\text{р}}^2}{(B + \sum \delta_{\text{б}})^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1180,92^2}{(21 + 2)^2 \cdot 9,81}} = 6,66 \text{ м,} \quad (6.26)$$

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

$n = 3$ – количество отверстий;

$\delta_{\text{б}} = n - 1 = 3 - 1 = 2$ – количество промежуточных бычков.

Вычисляем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{45}{6,66} = 6,76. \quad (6.27)$$

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

Так как плотна имеет большую длину сливной грани ($T_0 = 45$ 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 .

$$\xi'_c = 0,318,$$

$$\xi''_c = 2,4.$$

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi'_c \cdot h_{кр} = 0,318 \cdot 6,66 = 2,12 \text{ м}, \quad (6.28)$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр} = 2,4 \cdot 6,66 = 15,98 \text{ м}. \quad (6.29)$$

$$h''_c = 15,98 \text{ м} > h_{нб} = 11,97 \text{ м} - \text{в НБ отогнанный прыжок.}$$

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается.

Необходимо создать в нижнем бьефе соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии.

Применим гашение избыточной энергии с помощью водобойной стенки.

6.2.6 Расчет водобойной плиты

Толщина водобойной плиты определяется по формуле В.Д. Домбровского:

$$\delta_B = 0,15 \cdot \vartheta_c \cdot \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 20,63 \cdot \sqrt{2,12} = 4,51 \text{ м}, \quad (6.30)$$

где ϑ_c – скорость воды в сжатом сечении:

$$\vartheta_c = \frac{Q_p}{w_c} = \frac{Q_p}{h'_c \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{1180,92}{2,12 \cdot (21 + (3-1) \cdot 3)} = 20,63 \text{ м/с}. \quad (6.31)$$

Принимается толщина водобойной плиты 4,5 м.

Длина водобоя при наличии на нём гасителей:

$$l_B = (0,8 - 1) \cdot l_{пр} = 0,8 \cdot l_{пр} = 0,8 \cdot 70,6 = 56,48 \text{ м}, \quad (6.32)$$

где $l_{пр}$ – длина прыжка (горизонтальная проекция вальца):

$$l_{пр} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h''_c - h'_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 15,98 - 2,12) = 70,6 \text{ м}, \quad (6.33)$$

Принята длина водобоя 57 м.

6.2.7 Расчет водобойной стенки

Расчёт высоты водобойной стенки $h_{ст}$ проводим, рассматривая стенку как неподтопленный водослив практического профиля.

$$h_{ст} = \sigma \cdot h_c'' - H_{ст} = 1,1 \cdot 15,98 - 8,92 = 8,66 \text{ м}, \quad (6.34)$$

где $H_{ст}$ – напор над водобойной стенкой.

$$H_{ст} = \left(\frac{q}{m\sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{\alpha q^2}{2g(\sigma h_c'')^2} = \left(\frac{43,74}{0,35 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 43,74^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 15,98)^2} = 8,92 \text{ м}, \quad (6.35)$$

где σ – коэффициент запаса, зависящий от точности определения расчетного расхода, принят 1,1;

α – коэффициент Кориолиса, принят 1,1;

m – коэффициент расхода водослива зависит от типа водослива (для водобойной стенки полигонального профиля принят $m = 0,35$);

q – удельный расход на водобое:

$$q_c = \frac{Q_{расч}}{B + (n-1) \cdot \delta_6} = \frac{1180,92}{21 + (3-1) \cdot 3} = 43,74 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.36)$$

После определения высоты стенки проверяем форму сопряжения бьефов за стенкой, принимая полную удельную энергию перед стенкой равной

$$T_0 = h_{ст} + H_{ст} = 8,66 + 8,92 = 17,58 \text{ м}, \quad (6.37)$$

$$h_{кр} = 6,66 \text{ м},$$

$$\xi_{T_0} = \frac{17,58}{6,66} = 2,64,$$

$$\varphi = 0,9.$$

По графику М.Д. Чертоусова в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T_0} определяем $\zeta_c' = 0,56$ и $\zeta_c'' = 1,62$.

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h_c' = 0,56 \cdot 6,66 = 3,73 \text{ м},$$

$$h_c'' = 1,62 \cdot 6,66 = 10,79 \text{ м},$$

$$h_c'' = 10,79 \text{ м} < h_{нб} = 11,97 \text{ м}$$

По произведенным расчетам видно, что прыжок за водобойной стенкой затоплен, следовательно, гасители энергии за стенкой не требуются. Таким образом, в качестве гасителя энергии в НБ принята водобойная стенка с $h_{ст} = 8,66$ м.

6.2.8 Пропуск расходов через глубинные водосбросы

Глубинный водосброс запроектирован в соответствии с требованием п. 4.6 СП 58.13330.2019, при проектировании гидротехнических сооружений ГЭС следует предусматривать мероприятия для безопасного сброса воды в нижний бьеф через водосбросные сооружения в зимний период в случаях невозможности пропуска воды через гидроагрегаты (авария, ограничение выработки при отсутствии потребления и др.)». Глубинный водосброс будет также использоваться в эксплуатационный период для пропуска паводков и половодий. Расчетный расход через глубинный водосброс определен в п. 2.2.1 данной Пояснительной записки и составил $1114,97 \text{ м}^3/\text{с}$.

Площадь одного водосбросного отверстия, при незатопленном выходном отверстии:

$$\omega_{во} = \frac{Q}{\mu \sqrt{2gH_{во}}} = \frac{1114,97}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 40,51}} = 49,43 \text{ м}^2, \quad (6.38)$$

где Q – расход, сбрасываемый через одно отверстие;
 μ – коэффициент расхода, принимается равным 0,8;
 $H_{во}$ – напор над центром выходного отверстия:

$$H_{во} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ВО} = 169,00 - 128,49 = 40,51 \text{ м}, \quad (6.39)$$

где $\nabla \text{ВО}$ – отметка центра выходного водосбросного отверстия.

Глубинный водосброс представляет собой отдельное сооружение, состоящее из 2-секций шириной по 11 м. В каждой секции глубинного водосброса располагается по 1 водосбросному отверстию размерами $4,5 \times 5,5$ м. Глубинный водосброс оборудован аварийно-ремонтным и ремонтными затворами с ВБ и рабочим затвором с нижнего бьефа.

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

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

Исходя из условия недопущения растягивающих напряжений на верховой грани, определяют ширину подошвы плотины $B_{п}^I$:

$$B_{\Pi}^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_{\text{б}}}{\rho_{\text{в}}}(1-n)+n(2-n)-\alpha_1}} = \frac{45}{\sqrt{\frac{24}{10}-0,5}} = 32,65 \text{ м}, \quad (6.40)$$

где h – высота плотины:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}} = 169,00 - 124,00 = 45 \text{ м}, \quad (6.41)$$

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

$\rho_{\text{в}}$ – плотность воды 10 кН/м^3 ;

$\rho_{\text{б}}$ – плотность бетона 24 кН/м^3 ;

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

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

$$B_{\Pi}^{II} = \frac{\gamma_{\Pi} h}{\text{tg}\varphi \left(\frac{\rho_{\text{б}}}{\rho_{\text{в}}} + n - \alpha_1 \right)} = \frac{1,25 \cdot 45}{\text{tg}32^{\circ} \left(\frac{24}{10} - 0,5 \right)} = 47,38 \text{ м}, \quad (6.42)$$

где φ – угол внутреннего трения грунта основания;

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

Ширина подошвы плотины принимается равной $B_{\Pi} = 47,38 \text{ м}$.

6.3.2 Разрез бетонных плотин 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 3 секции.

Так как число пролетов $n = 3$, 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.

6.3.3 Быки

Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму. В нижнем бьефе отметка верха уступа быка принята на 1,5 м выше максимальной отметки уровня нижнего бьефа.

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.

6.3.4 Устои

Устраивается один разделяющий устой: между водосливной плотиной и зданием ГЭС, длиной 129,5 м, и шириной 2 м.

6.3.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи расположены через 15 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 $V_{\text{пол.гал.}} = 121,50$ м, $V_{\text{пол.гал.}} = 135,76$ м, $V_{\text{пол.гал.}} = 150,76$ м и размеры галерей, соответственно, $2,5 \times 3,0 \times 2,5$ м. На расстоянии от напорной грани 2,1 м.

6.3.6 Основные элементы плотины

В состав плотины входят: фундаментная плита, водосливная грань, быки и устои, деформационные швы и их уплотнения, водобой и рисберма с зубом, дренажи в теле плотины и основании.

Цементационная завеса применяется, когда основание сложено скальными грунтами.

Толщина противодиффузионной завесы δ_3 :

$$\delta_3 > \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{J_{cr,m}} = \frac{24 \cdot 1,25}{15} = 2,0 \text{ м}, \quad (6.44)$$

где $\Delta H_3 = H_d - H_{as} = 24$ м – потери напора на завесе;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$J_{cr,m}$ – критический градиент напора на завесе следует принимать для скальных грунтов – 15.

Принимаем $\delta_3 = 3$ м.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы назначают:

$$l_3 = (0,05 \div 0,25) \cdot B_n = 0,075 \cdot 47,38 = 3,55 \text{ м}, \quad (6.45)$$

где B_n – ширина подошвы плотины.

Глубину цементационной завесы принимают равной:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) H_{\text{max}} = 0,65 \cdot 43,26 = 28,15 \text{ м}, \quad (6.46)$$

где $H_{\text{max}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{\text{min}} = 169,00 - 125,74 = 43,26 \text{ м}. \quad (6.47)$

6.3.7 Дренажные устройства в основании

Для отвода фильтрующейся воды и снижения фильтрационного давления на сооружение в основании сооружения устроены дренажи.

Дренаж выполнен в виде вертикальных скважин диаметром 100 мм. Глубина скважин принимается равной:

$$h_{\text{др}} = 0,6 \cdot h_{\text{зав}} = 0,6 \cdot 28,15 = 16,89 \text{ м}. \quad (6.48)$$

Через дренажные скважины фильтрующуюся воду выводят в цементационную или дренажную галерею, а отвод воды в НБ осуществляют самотеком или насосами. Расстояние между осями дренажа и цемзавесы принимаем равным 5,5 м.

6.4 Конструктивные элементы нижнего бьефа

6.4.1 Водобой

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

Для отвода фильтрующейся воды устроены дренажные колодцы в раздельных устоях и сопрягающих стенках. Толщина водобоя, равная 4,5 м, определена по формуле В.Д. Домбровского (6.30).

6.4.2 Рисберма и ковш

Рисберма – участок за водобоем, предназначенный для успокоения и рассеяния потока. Выполняется в виде крепления из бетонных или железобетонных плит, расположенных в шахматном порядке. Вес конструкции рисбермы по течению уменьшается, достигается это путём уменьшения толщины плит. Толщину плит рисбермы 1-го порядка назначаем 4 м, далее по потоку толщина плит уменьшаются, толщина последней плиты равна 1 м.

6.5 Определение основных нагрузок на плотину

6.5.1 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующих сил $G_{пл}$ и $G_б$ определяются в программе AutoCAD:

$$S_{пл} = 1049,628 \text{ м}^2, S_б = 1677,753 \text{ м}^2.$$

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

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_б}{b + \delta_б} = \frac{1049,628 \cdot 7 \cdot 9,81 \cdot 2400}{7+3} = 17298,7 \text{ кН/м}, \quad (6.49)$$

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

b – ширина пролёта;

$\delta_б$ – толщина быка;

$\rho_б$ – плотность бетона.

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_б = \frac{S_б \cdot \delta_б \cdot \rho_б \cdot g}{b + \delta_б} = \frac{1677,753 \cdot 3 \cdot 2400 \cdot 9,81}{7+3} = 11850,31 \text{ кН/м}. \quad (6.50)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_з \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 83,9 \cdot \sqrt{83,9} \cdot 9,81 = 389,7 \text{ кН}, \quad (6.51)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (170,49 - 159,00 + 0,5) \cdot 7 = 83,9 \text{ м}^2. \quad (6.52)$$

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

$$q_з = \frac{Q_з}{b + \delta_б} = \frac{389,7}{7+3} = 38,97 \text{ кН/м}. \quad (6.53)$$

6.5.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления на верхнюю и нижнюю грани бетонной плотины имеют форму равнобедренного прямоугольного треугольника.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды. Со стороны верхнего бьефа:

$$T_в = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 49,5^2}{2} = 12251,25 \text{ кН/м}, \quad (6.54)$$

где $h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 169,00 - 119,50 = 49,5 \text{ м.}$ (6.55)

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_{\text{н}} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 9,5^2}{2} = 451,25 \text{ кН/м,}$$
 (6.56)

где $h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{осн}}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 129,00 - 119,50 = 9,5 \text{ м.}$ (6.57)

6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления имеет вид прямоугольника с высотой от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы сооружения.

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}} \cdot \rho_w \cdot g = 450,11 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 4501,1 \text{ кН/м,}$$
 (6.58)

где $S_{\text{эп}} = 450,11 \text{ м}^2$ – площадь эпюры взвешивающего давления, включая зубья, определена с помощью AutoCAD.

6.5.4 Сила фильтрационного давления

Эпюра фильтрационного давления построена в п. 6. В качестве воздействия на плотину учитывается часть эпюры фильтрационного давления, действующего непосредственно на подошву плотины:

$$W_{\text{ф}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 319,82 = 3198,2 \text{ кН/м,}$$
 (6.59)

где $S_{\text{эп}} = 319,82 \text{ м}^2$ – площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины.

6.5.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right) = 10 \cdot 3 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{21}{2} \right) = 14,17 \text{ кН/м}^2,$$
 (6.60)

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.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_{\text{н}} = \frac{h_{\text{н}} \cdot p_{\text{н}}}{2} = \frac{3 \cdot 14,17}{2} = 21,26 \text{ кН/м.}$$
 (6.61)

6.5.6 Волновое давление

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

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 2,55 \cdot \left(\frac{28,62}{3,14} + \frac{0,71}{2} \right) = 120,7 \text{ кН/м}, \quad (6.62)$$

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

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 2,55^2}{28,62} = 0,71 \text{ м}. \quad (6.63)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{28,62}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 2,55 = 3,6 \text{ м}. \quad (6.64)$$

6.5.7 Давление пригрузка воды

Вертикальная составляющая гидростатического давления (пригрузка воды) действует на часть тела плотины в нижнем бьефе, находящейся под водой, при уровне НБ, соответствующего $\nabla \text{УНБ}_{\text{min}}$.

$$W_{\text{н}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 43,772 = 437,72 \text{ кН/м}, \quad (6.65)$$

где $S_{\text{эп}} = 43,772 \text{ м}^2$ – площадь эпюры давления пригрузка, действующего на тело плотины.

6.6 Оценка прочности плотины

Оценка общей прочности плотины произведена в сечении на уровне подошвы плотины.

Составлена таблица 6.3, в которой занесены все нагрузки, умноженные на соответствующий коэффициент надёжности по нагрузке γ_f [41].

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$T_{\text{в}}$	1,0	→	12251,25	16,5	202186,05
$T_{\text{н}}$	1,0	←	451,25	3,17	-1430,46
$G_{\text{б}}$	0,95	↓	11257,79	7,09	-79862,77

Окончание таблицы 6.3

Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$G_{пл}$	0,95	↓	16433,77	7,85	-129062,58
$W_{взв}$	1	↑	4501,1	0,00	0,00
$W_{ф}$	1	↑	3198,2	11,52	36852,24
$W_{н}$	1	↓	437,72	18,68	8176,59
$E_{н}$	1,2	→	25,51	5,51	140,54
$W_{волн}$	1,0	→	120,7	43,64	5268,09
$q_з$	0,9	↓	35,07	20,66	-724,67
		$\Sigma \downarrow \uparrow$	20027,33	ΣM	41543,05

Расчёт краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчёте на 1 п.м. длины) выполнен по формулам:

Для верхней грани:

$$\sigma_y^u = \frac{-\Sigma N}{B} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = \frac{-20027,33}{21,05} + \frac{6 \cdot 41543,05}{21,05^2} = -388,86 \text{ кН/м}^2, \quad (6.66)$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -388,86 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 49,5 \cdot (1 - 0^2) = -495,00 \text{ кН/м}^2, \quad (6.67)$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (9,81 \cdot 49,5 + (-388,86)) \cdot 0 = 0,00, \quad (6.68)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -388,86 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 49,5 \cdot 0^2 = -388,86 \text{ кН/м}^2, \quad (6.69)$$

$$\sigma_2^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 49,5 = -495,00 \text{ кН/м}^2, \quad (6.70)$$

где $\gamma_w = 9,81 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;

H_d^u – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа:

$$H_d^u = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ПОД} = 169,00 - 119,50 = 49,5 \text{ м}, \quad (6.71)$$

$$m_u = tg \alpha_1, \quad (6.72)$$

где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $tg 90^\circ = 0$.

Для нижней грани:

$$\sigma_y^t = \frac{-\Sigma N}{B} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = \frac{-20027,33}{21,05} - \frac{6 \cdot 41543,05}{21,05^2} = -1514,26 \text{ кН/м}^2, \quad (6.73)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -1514,26 \cdot 0,00^2 - 9,81 \cdot 9,5 \cdot (1 - 0,00^2) = -95,00 \text{ кН/м}^2, \quad (6.74)$$

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(9,81 \cdot 9,5 - 1514,26) \cdot 0,00 = 0,00 \text{ кН/м}^2, \quad (6.75)$$

$$\sigma_1^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -1514,26 \cdot (1 + 0,00^2) + 9,81 \cdot 9,5 \cdot 0,00^2 = -1514,26 \text{ кН/м}^2, \quad (6.76)$$

$$\sigma_2^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 9,5 = -95,00 \text{ кН/м}^2, \quad (6.77)$$

где H_d^t – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа:

$$H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{\text{осн}} - \nabla \text{ПОД} = 129,00 - 119,50 = 9,5 \text{ м}, \quad (6.78)$$

$$m_t = tg \alpha_2, \quad (6.79)$$

где α_2 – угол между низовой гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины низовая грань вертикальна, то $tg 90^\circ = 0$;

$\sigma_y^u, \sigma_x^u, \sigma_y^t, \sigma_x^t$ – нормальные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно у верховой и низовой граней, кПа;

τ_{xy}^u, τ_{xy}^t – касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно у верховой и низовой граней, кПа;

$\sigma_1^u, \sigma_2^u, \sigma_1^t, \sigma_2^t$ – главные напряжения, соответственно у верховой и низовой граней, кПа;

$\sum N$ – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

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

B – ширина подошвы плотины.

Расчёт краевых напряжений представлен в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y, \text{кН/м}^2$	-388,86	-1514,26
$\sigma_x, \text{кН/м}^2$	-495,00	-95,00
$\tau_{xy}, \text{кН/м}^2$	0,00	0,00
$\sigma_1, \text{кН/м}^2$	-88,86	-1514,26
$\sigma_2, \text{кН/м}^2$	-495,00	-95,00

6.7 Критерии прочности плотины и ее основания

Проверка выполнения условий, полученных напряжений для основного сочетания нагрузок.

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_2| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.80)$$

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,

$$118,75 \text{ кН/м}^2 < 11115,00 \text{ кН/м}^2.$$

Отсутствие растягивающих напряжений на верховой грани плотины:

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.81)$$

$$-388,86 \text{ кН/м}^2 < 0.$$

В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.82)$$

$$388,86 \text{ кН/м}^2 > 123,75 \text{ кПа}.$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

6.8 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:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.83)$$

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.

$$\begin{aligned} R &= (G_{пл} + G_6 + q_3 - W_\phi - W_{взв} + W_H) \cdot tg\varphi + E_{пасс} \cdot \gamma'_c + c \cdot \omega = \\ &= (16433,77 + 11257,79 + 35,07 - 3198,20 - 4501,10 + 437,72 \cdot \\ &\cdot tg32^\circ + 0,00 \cdot 0,7 + 100 \cdot 47,38 = 17525,98 \text{ кН}, \end{aligned} \quad (6.84)$$

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,

$$F = T_B - T_H + W_{\text{волн}} + E_{\text{пасс}} = 12251,25 - 451,25 + 120,70 + 0,00 = 11920,70 \text{ кН}, \quad (6.85)$$

$$\frac{17525,98 \cdot 0,95}{11920,70 \cdot 1,0} = 1,40 > 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости и имеет запас в 12%.

7 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Акчимской ГЭС. Охрана труда и противопожарная безопасность

7.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Акчимской 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:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

- формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
- изменение процессов переноса и седиментации наносов;

- формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Вишеры в нижнем бьефе Акчимской 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, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

7.2 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 2 м.

7.3 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.

7.4 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

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 (350000 м³);
 q – удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$);
 ρ – плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5$ т/м³),

$$M = \frac{350000 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 15750 \text{ т.}$$

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 (27000 т);
 q – удельный норматив образования, % ($q = 1,0$ %);
 ρ – удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0$ т/м³),

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{27000 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 540 \text{ т.}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 15750 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 540 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.

7.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Акчимской 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

Акчимская ГЭС, согласно проекту, относится к первому классу ГТС. Одной из важнейших задач эксплуатационной службы является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений.

Для контроля состояния Акчимской 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;
- наличия 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 Акчимской ГЭС. Общие положения

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемой ГЭС следует считать обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса; сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве, а также предупреждение возможности их возникновения.

Контроль за выполнением требований нормативов по охране труда осуществляется руководителями гидроэлектростанции и подразделениями на всех ступенях управления. Исполнение правил обязательно для всех работников, связанных с эксплуатацией сооружений и оборудования проектируемой ГЭС, а также для работодателей, в ведении которых находятся названные работники.

Для выполнения и обеспечения правил охраны труда должны выполняться следующие требования:

- проектирование, строительство, реконструкция и ремонт гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования ГЭС, территория и акватория в зоне ответственности ГЭС, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать нормам законодательства, требованиям технических регламентов, стандартов;

- при случае возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к использованию предварительно

разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС;

- должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных (аварийно-спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала;

- должны быть разработаны и вывешены на видных местах схемы и пути эвакуации работников из зон возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения;

- подразделения ГЭС, соответствующие безопасные помещения должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, системами автономных устройств жизнеобеспечения, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Персонал, в свою очередь должен быть извещен и знать об объеме укомплектования рабочих зон и безопасных помещений указанными средствами;

- инструктажи во всех подразделениях на Акчимской 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 Акчимской ГЭС должен быть обучен приемам оказания первой помощи при несчастных случаях на производстве и овладеть навыками их применения.

Руководителем Акчимской 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 Акчимской 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;
- каждым 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 Акчимской 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 Акчимской 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 Акчимской 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.

Для трансформатора предусматривается маслоприемник без отвода масла.

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 0,4-15,75 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 несгораемых герметичных дверей. Прокладки кабелей сквозь стены должны быть герметично заделаны.

Масляное хозяйство с резервуарами, маслоочистительной и регенерационной аппаратурой, входящее в состав технологических установок электростанции, трансформаторной мастерской, размещается в сооружении гидроузла. Масляное хозяйство как источник повышенной опасности предусматривает устройство новейших автоматических противопожарных защит с откачкой воздуха из помещений с 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 Акчимской 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 Акчимской 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 Акчимской 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 сгораемые материалы.

9 Технико-экономические показатели

9.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

9.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Гидроэлектростанция (ГЭС) – неразрывная система гидротехнических сооружений и оборудования для получения электроэнергии из энергии воды. В энергосистеме роль ГЭС заключается в регулировании её параметров в нестационарных режимах, а также в покрытии наиболее неравномерных частей графика нагрузки. Кроме того, низкая стоимость товарной продукции ГЭС положительно сказывается на ценообразовании электроэнергии на рынке сбыта.

Таблица 9.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2026	2027	2028	2029	2030
Установленная мощность	МВт	306	306	306	306	306
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии	МВт*ч	1220160	1220160	1220160	1220160	1220160
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	12202	12202	12202	12202	12202
Объём реализации электроэнергии	МВт*ч	1207958	1207958	1207958	1207958	1207958
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	1318	1349	1 379	1 402	1 417
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	133	136	139	141	143
НДС к выручке	млн.руб	20	21	21	22	22

При постоянном объеме продажи электроэнергии выручка от реализации возрастает, что связано с ростом тарифа на электроэнергию. Рост тарифа обусловлен прогнозом Единых сценарных условий ПАО «РусГидро».

9.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗО ПАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

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

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08 %.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда (ФОТ)	255,2	77,8
Прочие	274,0	83,6
Итого по ГЭС	529,2	161,4

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

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям ПАО РусГидро, результат представлен в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС» (Системный оператор ЕЭС)	135,380 тыс.руб/МВт	41,300
НП АТС (Администратор торговой системы)	1,097 тыс.руб/МВт·ч	2,890
ЦФР (Центр финансовых расчетов)	0,318 тыс.руб/МВт·ч	0,840
Итого	-	45,020

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Вишера 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				
	2026	2027	2028	2029	2030
Амортизационные отчисления, млн.руб.	111,74	236,02	249,03	249,03	249,03
Расходы на страхование, млн.руб.	27,94	55,50	54,95	52,56	50,17
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	161,42	161,43	161,43	161,43	161,43
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	1,75	3,47	5,15	4,93	4,70
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	45,02	45,02	45,02	45,02	45,02
Налог на воду, млн.руб.	11,59	12,65	12,65	12,65	12,65
Итого, млн.руб.	359,47	514,08	528,24	525,62	523,01

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 (рисунок 9.1).

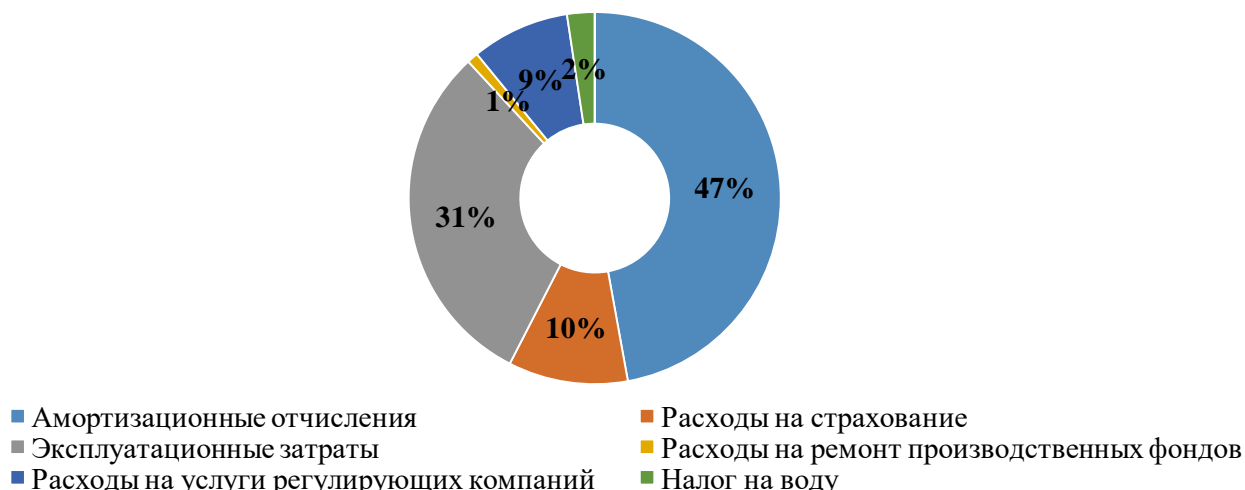


Рисунок 9.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Таким образом, определяющее значение в формировании затрат по гидроузлу имеют амортизационные отчисления (47 %) и эксплуатационные затраты (31 %).

9.1.3 Налоговые расходы

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

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 1,1%;
- 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.	453,28	463,26	469,55	474,52	479,73
НДС, млн.руб.	537,20	635,65	642,74	648,21	653,97

Окончание таблицы 9.6

Наименование	Год реализации проекта				
	2028	2029	2030	2031	2032
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	12,16	12,16	12,16	12,16	12,16
Налог на имущество, млн.руб.	65,77	61,03	58,29	55,55	52,81
Итого, млн.руб.	1068,40	1172,10	1182,74	1190,43	1198,66

Налоговые расходы формируют, в основном, налог на прибыль и налог на добавочную стоимость.

Увеличение налоговых расходов связано с увеличением выручки от реализации электроэнергии. Уменьшение налога на имущество обусловлено окончанием строительства и снижением количества используемого оборудования.

9.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

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

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 9.7.

Таблица 9.7– Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Выручка (нетто), млн.руб.	2985,92	3058,19	3128,35	3182,80	3216,48
Текущие расходы, млн.руб.	359,47	514,08	528,24	525,62	523,01
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	2626,45	2544,11	2600,11	2657,18	2693,47
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	2626,45	2544,12	2600,11	2657,18	2693,47
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	433,36	419,78	429,02	438,43	444,42
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	2193,09	2124,33	2171,09	2218,74	2249,05
Ставка налога на прибыль, %	16.50	16.50	16.50	16.50	16.50

С вводом первого гидроагрегата в эксплуатацию происходит рост чистой прибыли, также увеличиваются текущие расходы. Прибыль повышается с вводом мощностей.

Отток денежных средств связан с продолжающимся строительством.

9.3 Анализ денежных потоков

На рисунке 9.2 представлен график Cash-Flow с указанием укрупненных этапов строительства станции.

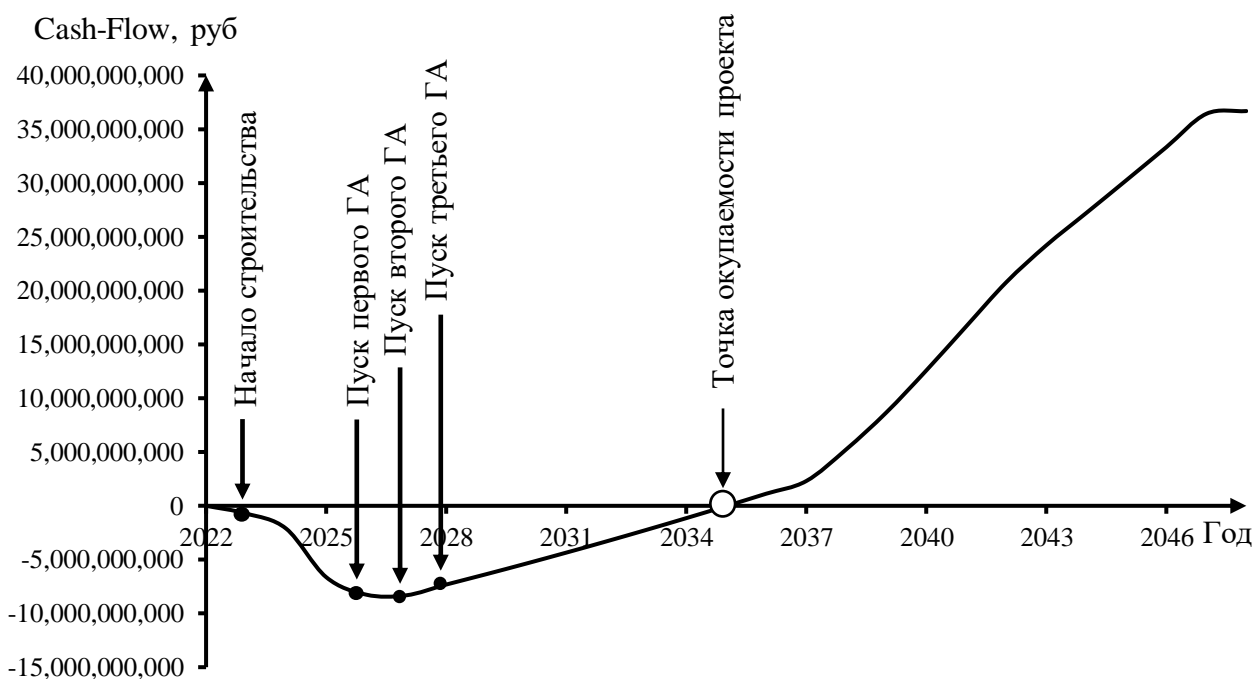


Рисунок 9.2 – График Cash-Flow

Изначально проект имеет отрицательный денежный поток, что обусловлено строительными работами, покупкой и монтажом оборудования. График имеет отрицательную тенденцию вплоть до ввода в эксплуатацию первого гидроагрегата в 2026 году. С началом производства электроэнергии денежный поток имеет положительный рост, величина отрицательного денежного потока сокращается и в 2035 году становится положительной, после чего расходы покрываются доходами и проект приносит прибыль.

9.4 Оценка инвестиционного проекта

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

9.4.1 Методология, исходные данные

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

- чистый, дисконтированный доход;
- индекс прибыльности;
- срок окупаемости;
- и т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии со следующими нормативными документами:

- «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике»,

утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

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

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

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

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- период прогнозирования для Акчимской ГЭС составляет 25 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования;

- используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2023 года;

- предполагается что в течение прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

9.4.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 9.8.

Таблица 9.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Акчимская ГЭС на реке Вишера»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,60
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	240,00
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	1361,64
Индекс прибыльности – PI	1,18
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	13,44
Себестоимость электроэнергии, руб/кВт*ч	0,19
Удельные капиталовложения, руб/кВт	106114,20

Так как индекс прибыльности PI больше 1 проект может считаться эффективным.

9.4.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная

часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2026	2027	2028	2029	2030
В федеральный бюджет, млн.руб	426,74	459,36	1003,12	1111,56	1124,94
В региональный бюджет, млн.руб	26,71	55,43	65,77	61,028	58,29
Итого налоговых поступлений, млн.руб	464,75	526,95	1081,05	1184,75	1195,39

Строительство Акчимской ГЭС обеспечит регулярное поступление денежных средств в федеральный и региональный бюджеты. С момента производства электроэнергии, денежные поступления значительно возрастут.

9.5 Анализ чувствительности

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

В данном разделе проведен анализ чувствительности NPV к изменениям:

- Изменение объема инвестиций;
- Изменение цены сбыта;
- Изменение ставки налогов;
- Изменение ставки дисконтирования.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

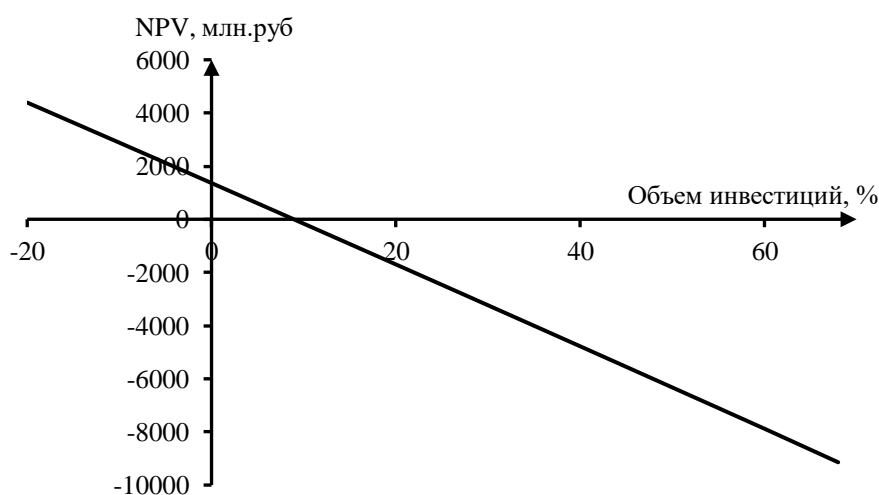


Рисунок 9.3 – Изменение NPV в зависимости от изменения объема инвестиций

Увеличение объема инвестиций ведет к уменьшению NPV.

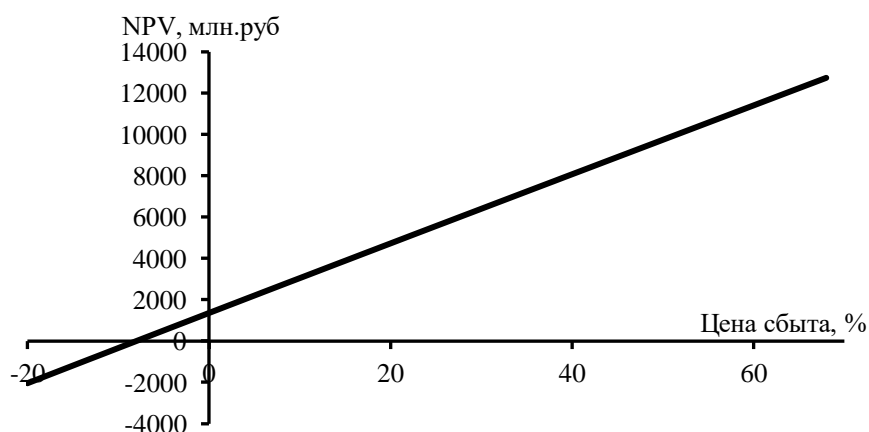


Рисунок 9.4 – Изменение NPV в зависимости от изменения цены сбыта

Увеличение цены сбыта ведет к увеличению NPV.

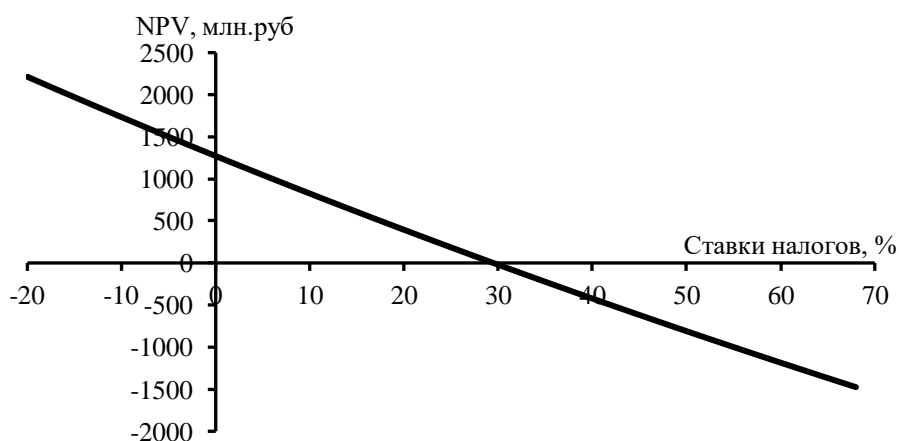


Рисунок 9.5 – Изменение NPV в зависимости от изменения ставки налогов

Увеличение ставки налогов ведет к уменьшению NPV.

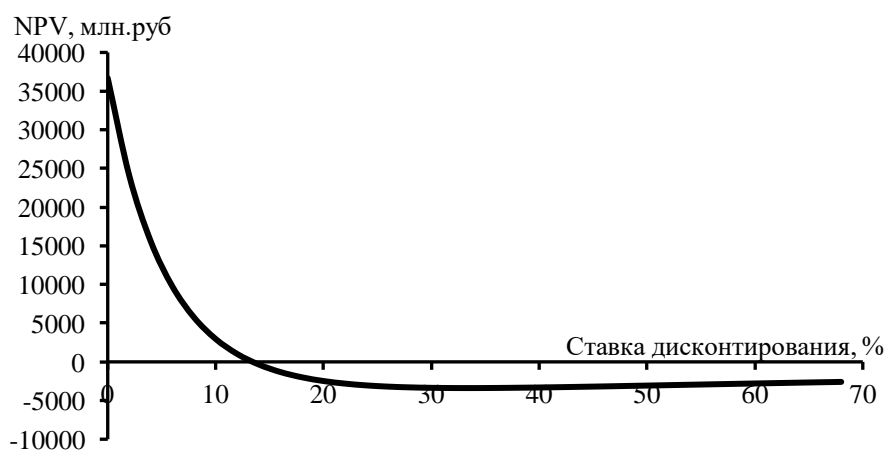


Рисунок 9.6 – Изменение NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Увеличение ставки дисконтирования ведет к уменьшению NPV.

10 Аппаратная надежность устройств релейной защиты

10.1 Общие положения

Одним из основных требований, применяемых к устройствам релейной защиты и автоматики (далее РЗА), является надежность.

Увеличивающаяся сложность технических устройств; возрастающая ответственность функций, которые выполняют технические устройства; повышение требований к качеству изделий и условиям их работы; возросшая роль автоматизации, которая сокращает возможность непрерывного наблюдения за состоянием устройства, – основные факторы, определившие главное направления в развитии науки о надежности.

По данным [62] на январь 2022 года в эксплуатации находится около 1,8 миллионов устройств РЗА. Распределение устройств РЗА по аппаратному исполнению представлено на рисунке 1.1.

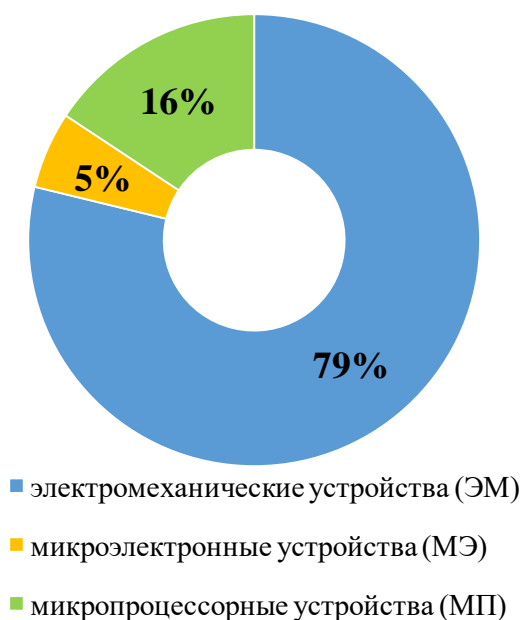


Рисунок 10.1 – Распределение устройств РЗА по аппаратному исполнению

В то же время наблюдается тенденция к увеличению количества устройств РЗА с превышением срока службы:

- электромеханические – 72 %;
- микроэлектронные – 43 %;
- микропроцессорные – 0,8 %.

В процессе эксплуатации защиты могут не в полной мере выполнять поставленные перед ними задачи:

- не срабатывать при повреждениях в пределах действия защиты;
- срабатывать при контролируемых коротких замыканиях;
- осуществлять ложные срабатывания при отсутствии повреждения электрооборудования в системе электроснабжения.

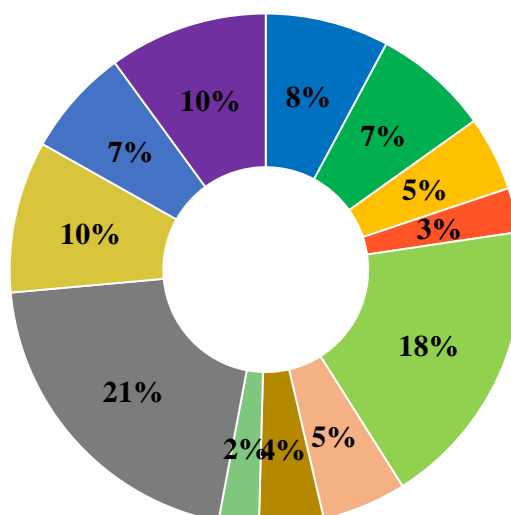
Все перечисленные неправильные действия относятся к отказам защит в процессе их действия.

Неправильные действия релейной защиты (далее РЗ) являются одной из основных причин возникновения тяжелых аварий, периодически происходящих в энергосистеме.

По данным [61] в 51% случаев причиной аварий в энергосистеме были неправильные действия РЗ. Поэтому от надежности РЗ во многом зависит надежность всей энергосистемы.

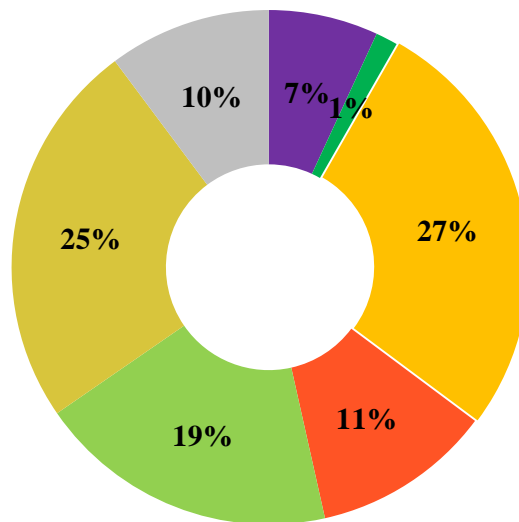
Согласно «Информации о результатах функционирования устройств РЗА в ЕЭС России», по данным АО «СО ЕЭС», с 1 января 2019 года по 31 декабря 2021 года в ЕЭС России было зафиксировано 168937 случаев срабатывания устройств РЗА. Число правильных срабатываний составило 162595 или 96,25 %.

Распределение случаев неправильных срабатываний устройств РЗА по техническим и организационным причинам приведено на рисунках 10.2 и 10.3, соответственно.



- Ошибочное формирование управляющих воздействий
- Ошибки в параметрах настройки устройств РЗА
- Ошибка при выполнении переключений с устройствами РЗА
- Неисправность цепей оперативного тока
- Неисправность ЭМ
- Неисправность МЭ
- Неисправность МП
- Сбой ПО
- Неисправность вторичных цепей РЗА
- Физический износ
- Прочие технические причины
- Причина не определена

Рисунок 10.2 – Технические причины неправильных срабатываний РЗА



- Недостатки технического обслуживания устройств РЗА
- Непринятие необходимых мер или несвоевременное их принятие
- Ошибочные или неправильные действия персонала
- Дефекты проекта и монтажа
- Прочие организационные причины
- Причина не определена

Рисунок 10.3 – Организационные причины неправильных срабатываний РЗА

10.2 Аспекты надежности устройств РЗА

Надёжность – это свойство РЗ, характеризующее её способность действовать правильно и безотказно для действия при которых данная защита предназначена, и не действовать в нормальных условиях, а также при таких повреждениях и нарушениях нормального режима, при которых действие данной защиты не предусмотрено.

Понятия надежности:

- аппаратная надежность – надежность самой аппаратуры, входящей в состав релейной защиты;
- надежность персонала – аспект, связанный с отказами защиты в функционировании за счет ошибок обслуживающего персонала;
- надежность программного обеспечения (далее ПО) – способность программного средства сохранять заданный уровень пригодности в заданных условиях в течение заданного интервала времени.

Существуют два аспекта надёжности:

- надёжность срабатывания – при повреждении защищаемого объекта;
- надёжность несрабатывания – при отсутствии повреждения на защищаемом объекте.

Как правило, при улучшении показателей надёжности одного вида показатели второго вида ухудшаются.

В настоящее время специалисты, занятые разработкой и проектированием систем РЗА, учитывают в основном первый аспект надёжности, мало внимания уделяя второму аспекту.

Выбор показателей и критериев эффективности и надёжности, а также методов выбора оптимального по эффективности варианта РЗ защищаемого объекта играют решающую роль в выборе основных направлений развития техники РЗА и методах повышения надёжности.

На этапе проектирования микропроцессорных (далее МП) устройств РЗА расчет надёжности производится с целью прогнозирования ожидаемой надёжности проектируемой системы для обоснования предполагаемого проекта, а также для решения организационно-технических вопросов:

- выбора оптимального варианта структуры;
- способа резервирования;
- количества запасных элементов.

На этапе испытаний и эксплуатации расчеты надёжности проводятся для оценки количественных показателей надёжности. На основании этих расчетов разрабатываются меры по повышению надёжности, определяются слабые места объекта, даются оценки его надёжности и влияния на нее отдельных факторов.

МП устройства РЗА с программной логикой представляют собой систему из двух частей – аппаратной и программной:

- аппаратная часть характеризуется надёжностью физического элемента и имеет распределенные во времени этапы жизненного цикла (рис. 10.4).

- особенность надёжности ПО заключается в том, что износа и старения ПО не происходит. Ограничения надёжности проявляются из-за ошибок в требованиях технического задания, проекте и реализации. Надёжность ПО со временем увеличивается при наличии системы исправления ошибок.

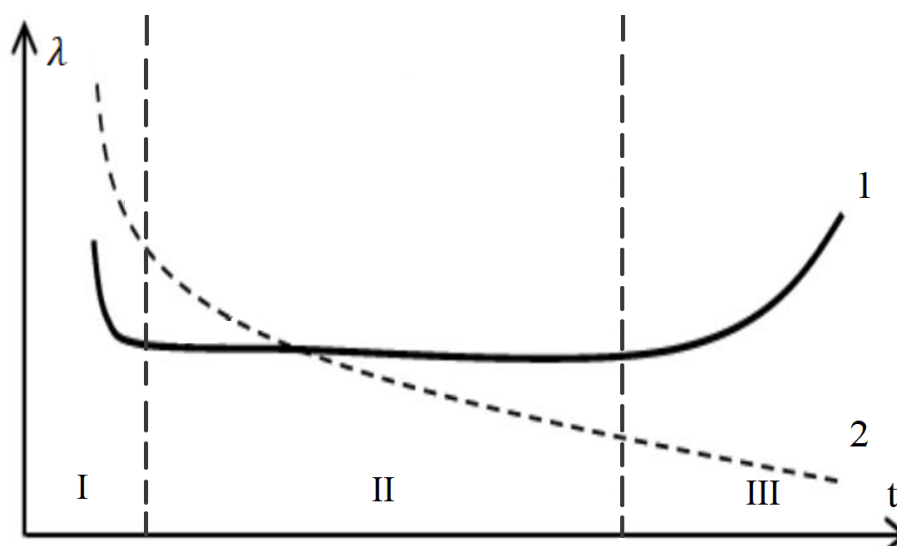


Рисунок 10.4 – Вид функции интенсивности отказов для аппаратной части (1) и программного обеспечения (2)

I – период приработки. Во время приработки наблюдаются приработочные отказы, обусловленные наличием бракованных изделий со

скрытыми дефектами. Этот период продолжается от нескольких часов до сотен часов.

II – период нормальной эксплуатации, характеризуется минимальным количеством отказов. В этот период наблюдаются, в основном, внезапные отказы, предупредить которые не предоставляется возможным.

III – период износа и старения. Характеризуется наступлением отказов вследствие износа и старения материалов и компонентов.

10.3 Анализ работы устройств РЗА ГЭС

Анализ выполнен на основании отчетов о состоянии оборудования ГЭС филиалов ПАО «РусГидро».

По состоянию на 31.12.2021 в филиалах ПАО «РусГидро» в эксплуатации находилось 3951 устройств РЗА. Распределение устройств РЗА по функциям представлено на рисунке 10.5.

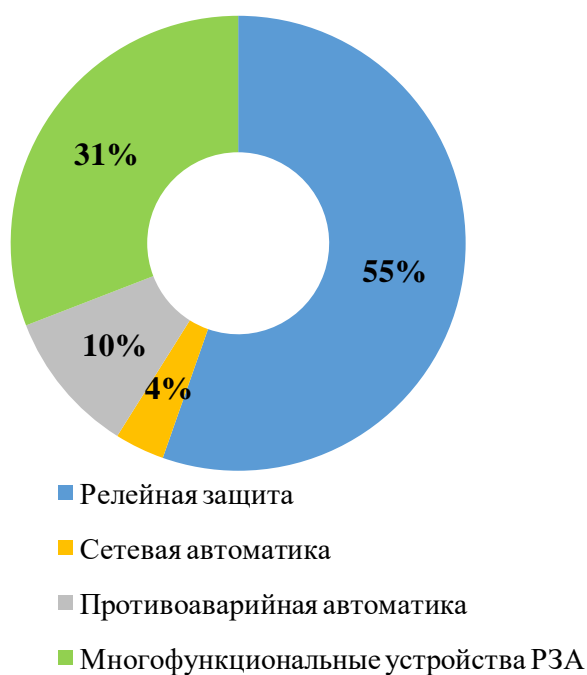


Рисунок 10.5 – Распределение устройств РЗА по функциям

Доля микропроцессорных устройств РЗА составляет 74,2 %, электромеханических – 22,9 %.

В 2021 году было зафиксировано 1796 случаев срабатывания устройств РЗА, в том числе:

- правильные срабатывания – 1766;
- неправильные срабатывания – 30.

Итоги срабатываний устройств РЗА в период с 2017 по 2021 года приведены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Общие итоги работы устройств РЗА

Год	Общее кол-во устройств	Случай работы «правильно»	Случай работы «неправильно»			
			Всего	Ложно	Излишне	Отказ
		Кол-во действий	Кол-во действий	Кол-во действий	Кол-во действий	Кол-во действий
2017	4310	1241	29	17	12	2
2018	4537	2965	13	9	4	0
2019	4617	1765	16	11	2	3
2020	3872	1421	21	7	10	4
2021	3951	1766	30	11	10	9

В качестве основного показателя оценки правильности работы устройств РЗА используется процент правильной работы K_1 , определяемый по формуле:

$$K_1 = \frac{n_{\text{пс}}}{n_{\text{пс}} + n_{\text{нл}} + n_{\text{ни}} + n_{\text{о}}} \cdot 100\%, \quad (10.1)$$

где $n_{\text{пс}}$ – число правильных срабатываний;
 $n_{\text{нл}}$ – число ложных срабатываний;
 $n_{\text{ни}}$ – число излишних срабатываний;
 $n_{\text{о}}$ – число отказов срабатывания;

$$K_1^{2021} = \frac{1766}{1766 + 11 + 10 + 9} \cdot 100\% = 98,33\%.$$

В качестве дополнительных показателей оценки работы устройств РЗА используются следующие показатели:

1) Показатели, характеризующие надежность устройств РЗА:
 - показатель, оценивающий надежность срабатывания устройств РЗА (D);
 - показатель, оценивающий надежность несрабатывания устройств РЗА (S);

2) Показатели, характеризующие усредненное число срабатываний устройств РЗА:

- усредненное число срабатываний устройств РЗА (f_1);
- усредненное число правильных срабатываний устройств РЗА (f_2);
- усредненное число неправильных срабатываний устройств РЗА (f_3).

Показатель надежности срабатывания определяется по формуле:

$$D = \frac{n_{\text{пс}}}{n_{\text{пс}} + n_{\text{о}}} \cdot 100\%, \quad (10.2)$$

$$D^{2021} = \frac{1766}{1766 + 9} \cdot 100\% = 99,49\%.$$

Показатель надежности несрабатывания определяется по формуле:

$$S = \frac{n_{\text{пс}}}{n_{\text{пс}} + n_{\text{ни}} + n_{\text{о}}} \cdot 100\%, \quad (10.3)$$

$$S^{2021} = \frac{1766}{1766 + 10 + 9} \cdot 100\% = 98,94\%.$$

Усредненное число срабатываний определяется по формуле:

$$f_1 = \frac{n_{\text{пс}} \cdot n_{\text{ни}} \cdot n_{\text{нд}}}{n_{\text{устр}}}, \quad (10.4)$$

где $n_{\text{устр}}$ – суммарное количество устройств РЗА,

$$f_1^{2021} = \frac{1766 \cdot 10 \cdot 11}{3951} = 0,452 \text{ о. е.}$$

Усредненное число правильных срабатываний определяется по формуле:

$$f_2 = \frac{n_{\text{пс}}}{n_{\text{устр}}}, \quad (10.5)$$

$$f_2^{2021} = \frac{1766}{3951} = 0,447 \text{ о. е.}$$

Усредненное число неправильных срабатываний определяется по формуле:

$$f_3 = \frac{n_{\text{ни}} \cdot n_{\text{нд}}}{n_{\text{устр}}}, \quad (10.6)$$

$$f_3^{2021} = \frac{10 \cdot 11}{3951} = 0,005 \text{ о. е.}$$

Таблица 10.2 – Показатели работы устройств РЗА

Год	Показатель работы					
	К ₁ , %	D, %	S, %	f ₁ , о.е.	f ₂ , о.е.	f ₃ , о.е.
2017	97,56	99,84	98,88	0,295	0,288	0,007
2018	99,56	100,00	99,87	0,656	0,654	0,003
2019	99,10	99,83	99,72	0,385	0,382	0,003
2020	98,54	99,72	99,02	0,371	0,367	0,004
2021	98,33	99,49	98,94	0,452	0,447	0,005

На основании выполненных расчетов можно сделать следующие выводы:

1) С 2018 года наблюдается постоянный рост числа неправильных срабатываний, при разнонаправленном изменении числа правильных срабатываний;

2) Обобщенный показатель правильной работы с 2018 постоянно снижается;

3) Для устройств РЗА характерна высокая эксплуатационная надежность срабатывания (D). То есть при возникновении требования к срабатыванию, данные устройства практически гарантированно исполняли свои функции;

4) С 2018 года наблюдается увеличение частоты неправильных срабатываний устройств РЗА (f_3), основными причинами которых стали:

- технические причины (дефекты или неисправности аппаратуры, дефекты или сбои в ПО, физическое старение);
- организационные причины (ошибки в выполненных проектах, ошибки в методиках расчета и выбора параметров настройки и др.);
- ошибочные действия персонала.

10.4 Показатели надежности в нормативных документах

Выбор номенклатуры показателей надежности осуществляется на основании признаков [54], характеризующих надежность цифровой релейной защиты и автоматики (далее ЦРЗА).

Таблица 10.3 – Признаки, характеризующие надежность ЦРЗА

Признак	Характеристика изделия	Примечание
Определенность назначения	Изделие конкретного назначения	Изделие имеет единственный вариант применения
Число возможных состояний	Вид II	Изделие кроме работоспособного и неработоспособного состояний может находиться в одном из частично неработоспособных состояний
Режимы применения	Изделие непрерывного длительного применения	Изделие функционально непрерывно и длительно
Последствие отказа	–	Отказ изделия или его переход в предельное состояние не приводит к катастрофическим последствиям
Возможность восстановления	Восстанавливаемое	Работоспособное состояние изделия может быть восстановлено после его отказа
Способ восстановления	–	Обезличенный ремонт заменой модулей
Характер перехода изделия в предельное состояние	Стареющее	Переход изделия в предельное состояние, когда их эксплуатация должна быть прекращена, определяется процессами старения
Возможность технического обслуживания	Обслуживаемое	Необходимо периодическое техническое обслуживание
Характер отказов	Наличие сбоев	В изделии есть средства вычислительной техники
Контроль перед применением	Контролируемое	Необходим контроль изделия перед применением

Аппаратная надежность МП РЗА оценивается по следующим группам показателей [53]:

- 1) показатели безотказности:

- параметры потока ложных срабатываний $w(t)$ и вероятности отказов срабатывания МП устройств (далее МПУ) РЗА в год.
- средняя наработка на отказ $T_{0,ср}$.
- средняя вероятность отказа в срабатывании $q(t)$
 - 2) показатели долговечности:
 - средний срок службы устройства $T_{сл}$.
 - 3) показатели ремонтпригодности:
 - среднее время восстановления МПУ РЗА $T_{в}$.
 - 4) комплексные показатели надежности:
 - коэффициент готовности терминала, шкафа, панели МП РЗА $k_{г}$.

10.5 Определение параметров аппаратной надежности

10.5.1 Средняя наработка на отказ

На этапе проектирования, расчет показателя средней наработки на отказ МПУ РЗА выполняется для определения соответствия разрабатываемого устройства требованиям нормативно-технической документации (далее НТД) к показателям надежности. Решение о соответствии МПУ РЗА требованиям НТД по надежности принимается при выполнении условия:

$$T_{0,ср} \geq T_{0,срНТД}, \quad (10.7)$$

где $T_{0,ср}$ – расчетное значение средней наработки на отказ;

$T_{0,срНТД}$ – нормативное значение средней наработки на отказ, равное 125000 ч.

Для каждого элемента блока, входящего в МПУ РЗА, строится эксплуатационная математическая модель расчета эксплуатационной интенсивности отказов $\lambda_э$ на основе учета различных коэффициентов для каждого элемента.

Расчет показателей надежности начинается с определения эксплуатационной интенсивности отказов элемента МПУ РЗА по формуле:

$$\lambda_э = \lambda_б \cdot \prod_{j=1}^n \cdot K_j \cdot N, \quad (10.8)$$

где $\lambda_б$ – базовая интенсивность отказов;

K_j – коэффициенты для расчета эксплуатационной интенсивности, учитывающие изменение эксплуатационной интенсивности отказов в зависимости от различных факторов;

n – число учитываемых факторов;

N – количество однотипных частей элемента.

Расчет средней наработки на отказ проводится в предположении экспоненциального закона распределения времени возникновения отказов отдельных элементов по соотношению:

$$T_{0.ср} = \int_{-\infty}^{+\infty} t \frac{dq(t)dt}{dt} = \int_0^{\infty} t dq(t)dt = \int_0^{\infty} tP(t)dt, \quad (10.9)$$

где $P(t)$ – вероятность безотказной работы;
 $q(t)$ – вероятность отказа в срабатывании.

Для последовательно соединенных элементов в структурной схеме надежности МПУ РЗА формулу (10.9) можно представить в виде:

$$T_{0.ср} = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \lambda_{эi}}. \quad (10.10)$$

Для случая построения структурной схемы параллельного соединения m элементов:

$$T_{0.ср} = \frac{1}{\lambda_э} + \frac{1}{2\lambda_э} + \dots + \frac{1}{m\lambda_э}. \quad (10.11)$$

В общем случае, при смешанном параллельно-последовательном соединении элементов следует найти вероятность безотказной работы для каждой из цепочек параллельно включенных элементов, а затем для всей схемы.

10.5.2 Средняя вероятность отказа в срабатывании

Средняя вероятность отказа в срабатывании МПУ РЗА за год характеризует совмещение двух независимых событий:

- Событие А – отказ МПУ РЗА, при этом вероятность отказа МПУ РЗА зависит от надежности устройства;

- Событие В – требование на срабатывание, которое зависит от ряда независимых факторов, таких как: класс напряжения электроустановки, метеоусловия, старение изоляции, различные формы внешнего воздействия, недостатки эксплуатации и т.д.

Вероятность одновременного возникновения двух независимых событий может быть определена как произведение вероятностей каждого из этих событий:

$$P(AB) = Q(A) \cdot P(B), \quad (10.12)$$

где $Q(A)$ – вероятность отказа МПУ РЗА;
 $P(B)$ – вероятность появления требований на срабатывание.

10.5.3 Параметр потока ложных срабатываний

Параметр потока ложных срабатываний МПУ РЗА в год характеризует совмещение двух независимых событий:

- срабатывание МПУ РЗА;

- отсутствие требования на срабатывание.

Параметр потока ложных срабатываний определяется по формуле:

$$w(t) = \frac{R(t_2) - R(t_1)}{t_2 - t_1}, \quad (10.13)$$

где $R(t_1)$ – количество ложных срабатываний к моменту времени t_1 ;
 $R(t_2)$ – количество ложных срабатываний к моменту времени t_2 .

10.5.4 Средний срок службы

Средний срок службы $T_{сл}$ определяется средней наработкой на отказ элемента с минимальным значением времени наработки на отказ и, согласно [58], должен составлять не менее 25 лет.

10.5.5 Среднее время восстановления

Значение среднего времени восстановления $T_{в.ср}$ для ремонтпригодных МПУ РЗА определяет продолжительность восстановления работоспособного состояния объекта:

$$T_{в.ср} = \sum t_i \cdot n, \quad (10.14)$$

где t_i – продолжительность i -ого ремонта;
 n – количество ремонтов за рассматриваемый промежуток времени.

Среднее время восстановления для ремонтпригодных МПУ РЗА в соответствии с [58] не должно превышать 3 часа.

10.5.6 Коэффициент готовности

Вероятность нахождения МПУ РЗА в исправном состоянии определяется отношением суммарного времени исправного состояния $\sum t_{0i}$ к общей продолжительности рассматриваемого интервала времени $\sum t_{0i} + \sum t_{вi}$.

Коэффициент готовности определяется по формуле:

$$k_{г} = \frac{\sum t_{0i}}{\sum t_{0i} + \sum t_{вi}} = \frac{T_{0.ср}}{T_{0.ср} + T_{в.ср}}. \quad (10.15)$$

10.6 Оценка надежности на этапе технологического прогона

Для обеспечения надежности выпускаемых изделий в процессе их изготовления предусматривают технологический прогон (далее ТП), во время которого устройство работает в соответствии с его назначением.

Проведение ТП позволяет:

- выявить и устранить скрытые дефекты, допущенные в процессе проектирования и изготовления;
- стабилизировать технические характеристики устройства;
- устранить явные дефекты, случайно не обнаруженные при техническом контроле;
- проводить взаимную приработку отдельных элементов устройства.

ТП цифровых устройств осуществляется при повышенной температуре окружающей среды, что позволяет ускорить выявление скрытых дефектов. Нагрузки на изделие при ТП не должны выходить за пределы, допускаемые НТД на данное устройство.

При выборе плана испытания учитывается продолжительность испытания каждого изделия, заданная технологическими инструкциями, а также то, что устройства проходящие ТП относятся к восстанавливаемым, то есть после обнаружения дефекта устройство ремонтируется.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были рассчитаны и определены основные параметры и объекты Акчимского гидроузла на реке Вишера, являющимся сооружением I класса.

В ходе водно-энергетических расчетов была определена установленная мощность, которая равна 306 МВт, и среднемноголетняя выработка 1,628 млрд. кВт·ч.

Следующим этапом работы был выбор основного и вспомогательного оборудования, в ходе которого было определено число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы ГЭС (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 42,55 м;
- расчетный – 30,40 м;
- минимальный – 26,10 м.

При выборе турбин рассматривалось два варианта: ПЛ150-В, ПЛД50-В60 и РО45-В. В результате расчетов был выбран оптимальный вариант с тремя гидротурбинами ПЛ150-В-800. По справочным данным для данной турбины с синхронной частотой вращения 83,3 об/мин подобран серийный гидрогенератор СВ-1250/100-72 с номинальной активной мощностью 102 МВт.

Затем была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства на 6 присоединений (3 одиночных блока, 3 отходящие воздушные линии) с двумя рабочими и обходной системами шин. По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ 200000/220-У1, трансформаторы собственных нужд ТДНС–10000/15,75-У1, для ВЛ – сталеалюминевые провода марки АС-400/51.

Далее был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята русловой с водосбросами раздельного типа. В состав сооружения входят:

- левобережная каменно-земляная плотина;
- левобережная глухая бетонная плотина;
- станционная часть;
- водосбросная часть;
- правобережная глухая бетонная плотина.

Расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы водосливной плотины – 47,4 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 119,50 м;
- число водопропускных отверстий – 3;
- ширина пролетов – 7,0 м;
- отметка гребня плотины – 175,00 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется водобойная стенка. Также произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных нагрузках. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,40 для основных нагрузок. Таким образом, плотина Акчимского гидроузла соответствует всем требованиям надежности и другим требованиям предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия по охране окружающей среды, охране труда и пожарной безопасности.

По технико-экономическим расчетам были получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 240 месяца;
- чистый приведенный доход – 1361,64 млн.руб.;
- себестоимость электроэнергии – 0,19 руб/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 106114,20 руб/кВт.

Таким образом, строительство Акчимского гидроузла является актуальным и выгодным с точки зрения технико-экономических показателей.

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. Затеева, Б.И. Силаев. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2005. – 114 с.
3. Затеева, Е.Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / Е.Ю. Затеева. – 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. Затеева, 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.czt.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

39. Лыбина, Т.А. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016. – 64 с.

40. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)». Актуализированная редакция СНиП 2.06.04 – 82: дата введения 2013-01-01. – Москва: Минрегион России, 2012. – 110 с.

41. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003: дата введения 2013-01-01. – Москва: ФГУП ЦПП, 2012. – 110 с.
42. Киселев П.Г. Справочник по гидравлическим расчетам / П.Г. Киселев. – Москва: Энергия, 1974. – 312 с.
43. СП 23.13330.2011 «Основания гидротехнических сооружений». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84: дата введения 2011-05-20. – Москва: Минрегион России, 2012. – 110 с.
44. Гидротехнические сооружения (речные): учебное пособие / Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов. – Москва: АСВ, 2011. – 584 с.
45. СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные». Актуализированная версия СНиП 2.06.06 – 85: дата введения 2013-01-01. – Москва: Минрегион России, 2012. – 110 с.
46. Лапасова, В.В. Управление проектами: методические указания по выполнению курсовой работы и экономической части выпускной квалификационной работы / В.В. Лапасова. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2018. – 40 с.
47. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг.» – Москва, 2017. – 22 с.
48. Часть вторая налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. № 117-ФЗ // Собрание законодательства Российской Федерации от 7 августа 2000 г. №32 ст. 3340.
49. «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113.
50. «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.
51. Водный кодекс Российской Федерации от 03.06.2006 N 74-ФЗ (ред. от 28.11.2015).
52. Захаров, О.Г. Аппаратная надежность устройств релейной защиты. М.: НТФ «Энергопресс»; 2016. [Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик»; Вып. 7(211)].
53. ГОСТ.27.301-95. Надежность в технике. Расчет надежности. Основные положения : переиздание : дата редакции 2002-06-01 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200001365>.
54. ГОСТ Р 27.001-2009. Надежность в технике. Система управления надежностью. Основные положения : введен впервые : дата введения 2010-09-

01 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200078693>.

55. ГОСТ 27.003-90. Надежность в технике. Состав и общие правила задания требований по надежности положения : переиздание : дата редакции 2007-01-01 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200006967>.

56. ГОСТ Р ИСО/МЭК 9126-93. Информационная технология. Оценка программной продукции. Характеристики качества и руководства по их применению положения : переиздание : дата редакции 2004-11-01 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200009076>.

57. ГОСТ 27.410-87. Методы контроля показателей надежности и планы контрольных испытаний на надежность : переиздание : дата редакции 2002-06-01 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200012864>.

58. СТО 34.01-4.1-008-2018. Микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики. Методические указания по расчёту надёжности : введен впервые : дата введения 2018-04-28 // Корпоративная стандартизация ПАО «Россети». – URL: https://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_standart.

59. РД 34.35.310-97. Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем : переиздание : дата редакции 1998-08-06 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200036168>.

60. Доклад «О текущем состоянии и планах развития релейной защиты и автоматики в ДЗО ПАО «Россети» / Кириленков В.С. – URL: <http://digitalsubstation.com/wpcontent/uploads/2019/06/1.pdf>.

61. Доклад «Вопросы аварийности в аспекте надёжности устройств РЗА по результатам надзорной деятельности в Группе компаний «Россети» / Петров В.А. – URL: <http://digitalsubstation.com/wp-content/uploads/2019/06/6>.

62. Концепция развития релейной защиты, автоматики и автоматизированных систем управления технологическими процессами электросетевого комплекса группы компаний «Россети» – URL: https://www.fskees.ru/upload/docs/2022_Koncepciya_RZA_i_ASU_TP.pdf.

63. Информации о результатах функционирования устройств РЗА в ЕЭС России – URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/tech-base/rza/rza-account-analys/rza-results-info>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водно-энергетические расчеты

Таблица А.1 – Гидрологический ряд реки Вишера

№ п/п	Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср}
1	1939	100	88	167	2241	1481	1415	727	677	228	192	170	139	635
2	1940	44	35	349	994	1172	2028	1174	732	493	456	126	87	641
3	1941	81	70	112	896	1632	1159	943	804	738	457	199	147	603
4	1942	96	88	151	1248	2018	1086	945	751	495	362	192	143	631
5	1943	74	61	89	789	1301	1205	647	685	177	144	90	57	443
6	1944	27	18	73	810	1113	992	735	711	197	174	122	107	423
7	1945	101	80	111	1011	1299	1090	748	701	432	367	276	150	531
8	1946	92	86	145	866	1243	1055	794	729	491	350	145	125	510
9	1947	92	80	125	1332	1769	1543	788	680	496	365	240	129	637
10	1948	76	72	270	735	1269	1163	728	643	431	289	111	80	489
11	1949	86	78	103	721	2256	1545	871	690	555	462	179	98	637
12	1950	101	82	130	967	1289	2336	798	668	504	369	134	107	624
13	1951	98	91	153	918	1435	1133	703	660	576	567	255	142	561
14	1952	92	87	140	677	803	772	672	664	180	128	100	86	367
15	1953	98	85	130	1500	1791	1766	972	698	505	464	175	135	693
16	1954	84	73	100	686	2324	1439	742	667	428	304	134	103	590
17	1955	62	53	73	980	2248	1573	1154	758	516	356	151	30	663
18	1956	110	85	168	1195	1640	2069	881	677	579	590	321	124	703
19	1957	101	89	133	1043	2293	1520	823	675	536	632	383	151	698
20	1958	101	83	104	975	1601	1606	748	773	374	632	247	173	618
21	1959	115	107	279	2185	2854	1822	962	866	706	652	336	162	921
22	1960	94	66	77	1755	1821	1871	1077	692	638	629	370	127	768
23	1961	109	87	96	955	1688	1010	753	697	333	349	321	148	546
24	1962	35	27	125	1906	1913	1638	993	829	353	509	172	112	718
25	1963	81	70	126	748	1396	1488	706	688	601	668	323	114	584
26	1964	70	61	111	776	1552	1647	826	698	476	483	172	95	581
27	1965	99	81	133	1649	2659	1825	929	733	407	431	311	183	787
28	1966	81	62	236	1725	2449	1722	1006	736	577	548	476	76	808
29	1967	101	87	121	740	2221	1135	818	723	495	495	132	131	600
30	1968	102	87	126	877	2897	1831	1304	750	575	486	227	144	784
31	1969	101	84	99	745	1683	1608	722	669	291	330	267	174	564
32	1970	126	97	130	728	2351	2659	1471	1006	586	691	326	143	860
33	1971	122	100	155	2896	2770	2204	1251	953	772	792	358	239	1051
34	1972	126	108	177	2066	2643	1764	1060	706	533	662	433	165	870
35	1973	100	82	123	1804	2160	1236	812	735	475	398	164	114	684
36	1974	116	101	153	1199	2690	1433	1066	677	607	535	281	142	750
37	1975	106	88	121	822	1896	2434	1206	691	575	538	190	133	733
38	1976	96	81	108	1638	2662	1602	977	753	480	460	205	83	762
39	1977	85	61	209	1226	1651	912	696	670	224	334	78	131	523
40	1978	96	92	141	1608	2395	1348	1065	680	543	609	213	122	743
41	1979	97	82	108	1424	1184	699	676	661	344	314	243	102	495

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

№ п/п	Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср}
42	1980	102	53	110	1666	1157	1317	888	682	351	489	355	282	621
43	1981	99	89	119	1713	2184	979	721	673	469	518	203	146	659
44	1982	96	44	126	1909	2011	1519	896	668	404	567	165	125	711
45	1983	91	80	117	666	1366	1137	821	706	533	476	113	84	516
46	1984	96	69	70	920	2004	1260	731	725	250	264	168	151	559
47	1985	95	89	134	792	2159	1108	841	742	633	405	239	80	610
48	1986	128	109	271	2017	2913	1784	1268	1154	726	766	221	252	967
49	1987	123	105	147	2020	1937	1750	1054	996	826	663	416	154	849
50	1988	100	82	112	1747	1623	1594	1131	798	655	540	266	127	731

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – ВЭР режима ГЭС в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности

№мес	Q _{быт} , м ³ /с	Q _ф , м ³ /с	Q _{исп} , м ³ /с	Q _л , м ³ /с	Q _{пол} , м ³ /с	Q _{вдхр} , м ³ /с	Q _{ВХК} , м ³ /с	Q _{ГЭС} , м ³ /с	Q _{НБ} , м ³ /с	V _{в-па} , км ³			Z _{ВБ} , м			Z _{НБ} , м	H _{ГЭС} , м	N _{ГЭС} , МВт	N _{гар} , МВт
										V _{нач}	ΔV	V _{кон}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
XI	179	7	1	7	144	420	350	564	591	13,95	1,09	12,86	169,00	167,29	168,14	128,81	38,64	187	187
XII	98	7	1	8	62	708	350	770	797	12,86	1,84	11,02	167,29	164,95	166,12	129,86	35,56	235	235
I	86	7	1	4	54	780	350	834	861	11,02	2,02	9,00	164,95	162,41	163,68	130,16	32,82	235	235
II	78	7	1	4	66	640	350	706	713	9,00	1,66	7,34	162,41	159,47	160,94	129,44	30,79	187	187
III	103	7	1	4	91	252	350	343	350	7,34	0,65	6,69	159,47	158,11	158,79	127,32	30,77	91	ВХК
IV	694	7	2	4	681	-338	350	343	350	6,69	-0,88	7,57	158,11	159,91	159,01	127,32	30,99	91	ВХК
V	1684	7	8	-20	1689	-1346	350	343	350	7,57	-3,49	11,06	159,91	164,98	162,45	127,32	34,43	102	ВХК
VI	899	7	10	-21	883	-560	350	323	350	11,06	-1,45	12,51	164,98	166,78	165,88	127,07	38,11	106	ВХК
VII	716	7	10	0	679	-356	350	323	350	12,51	-0,92	13,43	166,78	168,17	167,47	127,07	39,71	110	ВХК
VIII	661	7	9	0	625	-302	350	323	350	13,43	-0,78	14,21	168,17	169,41	168,79	127,07	41,02	114	ВХК
IX	394	7	9	5	353	-30	350	323	350	14,21	-0,08	14,29	169,41	169,52	169,46	127,07	41,70	116	ВХК
X	342	7	5	5	305	18	350	323	350	14,29	0,05	14,24	169,52	169,45	169,49	127,07	41,72	116	ВХК

Таблица А.3 – ВЭР режима ГЭС в маловодном году с окончательным вариантом гарантированной мощности

№мес	Q _{быт} , м ³ /с	Q _ф , м ³ /с	Q _{исп} , м ³ /с	Q _л , м ³ /с	Q _{пол} , м ³ /с	Q _{вдхр} , м ³ /с	Q _{ВХК} , м ³ /с	Q _{ГЭС} , м ³ /с	Q _{НБ} , м ³ /с	V _{в-па} , км ³			Z _{ВБ} , м			Z _{НБ} , м	H _{ГЭС} , м	N _{ГЭС} , МВт	N _{гар} , МВт
										V _{нач}	ΔV	V _{кон}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
XI	179	7	1	7	144	440	350	584	611	13,95	1,14	12,81	169,00	167,21	168,11	128,92	38,49	193	193
XII	98	7	1	8	62	732	350	794	821	12,81	1,90	10,91	167,21	164,82	166,01	129,97	35,34	241	241
I	86	7	1	4	54	810	350	864	891	10,91	2,10	8,81	164,82	162,12	163,47	130,30	32,47	241	241
II	78	7	1	4	66	680	350	746	753	8,81	1,76	7,05	162,12	158,86	160,49	129,64	30,15	193	193
III	103	7	1	4	91	252	350	343	350	7,05	0,65	6,39	158,86	157,48	158,17	127,32	30,15	89	ВХК
IV	694	7	8	-2	681	-338	350	343	350	6,39	-0,88	7,27	157,48	159,32	158,40	127,32	30,38	90	ВХК
V	1684	7	8	-20	1689	-1346	350	343	350	7,27	-3,49	10,76	159,32	164,65	161,98	127,32	33,96	100	ВХК
VI	899	7	10	-21	883	-560	350	323	350	10,76	-1,45	12,21	164,65	166,38	165,51	127,07	37,75	105	ВХК
VII	716	7	12	-2	679	-356	350	323	350	12,21	-0,92	13,13	166,38	167,71	167,04	127,07	39,28	109	ВХК
VIII	661	7	9	0	625	-302	350	323	350	13,13	-0,78	13,92	167,71	168,56	168,13	127,07	40,37	112	ВХК
IX	394	7	9	5	353	-30	350	323	350	13,92	-0,08	13,99	168,56	168,93	168,75	127,07	40,98	114	ВХК
X	342	7	5	5	305	18	350	323	350	13,99	0,05	13,95	168,93	169,00	168,97	127,07	41,20	114	ВХК

Продолжение приложения А

Таблица А.4 – Расчет и распределение резервов

Месяцы	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ТЭС, МВт			
	P_{\max}	$P_{\text{авар}}$	$P_{\text{нагр}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{нагр}}$	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{нагр}}$	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{нагр}}$	$N_{\text{авар}}$	$N_{\text{рем}}$
I	3025	242	61	174	3	0	299	6	0	2552	51	242	0
II	2931	235	59	144	3	0	235	5	0	2552	51	235	0
III	2769	222	55	145	3	0	115	2	0	2508	50	222	0
IV	2581	206	52	110	2	0	111	2	0	2361	47	206	0
V	2419	193	48	95	2	0	126	3	0	2197	44	193	0
VI	2324	186	46	92	2	0	137	3	0	2096	42	186	212
VII	2324	186	46	92	2	0	139	3	0	2093	42	186	212
VIII	2418	193	48	95	2	0	141	3	0	2182	44	193	0
IX	2580	206	52	110	2	29	138	3	50	2333	47	206	0
X	2768	221	55	155	3	0	144	3	0	2469	49	221	0
XI	2930	234	59	138	3	0	241	5	0	2552	51	234	0
XII	3025	242	60	169	3	0	304	6	0	2552	51	242	0

Окончание приложения А

Таблица А.5 – ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году

№мес	Q _{быт} , м ³ /с	Q _ф , м ³ /с	Q _{исп} , м ³ /с	Q _л , м ³ /с	Q _{пол} , м ³ /с	Q _{вдхр} , м ³ /с	Q _{ВХК} , м ³ /с	Q _{гэс} , м ³ /с	Q _{нб} , м ³ /с	V _{в-ша} , км ³			Z _{ВБ} , м			Z _{нб} , м	H _{гэс} , м	N _{гэс} , МВт	N _{гар} , МВт	Э, млн кВт·ч
										V _{нач}	ΔV	V _{кон}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}					
XI	179	7	1	7	144	440	350	584	611	13,95	1,14	12,81	169,00	167,21	168,11	128,92	38,49	193	193	139,18
XII	98	7	1	8	62	730	350	792	819	12,81	1,89	10,92	167,21	164,82	166,02	129,96	35,35	241	241	173,38
I	86	7	1	4	54	810	350	864	891	10,92	2,10	8,82	164,82	162,13	163,47	130,30	32,48	241	241	173,74
II	78	7	1	4	66	680	350	746	753	8,82	1,76	7,05	162,13	158,87	160,50	129,64	30,16	193	193	139,30
III	103	7	1	4	91	253	350	344	351	7,05	0,66	6,40	158,87	157,48	158,18	127,33	30,15	89	ВХК	64,22
IV	721	7	8	-2	708	-365	350	343	350	6,40	-0,95	7,34	157,48	159,47	158,47	127,32	30,46	90	ВХК	64,68
V	2256	7	8	-20	2261	-1918	350	343	350	7,34	-4,97	12,32	159,47	166,51	162,99	127,32	34,97	103	ВХК	74,27
VI	1545	7	10	-21	1529	-630	350	899	926	12,32	-1,63	13,95	166,51	169,00	167,76	130,03	37,03	286	ВХК	206,12
VII	871	7	12	-2	834	0	350	834	861	13,95	0,00	13,95	169,00	169,00	169,00	129,75	38,55	277	ВХК	199,08
VIII	690	7	9	0	654	-99	350	555	582	13,95	-0,26	14,20	169,00	169,00	169,00	128,43	39,87	190	ВХК	137,01
IX	555	7	9	5	514	65	350	579	606	14,20	0,17	14,04	169,00	169,00	169,00	128,55	39,74	198	ВХК	142,49
X	462	7	5	5	425	34	350	459	486	14,04	0,09	13,95	169,00	169,00	169,00	127,91	40,39	159	ВХК	114,81

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование

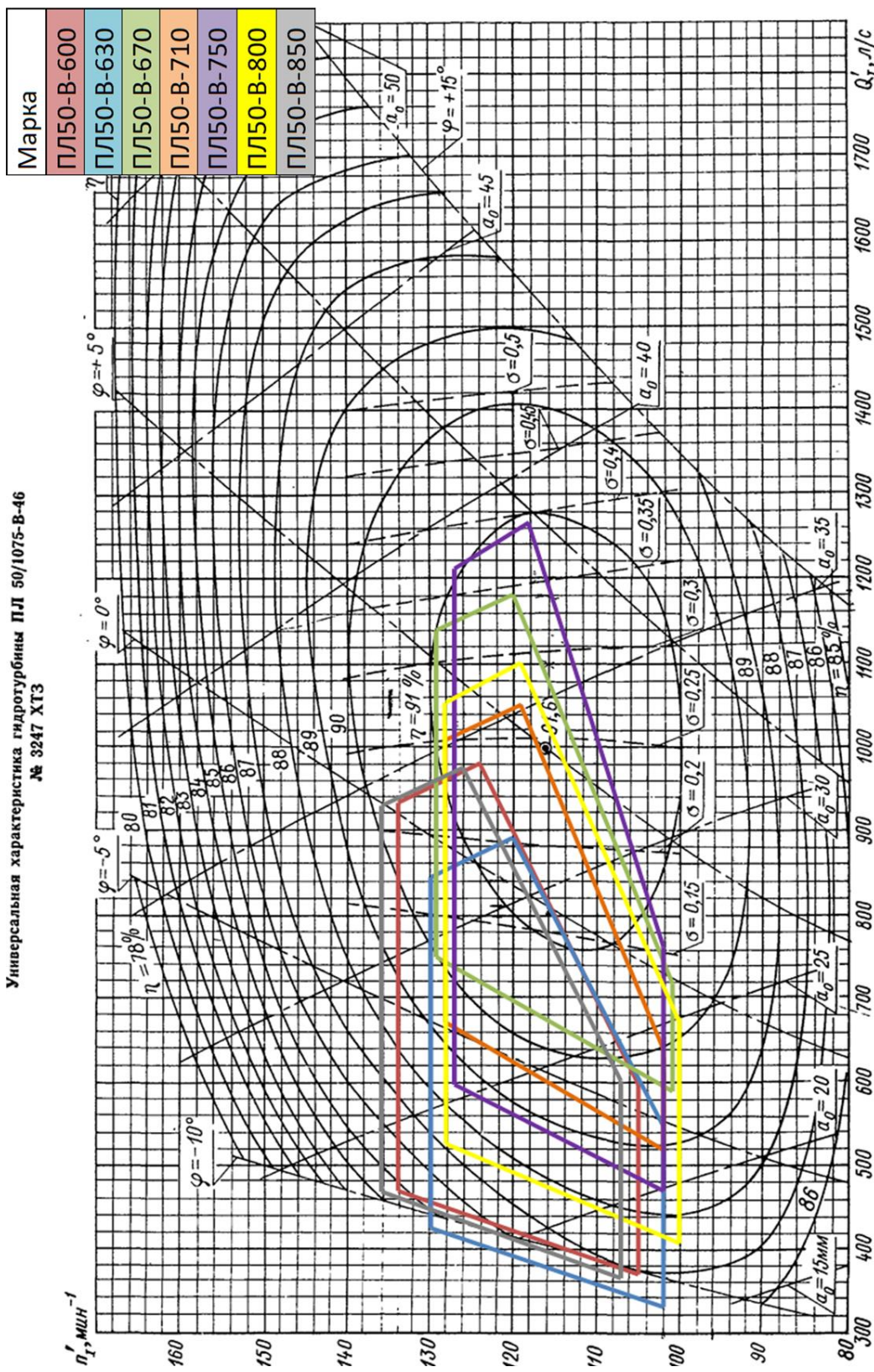
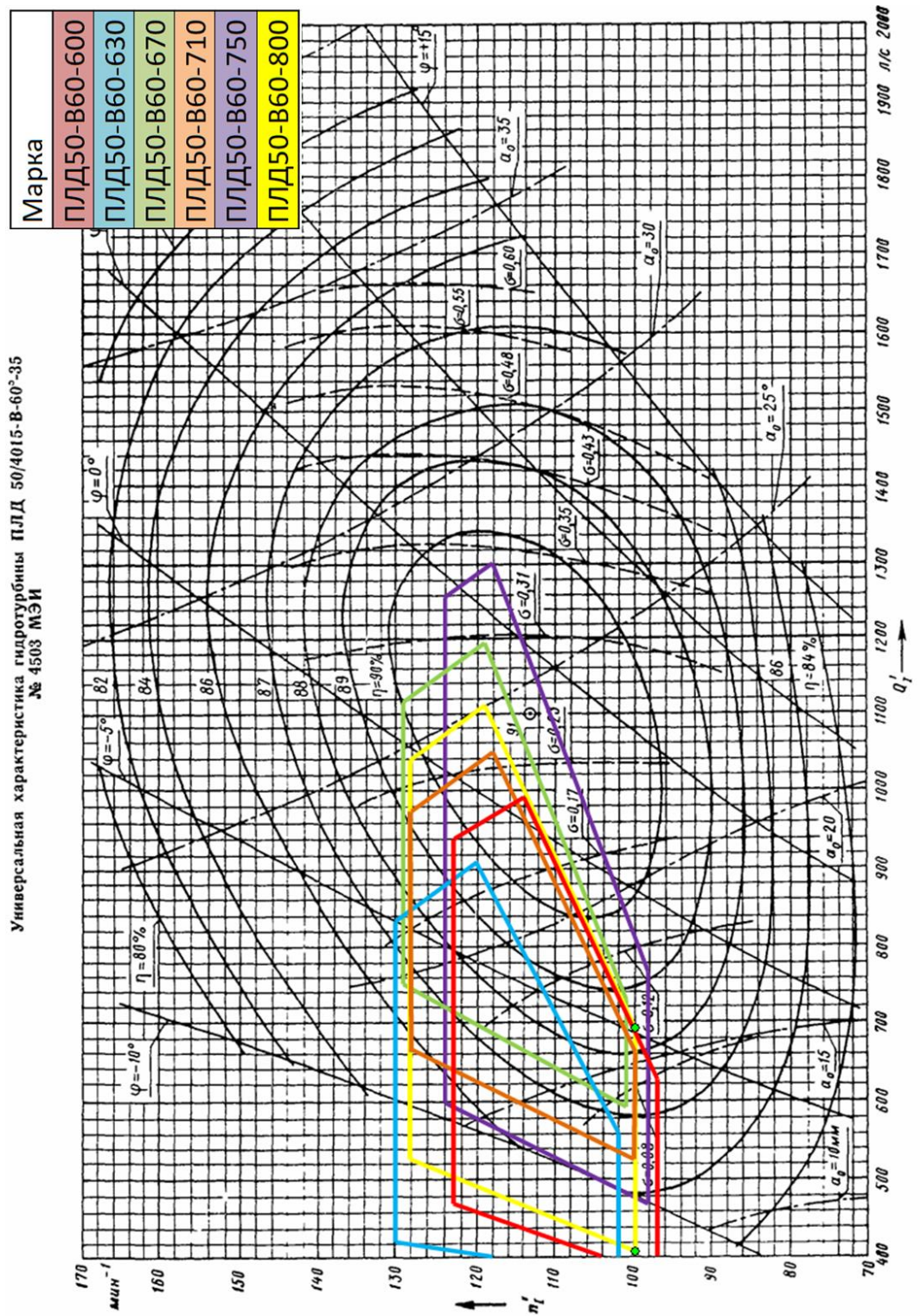


Рисунок Б.1 – Режимное поле на ГУХ для гидротурбин ПЛ50-В

Продолжение приложения Б



Испытания проведены при напоре гидротурбины 5 м и температуре 16°C

Рисунок Б.2 – Режимное поле на ГУХ для гидротурбин ПЛД50-В60

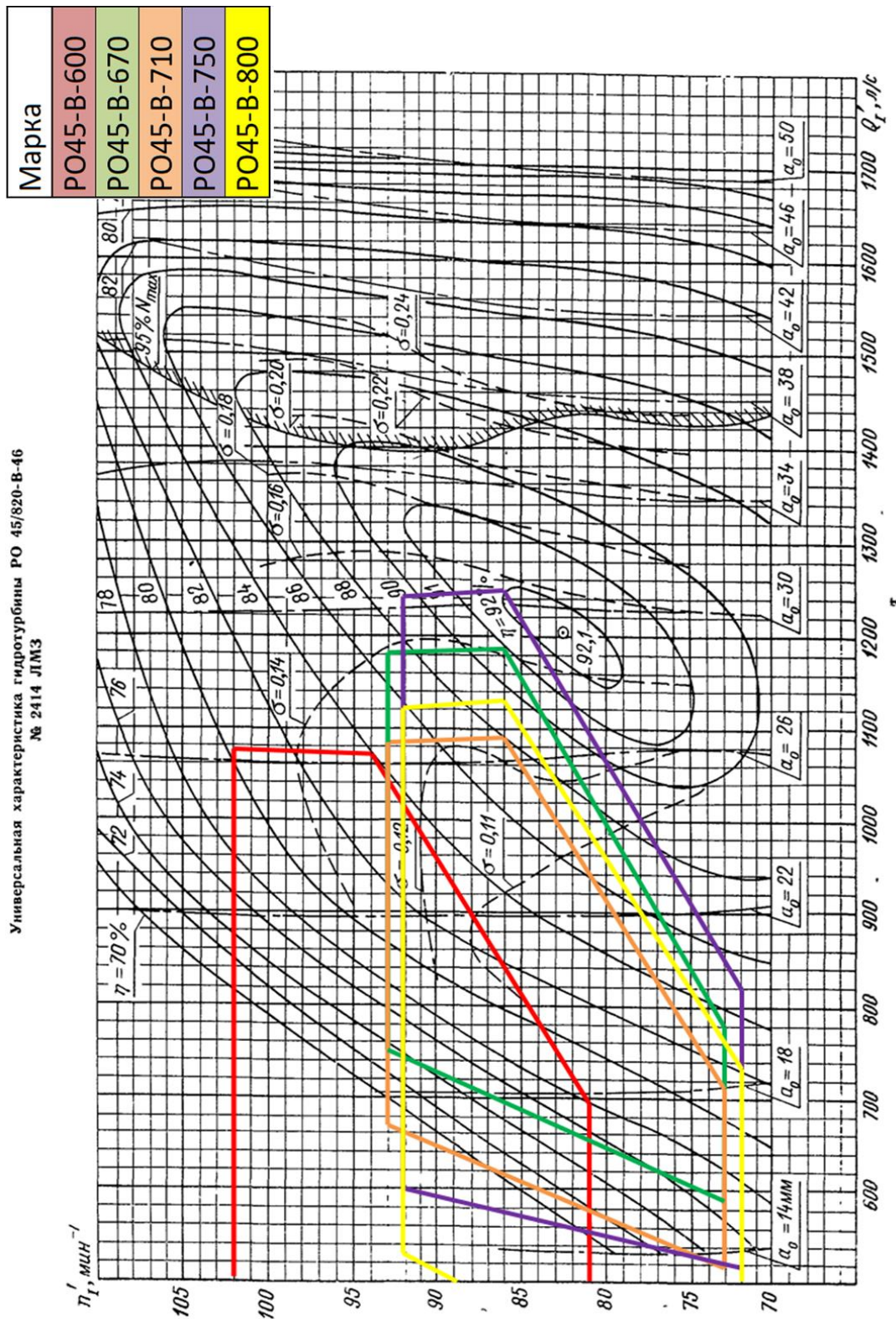


Рисунок А.3 – Режимное поле на ГУХ для гидротурбин PO45-В

Продолжение приложения Б

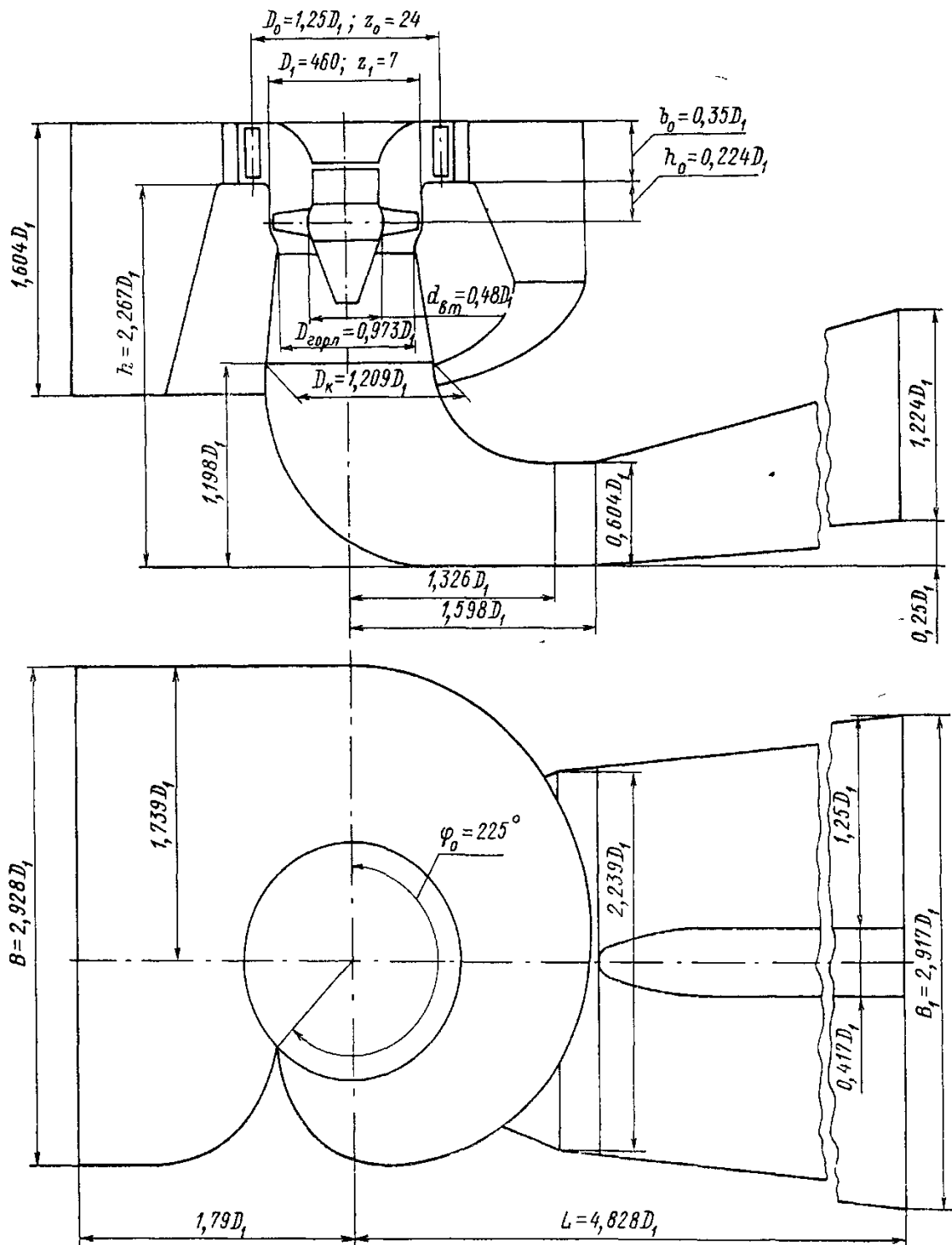


Рисунок Б.4 – Проточная часть модели гидротурбины ПЛ150-В

Окончание приложения Б

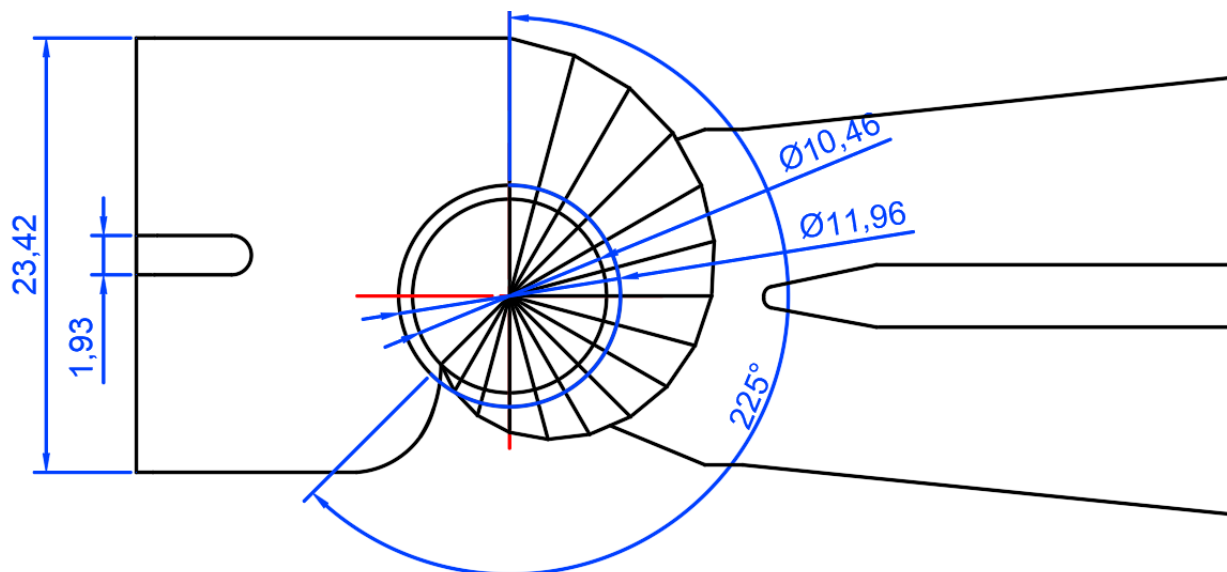


Рисунок Б.5 – План спиральной камеры ПЛ50-В-800

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем

Таблица В.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. защита продольная	$I_{\Delta G}$	Ток срабатывания, $I_{CP.O}$	$0,3 \cdot I_{\Gamma}$	1,08 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,5	–	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,6 \cdot I_{\Gamma}$	2,17 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_{\Gamma}$	5,42 А	
		I_{OTC}	$6,0 \cdot I_{\Gamma}$	21,66 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_{CP2}	$1,4 \cdot U_{НОМ.Г}$	140 В
		1 ступ.	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_{НОМ.Г}$	120 В
Защита обратной последовательности и от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_{\Gamma}$	0,25 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,08 \cdot I_{\Gamma}$	0,29 А
		ТО I	$I_{2С.З.}$	$0,8 \cdot I_{\Gamma}$	2,89 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{1СИГН}$	$1,07 \cdot I_{\Gamma}$	3,86 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_{\Gamma}$	3,97 А
		ТО	$I_{1ТО}$	$1,22 \cdot I_{\Gamma}$	4,40 А
ДЗ	$Z <$	1 ступ.	Z_1	–	1,05 Ом
			Z_{CM1}	–	1,05 Ом
		2 ступ.	Z_2	–	6,31 Ом
			Z_{CM2}	–	0 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P.СИГН}$	$1,07 \cdot I_{P.НОМ}$	1,18 А
		ПО	$I_{P.ПУСК}$	$1,10 \cdot I_{P.НОМ}$	1,21 А
		ТО	$I_{P.ТО}$	$2,27 \cdot I_{P.НОМ}$	2,50 А
Защита ТВ	$I \gg TB$	ТО	$I_{ТО}$	$19,60 \cdot I_{T.НОМ}$	33,71 А
	$I > TB$	МТЗ	$I_{MTЗ}$	$2,24 \cdot I_{T.НОМ}$	3,85 А

Окончание приложения В

Таблица В.2 – Матрица отключений защит

Действие защиты		Отключение ВЛ	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	$Z <$	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


подпись

А.А. Ачитаев

«21»  2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА


13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ АКЧИМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ВИШЕРА.
АППАРАТНАЯ НАДЕЖНОСТЬ УСТРОЙСТВ
РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

тема

Руководитель

 20.06.2023

подпись, дата

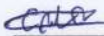
Канд. техн. наук, доцент
кафедры ГГЭЭС
СШФ СФУ

ученая степень, ученое звание,
должность, место работы

Л.С. Мышкина

инициалы, фамилия

Выпускник

 20.06.2023

подпись, дата

Д.Д. Соловьев

инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2023

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Акчимской ГЭС на реке Вишера. Аппаратная надежность устройств релейной защиты».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчеты	<u>Зайт 17.04.23</u> подпись, дата	<u>Э.Ю. Загеев</u> инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	<u>Мед 09.06.23</u> подпись, дата	<u>А.В. Масленников</u> инициалы, фамилия
Электрическая часть	<u>Мед 17.04.23</u> подпись, дата	<u>А.А. Христов</u> инициалы, фамилия
Релейная защита и автоматика	<u>Казина 07.06.23</u> подпись, дата	<u>М.С. Пармахин</u> инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	<u>Ср 08.06.23</u> подпись, дата	<u>С.Н. Тютюнникова</u> инициалы, фамилия
Пожарная безопасность. Охрана труда	<u>ИИ</u> подпись, дата	<u>В.И. Тютюнников</u> инициалы, фамилия
Охрана окружающей среды	<u>Мед 17.04.23</u> подпись, дата	<u>В.А. Кедров</u> инициалы, фамилия
Технико-экономическое обоснование	<u>Вит 31.04.23</u> подпись, дата	<u>В.В. Малахова</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролер	<u>Мед 26.06.23</u> подпись, дата	<u>С.Е. Петрик</u> инициалы, фамилия