

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

Саяно-Шушенский филиал

институт

Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем и
электрических сетей

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ А.А. Ачитаев

подпись

инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАССОХСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ РАССОХА.
УСТРОЙСТВА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ БЛОЧНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

тема

Руководитель

подпись, дата

Канд. техн. наук,
доцент кафедры ГГЭЭС
Саяно-Шушенского

филиала СФУ

ученая степень, ученое звание,
должность, место работы

И.И. Литвинов

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

Т.С. Бобров

инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки, 2023

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Рассохской ГЭС на реке Рассоха. Устройства релейной защиты блочных трансформаторов».

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 сооружения и 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 РАССОХСКОЙ ГЭС	7
ВВЕДЕНИЕ	9
1. Общая часть	10
1.1. Климат.....	10
1.2. Гидрологические данные	10
1.3. Инженерно-геологические условия.....	13
2. Водно-энергетические расчеты	15
2.1. Регулирование стока воды	15
2.1.1. Определение максимальных расчетных расходов.....	15
2.1.2. Кривые обеспеченности расходов	17
2.1.3. Выбор расчетных гидрографов.....	19
2.2. Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчетов	20
2.2.1. Расчет конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК.....	20
2.2.2. Баланс энергии.....	21
2.2.3. Водно-энергетический расчет в маловодном году	23
2.2.4. Расчет резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования.....	24
2.2.5. Баланс мощностей	25
2.2.6. Определение установленной мощности	26
2.2.7. Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году.....	26
3. Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование.....	27
3.1. Выбор числа и типа агрегатов	27
3.1.1. Построение режимного поля.....	27
3.1.2. Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам..	29
3.2. Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины	34
3.3. Расчет и построение плана бетонной спиральной камеры с плоским потолком и неполным углом охвата	35
3.4. Расчёт гидрогенератора.....	39
3.5. Выбор вспомогательного оборудования.....	41
4. Электрическая часть.....	41
4.1. Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС.....	41
4.2. Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС	42
4.2.1. Выбор синхронного генератора	42
4.2.2. Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночными блоками	42
4.2.3. Выбор повышающего трансформаторов для схемы с объединённым блоком.....	44
4.2.4. Выбор трансформаторов собственных нужд	46

4.3. Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий.....	47
4.4. Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта	48
4.5. Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	49
4.6. Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin.	50
4.6.1. Расчёт исходных данных.....	50
4.6.2. Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»	51
4.7. Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима	52
4.8. Выбор и проверка электрооборудования	53
4.8.1. Выбор комплектного распределительного устройства на генераторное напряжение 10,5 кВ.....	53
4.8.2. Выбор разъединителей на генераторное напряжение 10,5 кВ	54
4.8.3. Выбор трансформаторов тока на генераторное напряжение 10,5 кВ	55
4.8.4. Выбор генераторного анализатора и синхронизатора.....	55
4.8.5. Выбор выключателей и разъединителей на напряжение 110 кВ	56
4.8.6. Выбор трансформаторов тока и напряжения на напряжение 110 кВ	56
4.9. Выбор вспомогательного электрооборудования	57
5. Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем	57
5.1. Релейная защита и автоматика	57
5.2. Технические данные защищаемого оборудования	58
5.3. Перечень защит блока генератор-трансформатор	59
5.4. Расчёт номинальных токов, выбор системы возбуждения и выпрямительный трансформатор	61
5.5. Описание защит и расчёт их уставок	64
5.5.1. Расчёт уставок МТЗ и ТО преобразовательного трансформатора ($I > TB$), ($I >> TB$)	64
5.5.2. Продольная дифференциальная защита ($I \Delta G$)	67
5.5.3. Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (UO)).....	72
5.5.4. Защита от повышения напряжения ($U1 >$), ($U2 >$).....	75
5.5.5. Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ($I2$)	75
5.5.6. Защита от симметричных перегрузок ($I1$)	82
5.5.7. Дистанционная защита генератора ($Z1 <$), ($Z2 <$).....	85
5.5.8. Защита от перегрузки обмотки ротора	90
5.6. Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор и высоковольтных линий электропередачи	93
5.7. Таблица уставок и матрица отключений защит.....	94
6. Компоновка и сооружения гидроузла	94

6.1. Назначение класса ГТС	94
6.2. Проектирование сооружений напорного фронта	95
6.2.1. Определение отметки гребня плотины.....	95
6.2.2. Определение ширины водосливного фронта	99
6.2.3. Определение отметки гребня водослива	100
6.2.4. Проверка пропуска поверочного расчетного расхода	101
6.2.5. Построение профиля водосливной грани.....	102
6.2.6. Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	103
6.2.7. Расчет водобойной плиты	104
6.2.8. Расчет водобойного колодца.....	104
6.2.9. Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы	106
6.3. Конструирование плотины	107
6.3.1. Определение ширины подошвы плотины	107
6.3.2. Разрезка бетонных плотин швами	109
6.3.3. Быки.....	110
6.3.4. Галереи в теле плотины.....	110
6.3.5. Понур.....	110
6.3.6. Шпунт.....	110
6.3.7. Дренажные устройства в основании.....	111
6.4. Конструктивные элементы нижнего бьефа.....	111
6.4.1. Водобой.....	111
6.4.2. Рисберма.....	111
6.4.3. Ковш	111
6.5. Определение основных нагрузок на плотину	112
6.5.1. Вес сооружения и затворов	112
6.5.2. Сила гидростатического давления воды	113
6.5.3. Равнодействующая взвешивающего давления	114
6.5.4. Сила фильтрационного давления	114
6.5.5. Давление грунта.....	115
6.5.6. Волновое давление	116
6.5.7. Давление пригрузки воды	117
6.6. Оценка прочности плотины	117
6.7. Критерии прочности плотины и её основания.....	120
6.8. Обоснование устойчивости плотины	121
7. Мероприятия по охране окружающей среды	122
7.1. Общие сведения о районе строительства	122
7.2. Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства	122
7.3. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	124
7.4. Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период	125
7.5. Отходы, образующиеся при строительстве	126

7.6. Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	127
8. Пожарная безопасность. Охрана труда. Безопасность ГТС	129
8.1. Безопасность гидротехнических сооружений.....	129
8.2. Опасные производственные факторы, действующие на предприятии ..	130
8.3. Охрана труда Рассохской ГЭС. Общие положения.....	130
8.4. Требования охраны и безопасности труда по оказанию первой помощи	133
8.5. Пожарная безопасность.....	133
8.5.1. Противопожарная безопасность. Общие требования	133
8.5.2. Объекты водяного пожаротушения	135
8.5.3. Подготовка рабочего персонала по пожарной безопасности. Общие требования	137
8.5.4. Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках	138
9. Техничко-экономические показатели	139
9.1. Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	139
9.1.2. Текущие расходы по гидроузлу	140
9.1.3. Налоговые расходы	143
9.2. Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности....	144
9.3. Анализ денежных потоков	145
9.4. Оценка инвестиционного проекта	145
9.4.1. Методология, исходные данные	145
9.4.2. Коммерческая эффективность	146
9.4.3. Бюджетная эффективность	147
9.5 Анализ чувствительности	147
10. Устройства релейной защиты блочных трансформаторов	149
10.1. Общие положения	149
10.2. Особенности защиты блоков	150
10.3. Требования к защите блока.....	152
10.4. Защиты блочных трансформаторов.....	153
10.4.1. Виды применяемых защит	153
10.4.2. Защиты трансформаторов блока Зейской ГЭС	154
10.4.3. Дифференциальная защита Зейской ГЭС	155
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	161
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	163
ПРИЛОЖЕНИЕ А	168
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	172
ПРИЛОЖЕНИЕ В	176

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ РАССОХСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Рассоха;
2. Наименование ГЭС..... Рассохская;
3. Местонахождение ГЭС.....Красноярский край;
4. Тип проектируемой установки..... ГЭС;
5. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний..... 70 м³/с;
 - б) максимальный с обеспеченностью 1,0%..... 471 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью 0,5%..... 549 м³/с;
 - г) минимальный..... 18 м³/с;
6. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока..... суточный;
 - б) отметка НПУ..... 95,00 м;
 - в) отметка ФПУ..... 96,00 м;
 - г) отметка УМО..... 90,60 м;
 - д) объем водохранилища полный..... 3,132 м³;
 - е) объем водохранилища полезный..... 1,060 м³;
7. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный..... 31,91 м;
 - б) расчетный..... 26,20 м;
 - в) минимальный..... 24,43 м;
8. Энергетические характеристики:
 - а) установленная мощность..... 45 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка электроэнергии..... 143 млн. кВт·ч;
9. Размеры плотины (общая длина):
 - а) левобережная каменно-земляная плотина с ядром..... 499 м;
 - б) левобережная глухая бетонная плотина..... 15,5 м;
 - в) станционная часть..... 24 м;
 - г) водосбросная часть..... 36 м;
 - д) правобережная глухая бетонная плотина..... 16 м;
 - е) правобережная каменно-земляная плотина с ядром..... 426,8 м;
10. Водосбросные сооружения:
 - 10.1 Поверхностный водослив:
 - а) число и размер пролетов..... 4x3 м;
 - б) общая длина..... 12 м;
 - в) максимальная высота..... 27 м;
 - 10.2 Глубинные водовыпуски:
 - а) число и форма сечения..... 2, круглое;
 - б) размеры сечения..... 2,0 м;
11. Здание ГЭС:
 - а) тип здания..... русловое;
 - б) число агрегатов..... 2;
 - в) грунт основания..... гравийно-галечниковый;

- г) тип спиральной камеры..... бетонная;
- д) тип отсасывающей трубы..... изогнутая;

12. Основное оборудование:

- а) тип турбин..... ПЛ406-В-400;
- б) тип генератора..... СВ-560/80-36;
- в) номинальная активная мощность генератора..... 40 МВт;
- г) частота вращения..... 136,7 об/мин;
- д) тип трансформаторов..... ТДЦ-40000/110-УХЛ1;

13. Техничко-экономические показатели:

- а) срок окупаемости..... 346 месяцев;
- б) себестоимость электроэнергии..... 0,27 руб/кВт·ч;
- в) удельные капиталовложения..... 82719 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.

Гидроэлектростанции занимают фундаментальное место в современных энергосистемах, выполняя основную роль регулирования их параметров в нестабильных режимах, а также покрывая пиковые части графиков нагрузки.

Электрическая нагрузка промышленного сектора экономики страны, подключаемая к высоковольтным системообразующим сетям, сильно преобладала в общей структуре нагрузок Сибирского региона. Электрическая нагрузка населения, сферы услуг, подключаемая к низковольтным – распределительным сетям, была минимальной. В настоящее время ситуация меняется, нагрузка промышленного производства падает, а населения и сферы услуг растет. В результате перегруженными оказываются сети низкого напряжения 35 кВ и ниже. Тем не менее по уровню электропотребления Западная Сибирь занимает третье место в России и основной сферой потребления электроэнергии остаётся промышленность. Выработка составляет порядка 128 млрд. кВт.ч.

Основными проблемами в энергосистеме Сибири являются:

- ограниченность ввода в действие новых производственных мощностей во всех отраслях топливно-энергетического комплекса области при недостаточных предложениях со стороны инвесторов;
- отсутствие развитой инфраструктуры объектов малой энергетики;
- изменение характера нагрузки энергосистемы;
- необходимость улучшения экологии районов севера;
- повышенная зависимость топливно-энергетического комплекса области от состояния централизованного рынка энергоресурсов, незначительное использование альтернативных традиционным видов топлива для производства тепловой и электрической энергии.

Из перечисленных выше проблем и факторов можно сделать вывод, что создание на территории области ГЭС повлечет за собой положительный эффект и поспособствует развитию топливно-энергетического комплекса.

Целью данной работы является: определение установленной мощности, выбор основного и вспомогательного оборудования, расчет гидротехнических сооружений, расчет защит гидрогенератора, экономическое обоснование строительства Рассохской ГЭС на реке Рассоха, а также проработка специального вопроса – «Устройства релейной защиты блочных трансформаторов».

1. Общая часть

1.1. Климат

Климат бассейна реки Рассоха резко континентальный. Среднегодовое количество осадков 340 мм. Питание реки снеговое и дождевое. Среднемноголетний

Питание реки снеговое и дождевое. Среднемноголетний модуль стока 5 л/с км²; ему соответствуют расход воды в устье около 68 м³/с и объём стока 2,146 км³/год.

Весеннее половодье начинается в конце мая – начале июня. Средняя продолжительность летне-осенней межени 45 дней, зимней межени – 230–240 дней. Доля летне-осеннего водного стока с учетом дождевых паводков составляет около 35% годового. В зимний сезон сток мал. Погода очень изменчива. На протяжении всего года возможны заморозки, но летом температура доходит до +37 °С. Зима суровая, с морозами до -50 °С. Среднегодовая температура -2,3 °С. Не менее 253 дней в году по берегам реки лежит снег, высота покрова достигает 83 сантиметра. Количество осадков в этой области показано в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Среднегодовое количество осадков

Параметр	Значение											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Месяц												
Кол-во осадков, мм	33	15	9	13	16	21	15	23	6	34	24	11

1.2. Гидрологические данные

Река Рассоха берет начало в хребте Улахан-Чистай на Анабарском плато двумя истоками: Улахан-Начини и Сумун. Протекает в основном по Верхнеколымскому району, в верховьях образует его границу с Момским районом. В среднем течении прорезает хребты Гармычан и Арга-Тас. В низовьях извилиста, разбивается на два рукава.

Из-за сурового климата период таяния льдов приходится на промежуток между апрелем и октябрём. В остальное время река замерзает. Ее среднемноголетний расход воды 68 м³/с. К сожалению, гидрологического ряда выбранной реки нет в доп. источниках, поэтому принято решение взять реку аналог. Рекой аналогом послужила река Малая Куонамка. Ее среднегодовой расход воды сопоставим с расходом реки Рассоха и располагается она в относительной близости. По химическому составу вода относится гидрокарбонатному классу. Средняя мутность воды в реке 25–50 г/м³. Ряд гидрологических наблюдений за рекой Малая Куонамка в период 1936-1994 гг. представлен в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Гидрологический ряд реки Малая Куонамка

№ п/п	Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год, м ³ /с
1	1936	2	2	2	2	46	240	192	93	84	13	7	5	57
2	1937	12	8	5	3	53	296	144	77	100	71	32	13	68
3	1938	8	6	6	6	48	340	143	79	125	46	15	9	69
4	1939	8	6	5	4	10	369	180	86	87	79	26	16	73
5	1940	8	7	5	5	8	305	269	130	130	83	24	9	82
6	1941	8	6	5	6	5	224	314	123	90	45	25	14	72
7	1942	10	6	6	5	5	410	157	81	78	36	16	12	69
8	1943	9	7	6	5	6	414	249	162	129	50	21	14	89
9	1944	8	7	5	5	8	329	231	106	79	36	20	14	70
10	1945	9	7	6	5	6	216	303	119	87	43	24	13	70
11	1946	9	7	6	6	18	339	247	109	71	37	21	15	74
12	1947	10	9	9	9	37	230	220	144	148	74	35	20	79
13	1948	8	7	5	5	8	379	190	81	75	101	40	29	77
14	1949	9	7	6	5	6	226	316	125	94	45	25	14	73
15	1950	5	3	2	2	16	349	250	110	72	37	21	15	73
16	1951	8	6	4	3	4	342	187	119	84	39	19	15	69
17	1952	6	5	3	2	4	168	175	102	96	48	29	18	55
18	1953	6	5	3	2	4	330	119	105	156	51	14	3	66
19	1954	5	5	3	3	5	170	104	85	89	42	13	7	44
20	1955	8	4	3	2	58	410	153	70	78	35	16	12	71
21	1956	8	7	6	6	8	121	105	80	71	20	18	11	38
22	1957	9	7	6	6	6	226	318	125	91	45	26	14	73
23	1958	10	6	6	5	5	345	250	109	73	37	21	15	73
24	1959	9	7	6	6	18	366	252	113	80	51	21	14	78
25	1960	12	9	7	6	10	233	222	145	149	75	36	20	77
26	1961	8	6	4	3	5	160	249	104	67	53	19	12	57
27	1962	14	11	9	9	37	223	185	108	102	52	31	19	66
28	1963	19	13	10	8	9	383	193	81	75	102	41	30	80
29	1964	5	3	2	1	15	301	271	230	174	66	21	8	91
30	1965	10	7	5	3	4	332	182	116	82	38	18	15	68
31	1966	10	7	4	2	11	225	238	111	93	52	27	16	66
32	1967	17	15	10	13	10	197	187	118	97	55	29	20	64
33	1968	14	7	9	5	10	324	205	130	71	44	19	16	71
34	1969	14	17	14	11	9	261	173	120	126	69	32	34	73
35	1970	19	17	17	11	44	244	198	143	119	55	30	24	77
36	1971	18	16	14	13	50	358	311	132	136	86	42	28	100
37	1972	17	19	14	12	48	265	132	86	77	38	36	25	64
38	1973	21	18	14	13	12	294	159	81	78	51	41	29	68
39	1974	27	18	11	6	9	305	169	101	71	40	28	29	68
40	1975	20	15	12	12	11	259	166	92	76	54	34	29	65
41	1976	18	12	10	11	8	288	173	99	81	54	33	21	67

Окончание таблицы 1.2

№ п/п	Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год, м ³ /с
42	1977	18	12	10	100	38	358	190	108	75	34	28	24	83
43	1978	18	16	11	11	9	270	153	86	77	49	30	27	63
44	1979	23	20	15	9	29	252	123	95	91	49	38	29	64
45	1980	13	9	7	7	34	255	103	78	71	33	25	19	55
46	1981	15	11	9	10	41	211	99	75	70	39	26	22	52
47	1982	18	14	12	9	14	254	179	93	112	72	44	31	71
48	1983	10	7	5	3	3	323	181	115	83	38	18	15	67
49	1984	10	8	4	2	11	240	251	112	94	53	28	16	69
50	1985	17	15	11	14	11	206	198	129	98	56	29	20	67
Ср. знач		12	9	7	8	18	283	199	108	94	51	26	18	70

Максимальные расходы воды расчетной обеспеченности представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Максимальные расходы воды расчетной обеспеченности

Параметр	Значение					
$p, \%$	0,1	1,0	3,0	5,0	10,0	$Q_{с.п.}$
$Q_{\max}, \text{м}^3/\text{с}$	549	471	429	407	376	18
УНБ, м	67,78	67,47	67,28	67,17	67,00	62,45

Кривая зависимости отметки нижнего бьефа от расхода водохранилища ($Z_{\text{нб}} = f(Q)$) представлена на рисунке 1.1.

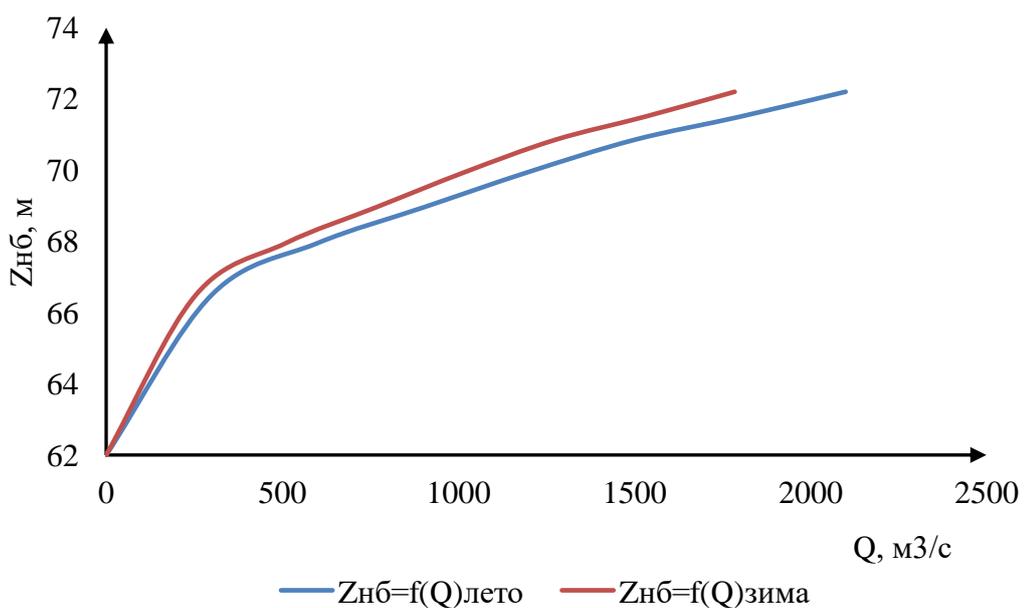


Рисунок 1.1 – Кривая зависимости $Z_{\text{нб}} = f(Q)$

Кривая зависимости отметки верхнего бьефа от объема водохранилища ($Z_{ВБ} = f(V_{вдхр.})$) представлена на рисунке 1.2.

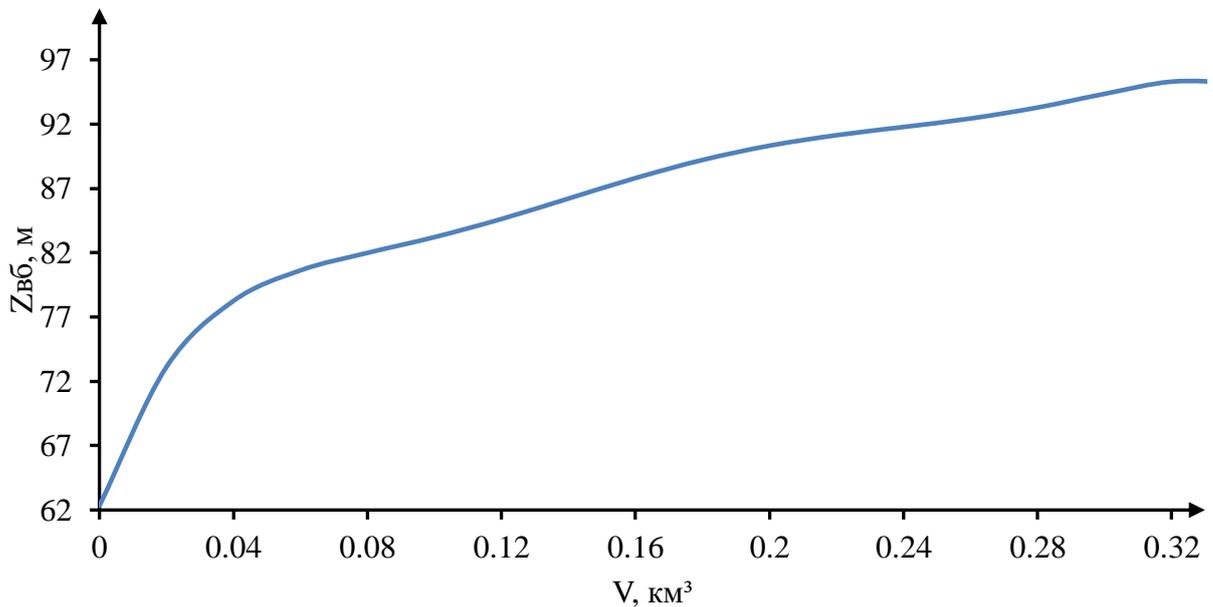


Рисунок 1.2 – Кривая зависимости $Z_{ВБ} = f(V_{вдхр.})$

1.3. Инженерно-геологические условия

Дно повсеместно каменистое, встречаются валуны, в месте предполагаемого строительства ГЭС ситуация аналогичная. Тип грунта основания: нескальное основание (гравийно-галечный грунт).

Физико-механические свойства грунта:

- удельный вес – $19,5 \text{ кН/м}^3$;
- угол внутреннего трения ($\varphi_{гр}$) – 27° ;
- сцепление (c) – 0 кПа .

Проектируемая ГЭС будет работать на ОДУ Сибири, а именно на местную нагрузку. Годовой максимум нагрузки энергосистемы: $P_c^{max} = 1154 \text{ МВт}$.

Ближайшими существующими ГЭС к проектируемой станции являются Волховская и Нижне-Свирская ГЭС.

Суточные графики нагрузки, совмещенные с интегральными кривыми нагрузки (ИКН) энергосистемы для типичных суток зимнего и летнего сезонов представлены на рисунках 1.3 и 1.4 соответственно.

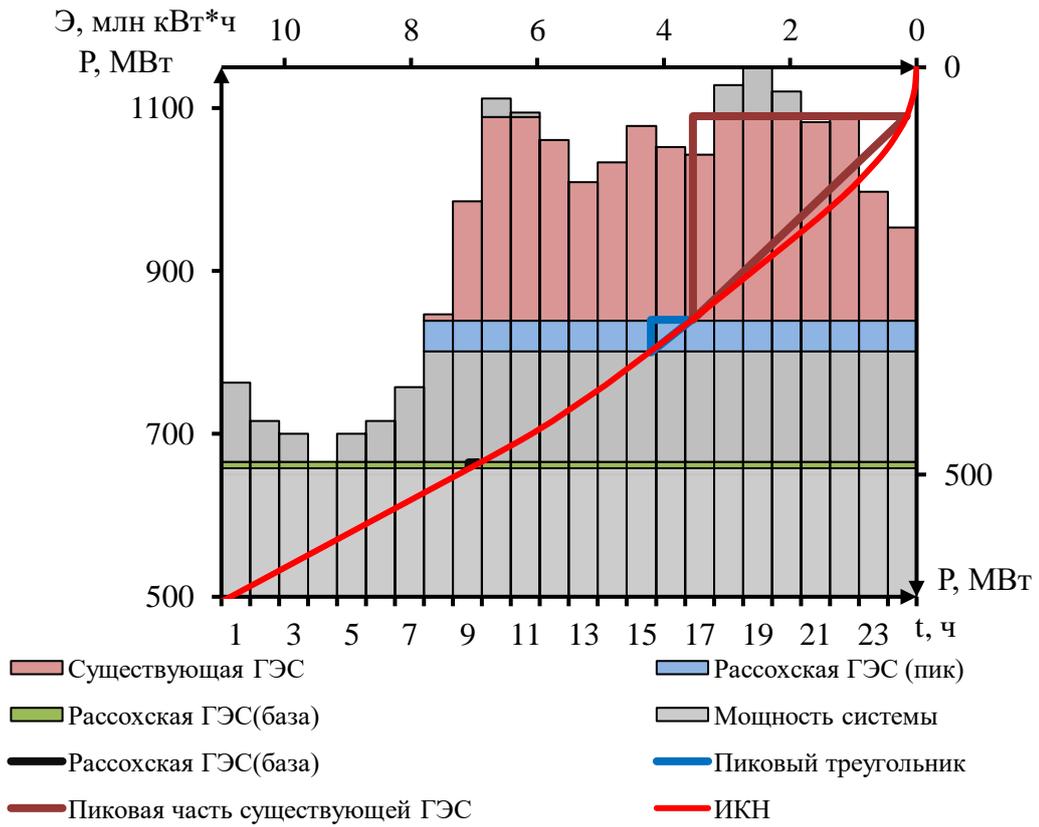


Рисунок 1.3 – Суточный график нагрузки и ИКН для типичных суток декабря

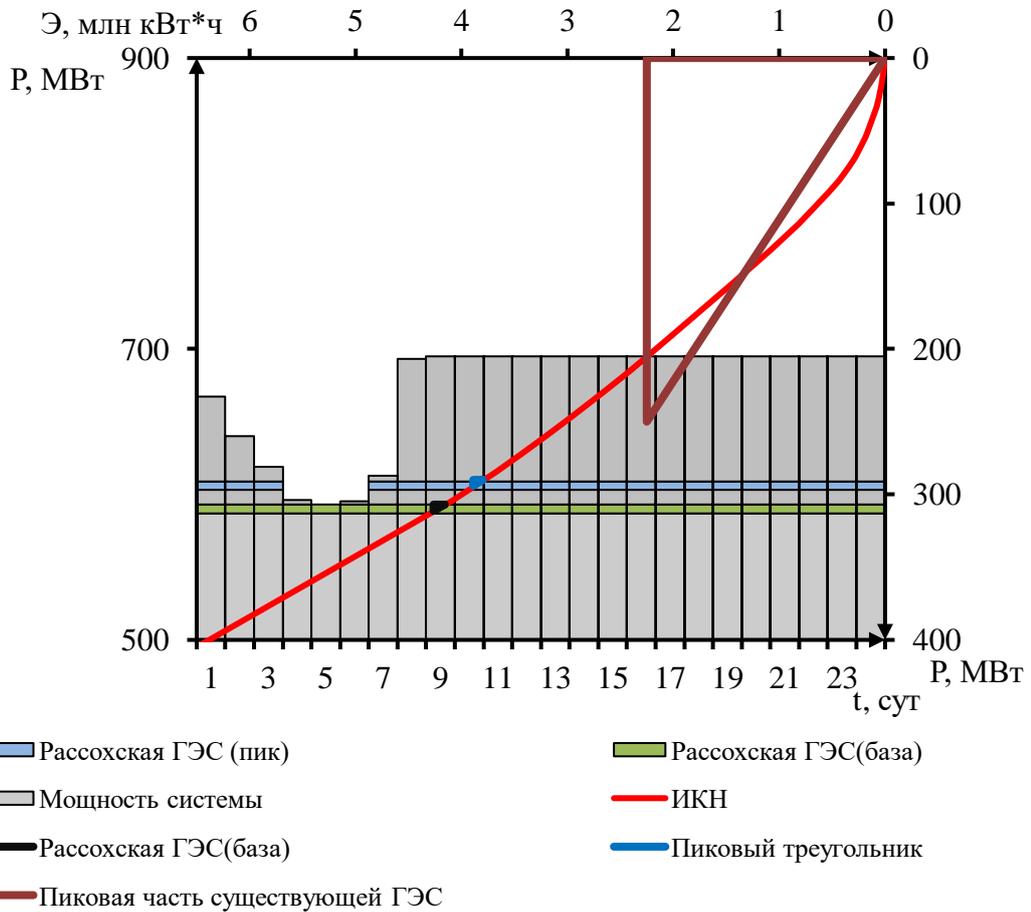


Рисунок 1.4 – Суточный график нагрузки и ИКН для типичных суток июня

2. Водно-энергетические расчеты

2.1. Регулирование стока воды

2.1.1. Определение максимальных расчетных расходов

Средний многолетний расход вычисляется по формуле (2.1).

$$Q_{\text{ср}} = \frac{\sum Q}{n}, \quad (2.1)$$

где $\sum Q$ – сумма среднемесячных расходов за 50 лет;
 n – период наблюдений (количество лет).

$$Q_{\text{ср}} = \frac{14162,3}{50} = 283,2 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Затем вычисляем модульные коэффициенты K по формуле (2.2).

$$K = \frac{Q_i}{Q_{\text{ср}}}, \quad (2.2)$$

где Q_i – соответствующее значение расхода, за период наблюдений.

Для проверки вычислений следует помнить, что сумма значений K должна равняться общему числу членов ряда n : $\sum K = n = 50$.

Вычисляем отклонения от середины $(K - 1)$. Для проверки: сумма $(K - 1)$ должна быть равна нулю. Затем подсчитываем $(K - 1)^2$. Далее подсчитываем $(K - 1)^3$.

Контроль построения теоретической кривой обеспеченности расходов выполняется следующим образом по формуле (2.3).

$$p = \frac{m-0,3}{n+0,4} * 100\%, \quad (2.3)$$

где m – порядковый номер члена ряда;

n – общее число членов ряда.

Коэффициент вариации вычисляется по формуле (2.4).

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(K-1)^2}{n}}, \quad (2.4)$$

$$C_v = \sqrt{\frac{3,058}{50}} = 0,25.$$

Коэффициент асимметрии вычисляется по формуле (2.5).

$$C_S = \frac{\Sigma(K-1)^3}{n \cdot C_g^3}, \quad (2.5)$$

$$C_S = \frac{-0,34}{50 \cdot 0,247^3} = -0,4.$$

Средняя квадратическая ошибка определения коэффициента вариации вычисляется по формуле (2.6).

$$\delta_{Cg} = \pm \sqrt{\frac{1+3 \cdot C_g^2}{2(n-1)}} \cdot 100\%, \quad (2.6)$$

$$\delta_{Cg} = \pm \sqrt{\frac{1+3 \cdot 0,25^2}{2 \cdot (50-1)}} \cdot 100\% = 10,99\%.$$

Данная ошибка незначительная для данного ряда.

Средняя квадратическая ошибка коэффициента асимметрии вычисляется по формуле (2.7).

$$\delta_{CS} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{n} \cdot \sqrt{1+6 \cdot C_g^2+5 \cdot C_g^4}}}{C_S} \cdot 100\%, \quad (2.7)$$

$$\delta_{CS} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{50} \cdot \sqrt{1+6 \cdot 0,25^2+5 \cdot 0,25^4}}}{-0,4} \cdot 100\% = -90,9 \%$$

Данная ошибка читается недопустимой, т.к. получилась намного выше среднего значения, поэтому для построения кривой обеспеченности принимаем $C_S = 2C_g = 0,49$.

Результаты расчета максимальных расходов для основного и проверочного случаев представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты расчетов максимальных расходов

Параметр	Значение	
P%	0,1	1
Ф или φ	3,8	2,68
M _S	0,94	0,66
K _S	1,94	1,66
Q, м ³ /с	549	471

2.1.2. Кривые обеспеченности расходов

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный и маловодный. В первом приближении можно считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу.

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, маловодный сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле (2.8).

$$P(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100\%, \quad (2.8)$$

где $P(m)$ – обеспеченность;

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

n – общее число членов ряда.

Результаты расчетов представлены в таблица 2.2. Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаются равными 90% и 50% соответственно.

Таблица 2.2 – Данные для построения эмпирических кривых обеспеченности

m	P, %	Q _{ср.год} , м ³ /с	Год	Q _{меж} , м ³ /с	Год	Q _{пол.} , м ³ /с	Год
1	1,4	100,2	1971	17,1	1970	413,8	1943
2	3,4	91,3	1964	14,9	1979	410,4	1942
3	5,4	89,1	1943	14,1	1973	409,6	1955
4	7,3	83,0	1977	14,0	1972	382,9	1963
5	9,3	81,9	1940	13,8	1969	378,8	1948
6	11,3	80,2	1963	13,8	1971	368,8	1939
7	13,3	78,5	1947	12,4	1975	365,5	1959
8	15,3	78,5	1959	11,8	1982	357,9	1977
9	17,3	77,3	1948	10,8	1974	357,8	1971
10	19,2	76,8	1960	10,8	1978	348,8	1950
11	21,2	76,8	1970	10,6	1985	344,6	1958
12	23,2	73,5	1946	10,1	1967	341,6	1951
13	25,2	73,4	1958	10,0	1977	340,0	1938
14	27,2	73,3	1969	9,8	1976	338,6	1946
15	29,2	73,3	1950	9,6	1963	331,6	1965
16	31,2	73,2	1949	9,3	1968	330,0	1953
17	33,1	73,2	1957	9,1	1981	328,6	1944
18	35,1	72,9	1939	8,8	1947	324,4	1968
19	37,1	72,0	1941	8,8	1962	323,4	1983
20	39,1	71,2	1968	7,1	1980	305,0	1940

Окончание таблицы 2.2

m	P, %	Q _{ср.год} , м ³ /с	Год	Q _{меж} , м ³ /с	Год	Q _{пол} , м ³ /с	Год
21	41,1	70,9	1982	6,6	1960	305,0	1974
22	43,1	70,7	1955	6,3	1957	300,7	1964
23	45,0	70,5	1944	6,1	1945	296,3	1937
24	47,0	69,9	1945	6,1	1949	293,8	1973
25	49,0	69,3	1938	5,9	1943	288,4	1976
26	51,0	69,0	1984	5,6	1959	270,2	1978
27	53,0	69,0	1951	5,5	1938	265,0	1972
28	55,0	68,5	1942	5,5	1942	260,5	1969
29	56,9	67,9	1974	5,5	1946	258,8	1975
30	58,9	67,8	1937	5,5	1956	255,4	1980
31	60,9	67,6	1973	5,5	1958	253,5	1982
32	62,9	67,5	1965	5,3	1948	252,1	1979
33	64,9	67,3	1976	5,1	1937	244,4	1970
34	66,9	66,9	1985	5,1	1940	240,0	1936
35	68,8	66,6	1983	5,0	1944	240,0	1984
36	70,8	66,5	1962	4,9	1939	232,6	1960
37	72,8	66,5	1953	4,9	1941	230,3	1947
38	74,8	66,3	1966	4,6	1983	226,1	1957
39	76,8	65,0	1975	4,5	1965	226,0	1949
40	78,8	64,4	1979	4,1	1984	225,1	1966
41	80,8	64,0	1972	3,9	1966	223,8	1941
42	82,7	64,0	1967	3,5	1951	223,3	1962
43	84,7	62,9	1978	3,5	1961	215,9	1945
44	86,7	57,4	1961	3,3	1952	211,0	1981
45	88,7	57,3	1936	3,1	1953	206,3	1985
46	90,7	54,6	1952	2,9	1954	196,6	1967
47	92,7	54,6	1980	2,6	1955	170,0	1954
48	94,6	52,3	1981	1,6	1936	168,4	1952
49	96,6	44,2	1954	1,6	1950	160,1	1961
50	98,6	38,3	1956	1,5	1964	120,9	1956

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

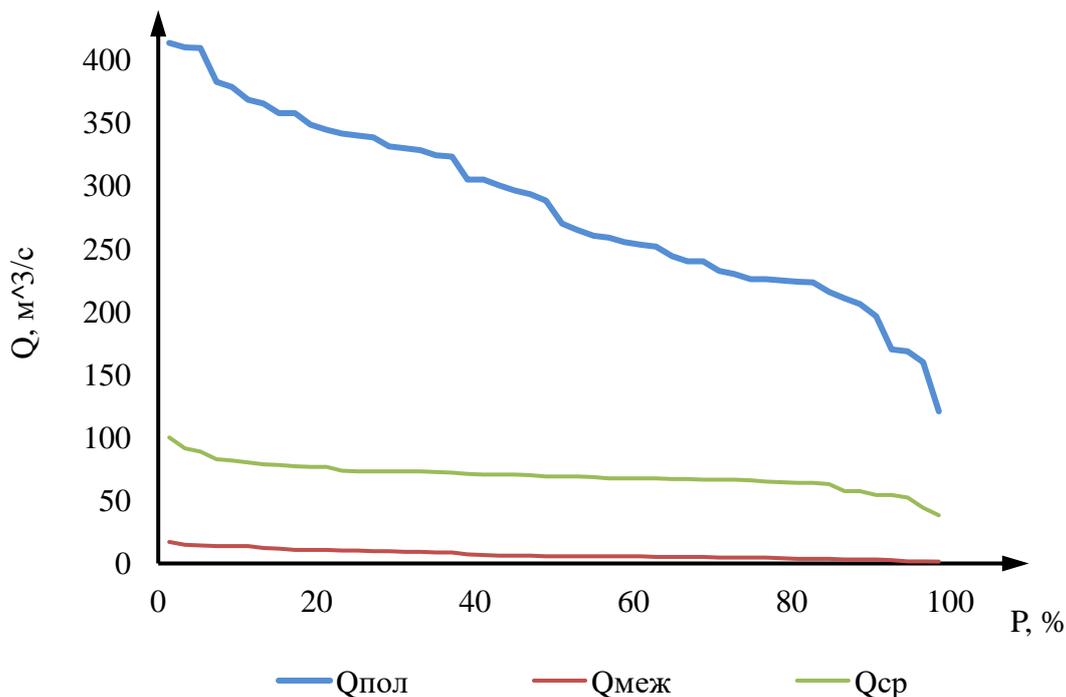


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

2.1.3. Выбор расчетных гидрографов

По расчетным значениям обеспеченности определяется маловодный и средневодный год.

За расчетный маловодный принимается год со среднегодовой обеспеченностью 90%, в данном случае это 1952 год.

За расчетный средневодный год принимается год с обеспеченностью 50%, в данном случае это 1984 год.

Вычисляются коэффициенты приведения по межени и половодью.

Для 1984 года ($P_{50\%}$) коэффициенты приведения по половодью и межени соответственно:

$$K_{\text{П}} = \frac{Q_{\text{баз}}}{Q_{1965 \text{ г. по половодью}}} = \frac{177}{174} = 1,01, \quad (2.9)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{баз}}}{Q_{1965 \text{ г. по межени}}} = \frac{17}{16} = 1,03. \quad (2.10)$$

Таблица 2.3 – Расчетные расходы средневодного года

Параметр	Значение												
	Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{50\%}$	10	8	4	2	11	240	251	112	94	53	28	16	69

Для 1952 года ($P_{90\%}$) коэффициенты приведения по половодью и межени соответственно:

$$K_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{баз}}}{Q_{1936 \text{ г. по половодью}}} = \frac{135}{135} = 1,00, \quad (2.11)$$

$$K_{\text{м}} = \frac{Q_{\text{баз}}}{Q_{1936 \text{ г. по межени}}} = \frac{12}{14} = 0,86. \quad (2.12)$$

Так как один из коэффициентов равен 1, то приведение и корректировку делать не нужно. Данные расходов в расчетном маловодном году представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Расчетные расходы маловодного года

Параметр	Значение													
	Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.}}$
$Q_{90\%}$	6	5	3	2	4	168	175	102	96	48	29	18	55	

Гидрографы представлены на рисунке 2.2.

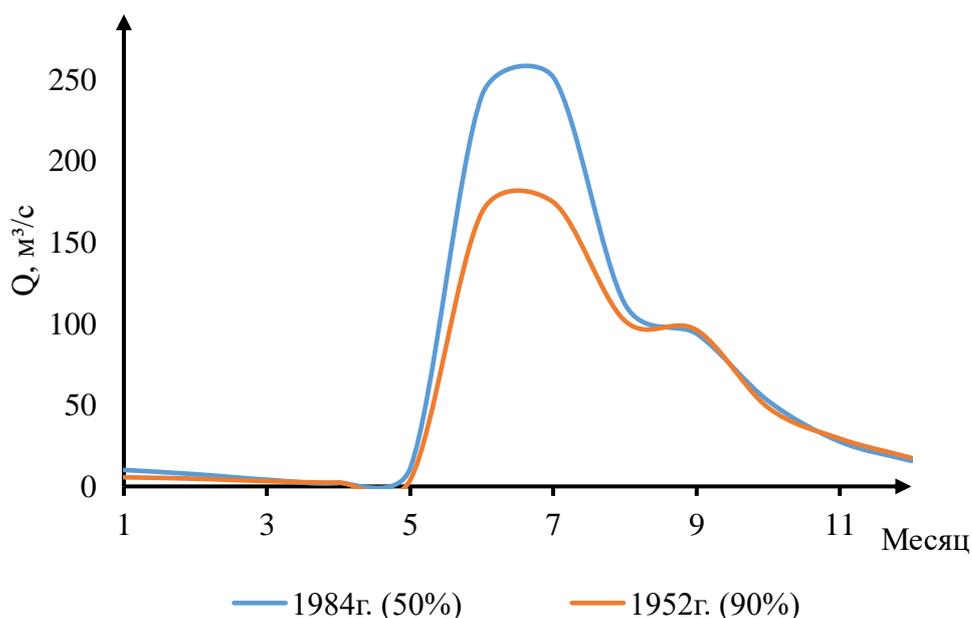


Рисунок 2.2 – Расчетный гидрограф средневодного и маловодного года

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

На данном этапе работы необходимо для условий маловодного года в первом приближении перераспределить сток с половодного периода на зимний

период, дефицитный как по воде, так и по электроэнергии. В процессе перераспределения стока, в зависимости от того, какой объем воды удастся аккумулировать в водохранилище, определим гарантированную энергоотдачу. Результаты расчетов представлены в таблице 2.5, 2.6 и 2.7.

Таблица 2.5 – Режим работы ГЭС по бытовому стоку при УВБ равному НПУ

Параметр	Значение											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{быт.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	4	5	3	2	4	171	190	102	86	48	26	15
$Z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	62,11	62,14	62,10	62,07	62,12	65,21	65,43	64,16	63,88	63,32	62,75	62,43
$H_{\text{ГЭС}}, \text{ м}$	32,09	32,06	32,10	32,13	32,08	28,99	28,77	30,04	30,32	30,88	31,45	31,77
$N_{\text{быт.}}, \text{ МВт}$	1	1	1	1	1	44	49	27	23	13	7	4

Таблица 2.6 – Режим работы ГЭС по требованиям ВХК

Параметр	Значение											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
$Z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	62,98	62,98	62,98	62,98	62,98	62,84	62,84	62,84	62,84	62,98	62,98	62,98
$H_{\text{ГЭС}}, \text{ м}$	31,22	31,22	31,22	31,22	31,22	31,36	31,36	31,36	31,36	31,22	31,22	31,22
$N_{\text{ВХК}}, \text{ МВт}$	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10

Таблица 2.7 – Сравнение режимов работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку

Параметр	Значение											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{быт.}}, \text{ МВт}$	1	1	1	1	1	44	49	27	23	13	7	4
$N_{\text{ВХК}}, \text{ МВт}$	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
$N_{\text{быт.}} - N_{\text{ВХК}}, \text{ МВт}$	-9	-9	-9	-9	-9	34	39	17	13	3	-3	-6

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

$$N_{\text{изб}} = \sum(N_{\text{быт.}} - N_{\text{ВХК}}) = 53 \text{ МВт.} \quad (2.13)$$

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 2.8.

Таблица 2.8 – Характерные данные баланса энергии

Месяц	$P_{ср}$, МВт	$N_{сущ}$, МВт	$N_{быт}$, МВт	$N_{ВХК}$, МВт	$N_{гар}$, МВт - в первом приближении	$N_{гар}$, МВт - конечный вариант
I	949	141	1	9	32	31
II	925	135	1	9	14	13
III	883	123	1	9	По ВХК	По ВХК
IV	835	111	1	9		
V	793	100	1	9		
VI	769	94	34	10		
VII	769	94	44	10		
VIII	793	100	17	10		
IX	835	111	3	10		
X	883	123	3	10	14	13
XI	925	135	7	3		
XII	949	141	4	6	32	31

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.

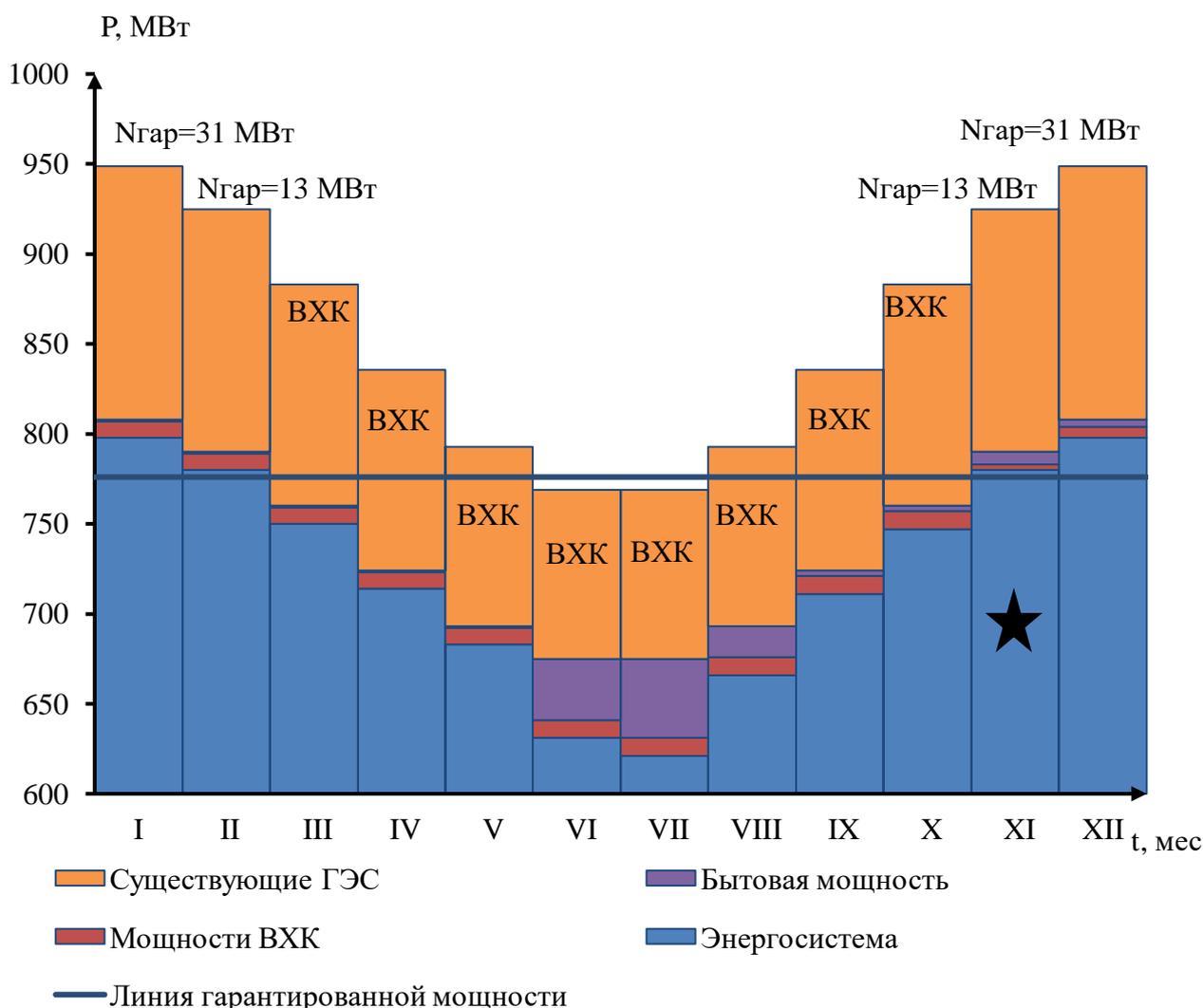


Рисунок 2.3 – Баланс энергии

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 VIII 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.1 и А.2.

Результатами водно-энергетических расчетов по условиям маловодного года является:

- гарантированная мощность ($N_{\text{гар}}$) I и XII месяца – 31 МВт, а также II и XI месяца – 13 МВт;
- отметка уровня мертвого объема (УМО) – 90,60 м;
- полезный объем водохранилища ($V_{\text{пол}}$) – 1,06 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.

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез.}}^{\text{ГЭС}}, \quad (2.14)$$

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:

$$N_{\text{рез.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{нагр.}}^{\text{проект.ГЭС}} + N_{\text{авар.}}^{\text{проект.ГЭС}} + N_{\text{рем.}}^{\text{проект.ГЭС}}. \quad (2.15)$$

Далее показан пример расчета мощностей для декабря (января).

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

$$P_{\text{нагр.}}^{\text{ЭС}} = P_{\text{max}}^{\text{ЭС}} \cdot 0,02 = 1146 \cdot 0,02 = 23 \text{ МВт}, \quad (2.16)$$

$$P_{\text{авар.}}^{\text{ЭС}} = P_{\text{max}}^{\text{ЭС}} \cdot 0,08 = 1146 \cdot 0,08 = 92 \text{ МВт}. \quad (2.17)$$

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

$$N_{\text{нагр.}}^{\text{проект.ГЭС}} = 0,9 \text{ МВт}, \quad (2.18)$$

$$N_{\text{нагр.}}^{\text{сущ.ГЭС}} = 17 \text{ МВт}. \quad (2.19)$$

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:

$$F_{\text{рем.}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = \frac{250}{6} = 42 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}, \quad (2.20)$$

$$F_{\text{рем.}}^{\text{сущ.ТЭС}} = \frac{N_{\text{раб.мах}}^{\text{сущ.ТЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = \frac{851}{6} = 142 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}, \quad (2.21)$$

$$F_{\text{рем.}}^{\text{проект.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб.мах}}^{\text{проект.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = \frac{104}{6} = 17 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}. \quad (2.22)$$

Ремонтный резерв ГЭС располагают после периода половодья, перед началом сработки в 11-ом месяце. Ремонтный резерв ТЭС – в месяцы провала нагрузки, в данном случае 6 и 7 месяц.

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.3.

График баланса мощностей представлен на рисунке 2.4.

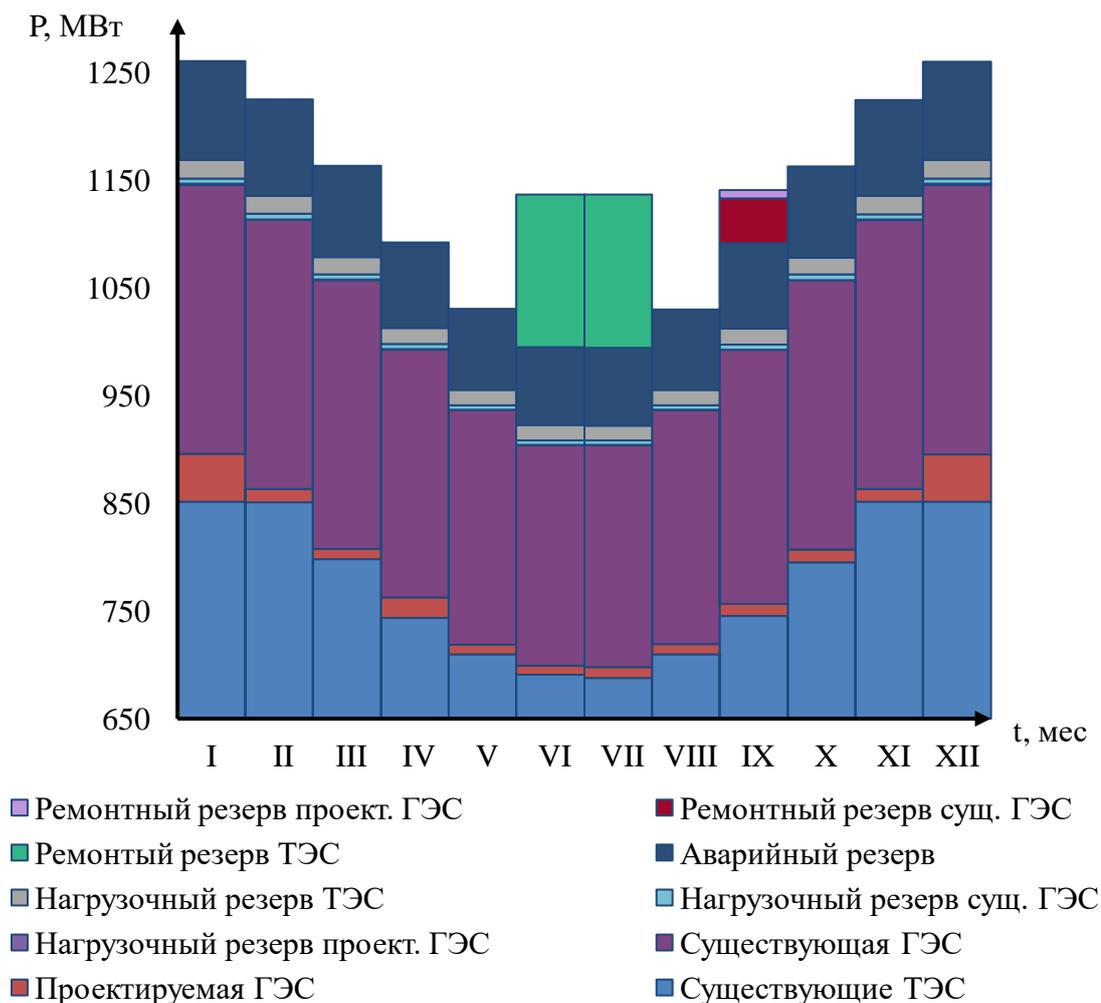


Рисунок 2.4 – Баланс мощностей

2.2.6. Определение установленной мощности

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

$$N_{уст.}^{ГЭС} = 44 + 1 = 45 \text{ МВт.}$$

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 357 млн кВт·ч.

Данные расчета представлены в приложении А, таблица А.4.

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

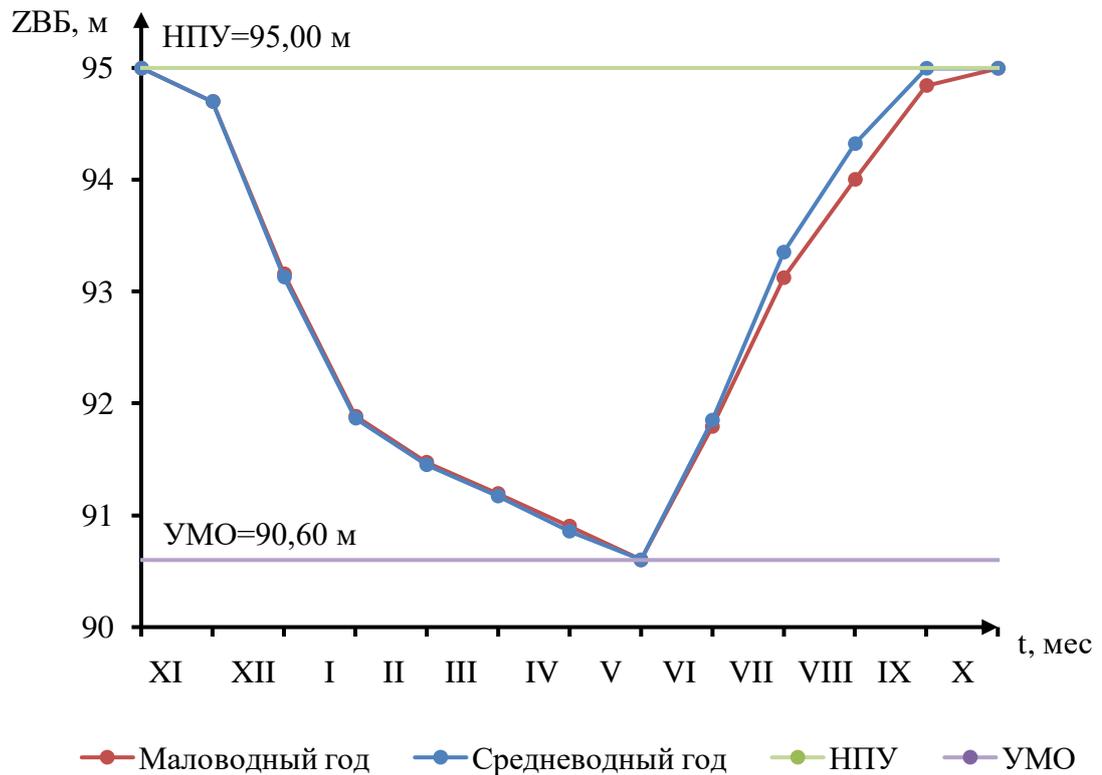


Рисунок 2.5 – График сработки и наполнения водохранилища в маловодном и средневодном году

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 Рассохской ГЭС.

Результаты расчета режимного поля представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля Рассохской ГЭС

Кривые связи НБ для летних и зимних условий			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной Нуст		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Q _{нб}	Зима, м	Лето,	Н _{нпу} , м	Н _{умо} , м	Н _{расч} , м	Н, м	Q,	Н, м	Q,
0	62,00	62,00	32,30	27,90	29,89	26,2	200	24,4	193
100	64,43	64,13	30,17	25,77	27,75	26,7	196	24,7	194
200	65,93	65,56	28,74	24,34	26,33	27,2	193	25,2	196
300	66,86	66,50	27,80	23,40	25,39	27,7	189	25,7	198
400	67,47	67,13	27,17	22,77	24,75	28,2	186	26,2	200
500	67,92	67,59	26,71	22,31	24,29	28,7	183	26,7	202

Режимное поле представлено на рисунке 3.1.

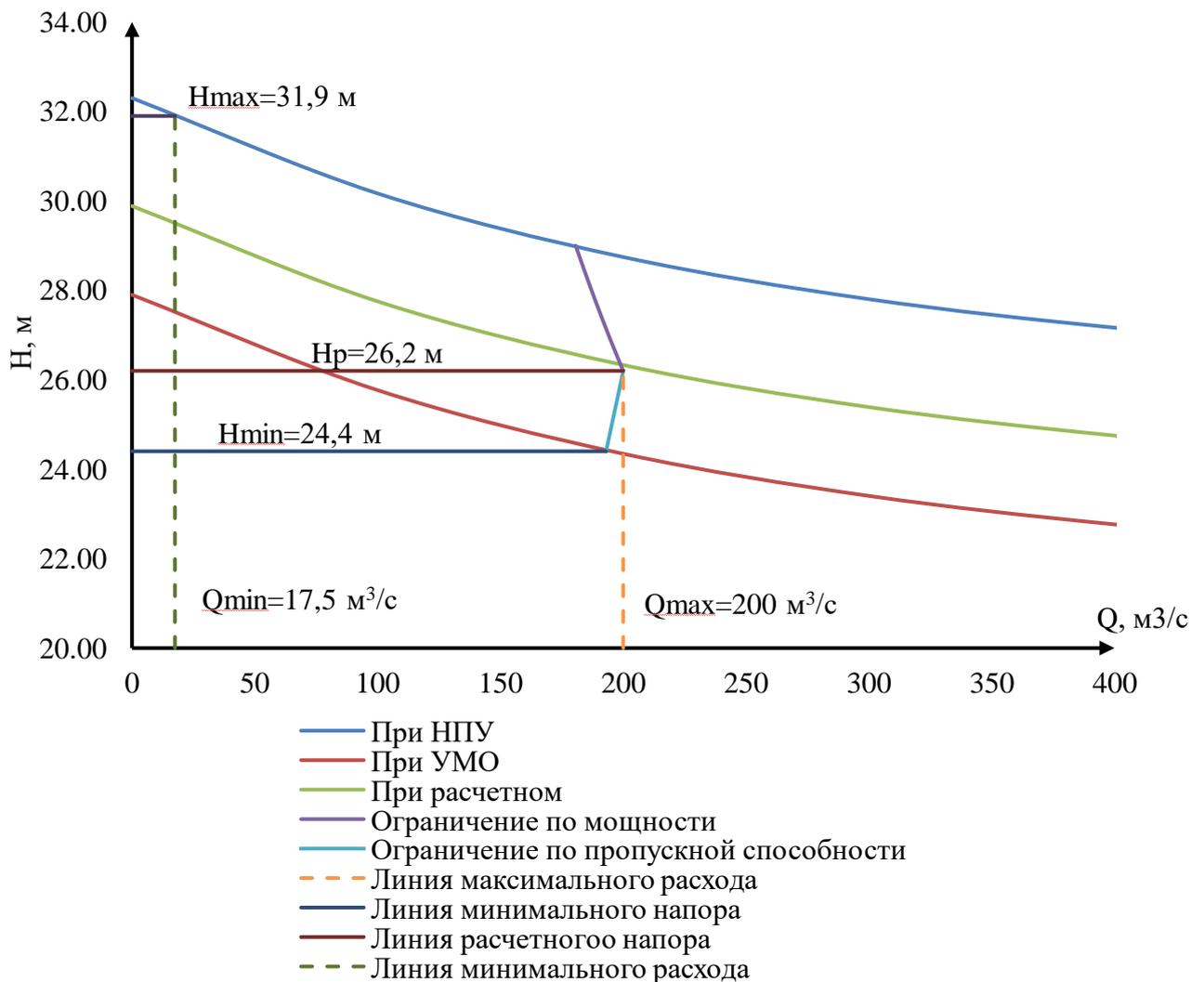


Рисунок 3.1 – Режимное поле с учетом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности

Из режимного поля определяется диапазон изменения напоров и расходов: $H_{\max} = 31,9$ м, $H_{\text{расч}} = 26,2$ м, $H_{\min} = 24,4$ м, $Q_{\min} = 17,5$ м³/с, $Q_{\max} = 200$ м³/с.

3.1.2. Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

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

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

Таблица 3.2 – Характеристики модельных гидротурбин

Параметры	ПЛ40а-В	ПЛ40б-В
$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	40	40
H_{\min}/H_{\max}	0,50	0,50
$n'_{\text{опт}}, \text{ об/м}$	125	123
$Q_{\text{I опт}}, \text{ л/с}$	1020	1150
$\eta_{\text{м опт}}$	0,913	0,904
$Q'_{\text{I max}}, \text{ л/с}$	1800	1700
$\sigma(Q'_{\text{I max}})$	0,65	0,65
$D_{\text{I т}}, \text{ м}$	0,460	0,460
$H_{\text{мод}}, \text{ м}$	4	4
$t_{\text{мод}}, \text{ }^\circ\text{C}$	10	20

Далее производится выбор номинального диаметра рабочего колеса. В таблице 3.3 представлен ряд стандартных значений диаметров рабочих колес.

Таблица 3.3 – Ряд стандартных значений диаметров рабочих колес

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

Задаваясь рядом стандартных значений диаметров D_1 , производились расчеты следующих параметров:

- КПД натурной турбины:

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

где η_M – КПД модельной турбины в расчетной точке;

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

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

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

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_p – расчетный напор натурной турбины;

ν_H – коэффициент кинематической вязкости, $\nu_H = 1,3 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$;

$\nu_{\text{мод}}$ – коэффициент кинематической вязкости воды модельной турбины.

Выбирается по таблице 3.4, с учетом температуры для модели ($t_{\text{мод}}$).

Таблица 3.4 – Зависимость коэффициента кинематической вязкости воды от температуры

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

– Мощность агрегата в расчетной точке:

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

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

H_p – расчетный напор;

η_T – КПД натурной турбины;

η_G – КПД генератора, принимают $\eta_G = 0,96$.

– Количество агрегатов:

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

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

$N'_{\text{агр}}$ – мощность гидроагрегата в расчетной точке.

Необходимо округление числа агрегатов в большую сторону до целого числа ($Z_{\text{агр}}$), а также уточнение мощности гидроагрегата в расчетной точке ($N_{\text{агр}}$) с помощью формулы (3.4).

$$N_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{Z_{\text{агр}}}, \quad (3.4)$$

– Поправка на масштабный эффект:

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

где η_T – КПД натурной турбины;

η_M – КПД модельной турбины.

– Частота вращения турбины:

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

где n'_{opt} – приведенная частота вращения модельной гидротурбины в точке оптимума;

m – поправка на масштабный эффект;

H_p – расчетный напор натурной турбины;

D_1 – диаметр натурной турбины.

Частота вращения турбины округляется до стандартного значения.

– Приведенные частоты вращения:

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

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

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

– Произведение приведенного расхода в расчетной точке на КПД:

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

где $N_{\text{агр}}$ – уточненная мощность гидроагрегата;

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_p – расчетный напор натурной турбины;

m – поправка на масштабный эффект;

η_T – КПД генератора.

– Произведение для построения линии ограничения по генератору:

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

где $N_{\text{агр}}$ – уточненная мощность гидроагрегата;

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_{\max} – максимальный напор натурной турбины;

η_{Γ} – КПД генератора.

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

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

В качестве примера представлен расчет гидротурбины ПЛ40а-В-500.

$$\eta_{\Gamma} = 1 - (1 - 0,881) \left((1 - 0,75) + 0,75^5 \sqrt[5]{\frac{0,46}{5,00}} \cdot \sqrt[10]{\frac{4}{26,92}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,3 \cdot 10^6}{1,3 \cdot 10^6}} \right) = 0,919,$$

$$N'_{\text{grp}} = 9,81 \cdot 1,2 \cdot 4,00^2 \cdot 26,2 \cdot \sqrt{26,2} \cdot 0,919 \cdot 0,96 = 22289 \text{ кВт},$$

$$Z'_{\text{grp}} = \frac{45000}{22289} = 2 \text{ шт},$$

$$N_{\text{grp}} = \frac{45000}{2} = 22500 \text{ кВт},$$

$$m = \frac{0,919}{0,881} = 1,043,$$

$$n' = \frac{125 \cdot \sqrt{1,043 \cdot 26,2}}{4,00} = 154 \Rightarrow n'_{\text{синх}} = 154 \text{ об/мин},$$

$$n'_{\text{max}} = \frac{136,4 \cdot 5,00}{\sqrt{1,049 \cdot 24,26}} = 132 \text{ об/мин},$$

$$n'_{\text{расч}} = \frac{136,4 \cdot 5,00}{\sqrt{1,049 \cdot 26,92}} = 128 \text{ об/мин},$$

$$n'_{\text{min}} = \frac{136,4 \cdot 5,00}{\sqrt{1,049 \cdot 34,22}} = 116 \text{ об/мин},$$

$$Q'_{\text{Нр}} \cdot \eta_{\Gamma} = \frac{22500}{9,81 \cdot 4,00^2 \cdot (1,043 \cdot 26,2)^{1,5} \cdot 0,96} = 1,113,$$

$$Q'_{\text{Нmax}} \cdot \eta_{\Gamma} = \frac{22500}{9,81 \cdot 4,00^2 \cdot (1,043 \cdot 31,99)^{1,5} \cdot 0,96} = 0,829.$$

Рассчитанные параметры для различных диаметров натуральных турбин ПЛ40а-В, ПЛ40б-В представлены в таблице 3.5 и 3.6.

Таблица 3.5 – Таблица рассчитанных параметров гидротурбины ПЛ-40а-В

Параметры	Значения					
D_1 , м	3,15	3,55	3,75	4	4,25	4,5

Продолжение таблицы 3.5

Параметры	Значения					
η_T , о.е	0,927	0,928	0,928	0,929	0,929	0,930
$N'_{арр}$, кВт	15,8	17,7	19,8	22,5	25,4	28,5
$Z'_{арр}$, шт	2,9	2,5	2,3	2,0	1,8	1,6
$Z_{арр}$, шт	3	3	3	2	2	2
$N_{арр}$, кВт	15000	15000	15000	22500	22500	22500
m	1,040	1,040	1,041	1,041	1,042	1,043
n' , об/мин	192	181	171	161	151	143
$n'_{синх}$, об/мин	200	187,5	187,5	166,7	145,9	125,1
$n'_{I\max}$, об/мин	133	132	140	132	123	112
$n'_{I\text{расч}}$, об/мин	128	128	135	128	119	108
$n'_{I\min}$, об/мин	116	116	122	116	108	98
$Q'_{Hр} \cdot \eta_T$	1,058	0,942	0,845	1,113	0,986	0,880
$Q'_{H\max} \cdot \eta_T$	0,788	0,701	0,629	0,829	0,734	0,655

Таблица 3.6 – Сводная таблица рассчитанных параметров гидротурбины ПЛ-40б-В

Параметры	Значения					
D_1 , м	3,35	3,55	3,75	4	4,25	4,5
η_T , о.е	0,917	0,918	0,919	0,919	0,920	0,920
$N'_{арр}$, кВт	15,6	17,5	19,6	22,3	25,2	28,2
$Z'_{арр}$, шт	2,9	2,6	2,3	2,0	1,8	1,6
$Z_{арр}$, шт	3	3	3	2	2	2
$N_{арр}$, кВт	15000	15000	15000	22500	22500	22500
m	1,041	1,042	1,043	1,043	1,044	1,045
n' , об/мин	195	184	174	163	154	145
$n'_{синх}$, об/мин	200	187,5	187,5	166,7	145,9	125,1
$n'_{I\max}$, об/мин	133	132	139	132	123	112
$n'_{I\text{расч}}$, об/мин	128	127	135	128	119	108
$n'_{I\min}$, об/мин	116	115	122	116	107	98
$Q'_{Hр} \cdot \eta_T$	1,058	0,942	0,845	1,113	0,986	0,880

Данные турбины были отобраны по следующим критериям:

- максимальный КПД;
- оптимальная рабочая зона турбины;
- приемлемое число гидроагрегатов.

Из рассматриваемых вариантов турбин только у ПЛ40а-В-315, ПЛ40а-В-335, ПЛ40б-В-400 точка оптимума входит в зону работы.

Зоны работы ГТ обозначены на ГУХе и расположены в приложении Б, на рисунках Б.1, Б.2.

3.2. Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы, находится по формуле (3.12).

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_S, \quad (3.12)$$

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

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

- работа минимального числа агрегатов при максимальном напоре H_{max} и расчетной мощности;
- работа минимального числа при расчетном напоре $H_{расч}$ и расчетной мощности;
- работа минимального числа при минимальном напоре H_{min} и соответствующей ему мощности ограничения.

Высота отсасывания:

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

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 расчетных точек;

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

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

При H_{max} :

$$H_S = 10,33 - \frac{65,90}{900} - 0,38 \cdot 31,9 - 1,5 = -2,37 \text{ м.}$$

При $H_{расч}$:

$$H_S = 10,33 - \frac{65,77}{900} - 0,39 \cdot 26,2 - 1,5 = -1,46 \text{ м.}$$

При H_{min} :

$$H_s = 10,33 - \frac{65,66}{900} - 0,23 \cdot 24,4 - 1,5 = 3,15 \text{ м.}$$

Расчитанные высоты отсасывания входят в допустимые пределы.

Отметку установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания определили при помощи кривой связи нижнего бьефа (рисунок 1.1) по формулам:

$$Z_{PK}(H_{min}) = Z_{нб} (Q (H_{min})) + H_s(H_{min}), \quad (3.14)$$

$$Z_{PK}(H_{расч}) = Z_{нб} (Q (H_{расч})) + H_s(H_{расч}), \quad (3.15)$$

$$Z_{PK}(H_{max}) = Z_{нб} (Q (H_{max})) + H_s(H_{max}). \quad (3.16)$$

Для турбины ПЛ406-В-400:

$$Z_{PK}(H_{min}) = 65,66 + 3,15 = 68,81 \text{ м,}$$

$$Z_{PK}(H_{расч}) = 65,77 - 1,46 = 64,31 \text{ м,}$$

$$Z_{PK}(H_{max}) = 65,90 - 1,37 = 64,53 \text{ м.}$$

Из полученных значений была выбрана минимальная отметка установки рабочего колеса $Z_{PK} = 64,31$.

Данный выбор был обусловлен наибольшим значением КПД, малой высотой отсасывания и коэффициентом кавитации, по сравнению с другими турбинами. Также большую роль в выборе данной турбины сыграло наличие трех агрегатов, что, в свою очередь, удовлетворяет условия по надежности.

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 чертежа проточной части модельной гидротурбины ПЛ406-В (Приложение Б, рисунок Б.3).

Наружный радиус входного сечения также из проточной части:

$$r_{вх} = 1,578 \cdot D_1 = 1,578 \cdot 4 = 6,31 \text{ м.} \quad (3.17)$$

Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_{нар} = 6,2 \text{ м,}$$

$$r_a = \frac{D_{нар}}{2} = \frac{6,2}{2} = 3,1. \quad (3.18)$$

Диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_{\text{ВН}} = 5,42 \text{ м},$$

$$r_b = \frac{D_{\text{ВН}}}{2} = \frac{5,42}{2} = 2,71 \text{ м}. \quad (3.19)$$

Высота статора:

$$B_{\text{СТ}} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 1,5 + 0,0033 \cdot 4 = 1,51 \text{ м}, \quad (3.20)$$

где b_0 – высота направляющего аппарата из проточной части.

Полный расход через турбину:

$$Q_0 = \frac{N_a}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{\text{опт}}} = \frac{22500}{9,81 \cdot 26,2 \cdot 0,943} = 92,15 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.21)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_{\text{ВХ}} = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{92,15 \cdot 225}{360} = 57,59 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.22)$$

Площадь входного поперечного сечения:

$$F_{\text{ВХ}} = \frac{Q_{\text{ВХ}}}{V_{\text{ВХ}}} = \frac{57,59}{4,3} = 13,39 \text{ м}^2. \quad (3.23)$$

Высота входного сечения определяется из квадратного уравнения:

$$F_{\text{ВХ}} = b_0(r_a - r_b) + (r_{\text{ВХ}} - r_a)b_{\text{ВХ}} - \frac{(b_{\text{ВХ}} - b_0)^2}{2} \tan 15^\circ, \quad (3.24)$$

Получаем:

$$b_{\text{ВХ}} = 3,47 \text{ м},$$

$$a_{\text{ВХ}} = r_{\text{ВХ}} - r_a = 6,31 - 3,10 = 3,21 \text{ м}. \quad (3.25)$$

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

Таблица 3.7 – Результаты расчета бетонной спиральной камеры.

Величина	Сечения											
	ВХ	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	ВЫХ
г _і	6,31	5,98	5,66	5,33	5,00	4,67	4,35	4,02	3,69	3,36	3,04	2,71

Продолжение таблицы 3.7

Величина	Сечения											
	ai	3,21	2,88	2,56	2,23	1,90	1,57	1,25	0,92	0,59	0,26	0,06
mi	1,96	1,76	1,56	1,36	1,16	0,96	0,76	0,56	0,36	0,16	0,04	0,24
bi	3,46	3,26	3,06	2,86	2,66	2,46	2,26	2,06	1,86	1,66	1,46	1,26
rk	3,62	3,57	3,52	3,46	3,41	3,36	3,30	3,25	3,20	3,14	3,09	3,04
rk/ra	1,17	1,15	1,13	1,12	1,10	1,08	1,07	1,05	1,03	1,01	1,00	0,98
ln(rk/ra)	0,16	0,14	0,13	0,11	0,10	0,08	0,06	0,05	0,03	0,01	0,00	0,02
ri/ra	2,04	1,93	1,82	1,72	1,61	1,51	1,40	1,30	1,19	1,09	0,98	0,87
ln(ri/ra)	0,71	0,66	0,60	0,54	0,48	0,41	0,34	0,26	0,17	0,08	0,02	0,13
bi*ln(ri/ra)	2,46	2,14	1,84	1,55	1,27	1,01	0,76	0,54	0,33	0,14	0,03	0,17
rk*ctg(γ)	13,53	13,33	13,13	12,93	12,73	12,53	12,33	12,13	11,93	11,73	11,53	11,33
rk*ctg(γ)*ln(rk)	2,11	1,88	1,66	1,44	1,22	1,00	0,78	0,57	0,37	0,16	0,04	0,24
Ji	2,50	2,22	1,94	1,67	1,42	1,17	0,94	0,72	0,52	0,34	0,17	0,03
ϕ_i	225,0	199,3	174,4	150,4	127,4	105,4	84,63	65,06	46,88	30,28	15,45	2,65
Qi	57,59	51,02	50,41	49,67	48,78	47,66	46,21	44,27	41,50	37,19	29,38	9,88

По рассчитанным промежуточным значениям спирали построен график $\varphi_{сп} = f(r_i)$ (рис. 3.3).

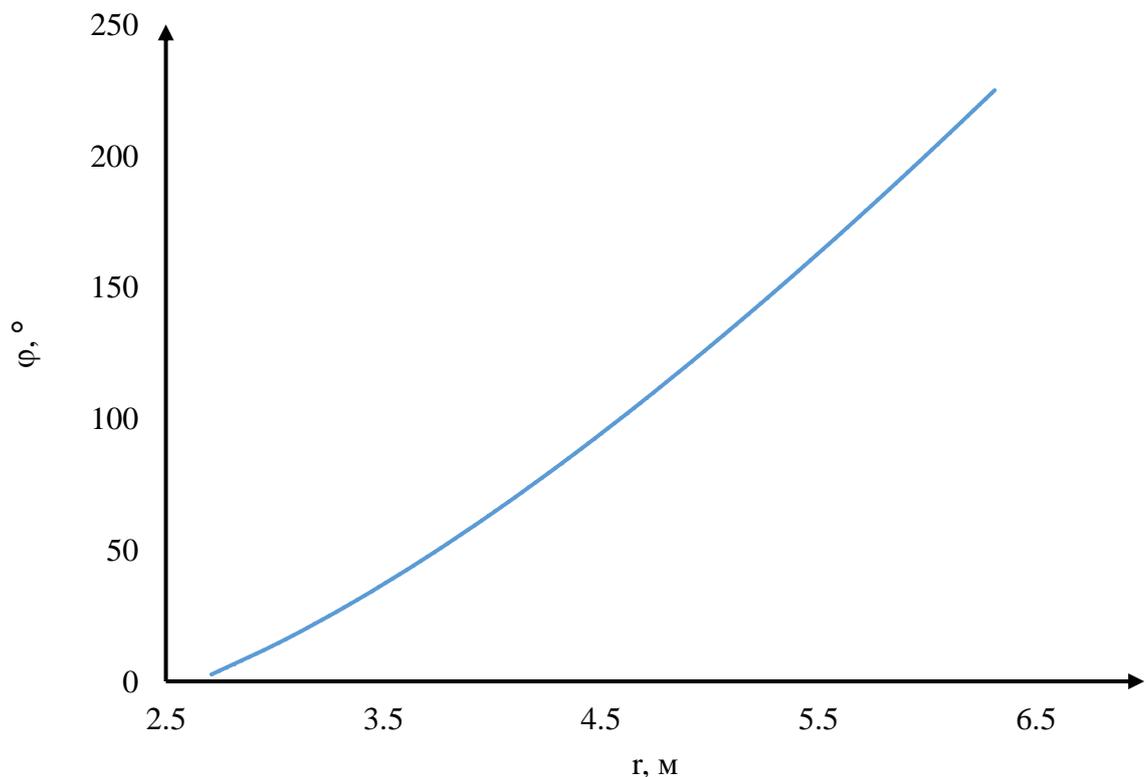


Рисунок 3.3 – График зависимости $\varphi_{сп} = f(r_i)$

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

Таблица 3.8 – Построение графика зависимости φ_i от r_i

$\varphi_i, ^\circ$	$r_i, \text{м}$
0	2,64
15	3,03
30	3,36
45	3,66
60	3,93
75	4,19
90	4,43
105	4,67
120	4,89
135	5,11
150	5,32
165	5,53
180	5,73
195	5,93
210	6,12
225	6,31

Определение ширины подвода из проточной части:

$$B' = 2,63 \cdot D_1 = 2,63 \cdot 4 = 20,52 \text{ м.} \quad (3.26)$$

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

Толщина промежуточного бычка:

$$b \geq 1 + \frac{Q_{max}}{400} = 1 + \frac{92,15}{400} = 1,23 \text{ м,} \quad (3.27)$$

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

$$Q_{max} = \frac{N_a}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{max}} = \frac{22500}{9,81 \cdot 26,2 \cdot 0,95} = 92,15 \text{ м}^3/\text{с,} \quad (3.28)$$

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

План бетонной спиральной камеры представлен в приложении Б, рисунок Б.4.

3.4. Расчёт гидрогенератора

На полученные значения активной мощности и синхронной частоты вращения не найден генератор. Основные параметры гидрогенератора определены в следующем расчете.

Мощность турбины $N = 22500$ кВт;

Синхронная частота вращения $n = 166,7$;

Номинальная кажущаяся мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{22500}{0,85} = 55 \text{ МВА}, \quad (3.29)$$

где $\cos\varphi = 0,81 - 0,9$.

Число пар полюсов:

$$2p = \frac{6000}{n_{\text{синхр}}} = \frac{6000}{166,7} = 36. \quad (3.30)$$

Вычислим расчётную мощность:

$$S_p = k \cdot S_H = 1,07 \cdot 26 = 28 \text{ МВА}, \quad (3.31)$$

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

Удельная нагрузка:

$$S^* = \frac{S_H}{2p} = \frac{26 \cdot 10^3}{36} = 0,74. \quad (3.32)$$

Полюсное деление, зависящее от нагрузки и от способа охлаждения:

$$\tau^* = A \cdot S^{*\alpha} = 0,451 \cdot 0,74^{0,239} = 0,42 \text{ м}, \quad (3.33)$$

где A и α – эмпирические коэффициенты.

Диаметр ротора:

$$D_i = \frac{\tau^* \cdot 2p}{\pi} = \frac{0,42 \cdot 36}{3,14} = 4,8 \text{ м}. \quad (3.34)$$

Предельная окружная скорость:

$$v_{\text{пр}} = \frac{\pi \cdot D_i \cdot k_{\text{разг}} \cdot n_c}{60} = \frac{3,14 \cdot 4,8 \cdot 2 \cdot 166,7}{60} = 84 \text{ м/с}. \quad (3.35)$$

Коэффициент машины:

$$C_a = \frac{R}{S^{\gamma}} = \frac{8,9}{0,74^{0,105}} = 9,19. \quad (3.36)$$

Высота активной стали:

$$l_a = \frac{W_{\square}}{D_i^2} = \frac{30 \cdot C_a \cdot S_p}{\pi \cdot n_{\text{синхр}} \cdot D_i^2} = \frac{30 \cdot 9,19 \cdot 28}{3,14 \cdot 166,7 \cdot 4,8^2} = 0,65 \text{ м}. \quad (3.37)$$

Высота активной стали стандартизирована, поэтому ближайшее значение $l_a = 0,8$ м.

Внешний диаметр вала:

$$d_B = 13 \cdot \sqrt[3]{\frac{N_a}{n_c}} = 13 \cdot \sqrt[3]{\frac{22500}{166,7}} = 66,7 \text{ см}. \quad (3.38)$$

Принимаем стандартную величину (кратно 100 мм), $d_B = 100$ см.

Общая масса генератора приближенно:

$$G_{\text{ген}} = \psi \cdot D_i \cdot l_a = 45 \cdot 4,8 \cdot 0,8 = 173,0 \text{ т}. \quad (3.39)$$

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

Вес ротора генератора с валом:

$$G_{\text{рот}} = 0,5 \cdot G_{\text{ген}} = 0,5 \cdot 173,0 = 86,5 \text{ т}. \quad (3.40)$$

Диаметр активной стали:

$$D_a = D_i + 0,8 = 4,8 + 0,8 = 5,6 \text{ м}. \quad (3.41)$$

Тогда, маркировка генератора: СВ-560/80-36. Основные размеры генератора занесены в таблицу 3.9.

Таблица 3.9 – Основные характеристики генератора СВ-560/80-36.

Элемент	Параметры	Значение
статор	$h_{\text{ст}}$	1,36
	$D_{\text{ст}}$	6,4
	D_a	5,6
верхняя крестовина	$h_{\text{в.к}}$	0,48
	$D_{\text{в.к}}$	6,4
подпятник	$h_{\text{п}}$	0,72
	$D_{\text{п}}$	1,92
нижняя крестовина	$h_{\text{н.к}}$	1,4
	$D_{\text{н.к}}$	5,82

Продолжение таблицы 3.9

Элемент	Параметры	Значение
надстройка	h_0	0,5
	d_0	0,96
кратер	$D_{кр}$	6,7
	b	0,45
исполнение	зонтичное	

3.5. Выбор вспомогательного оборудования

Маслонапорная установка необходима для создания давления масла в системе регулирования.

Подобран следующий тип маслонапорной установки для $H_{max} = 31,9$ м и $D_1 = 4,0$ м:

МНУ 4/1-40-4-2, где:

4 – объем гидроаккумулятора;

1 – количество сосудов;

40 – сосуд, рассчитанный на давление 40 кгс/см²;

4 – вместительность сливного бака в м³;

2 – количество насосов.

Для поворотно-лопастной турбины выбран электрогидравлический регулятор типа ЭГРК-2И1-100-4, где:

ЭГРК – электрогидравлический регулятор с комбинатором;

2И1 – на интегральных микросхемах;

100 – диаметр главного золотника;

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 Красноярского края самой ближайшей подстанцией оказалась ПС «Опорная» 220/110/35 кВ на расстоянии 240 км от проектируемого гидроузла. Так как расстояние превышает 100 км, проектируется две дополнительные подстанции «Вера» 220/110 кВ и «Любовь» 220 кВ. До подстанции «Вера» расстояние составляет 100 км. От подстанции «Вера», где напряжение повышается до 220кВ, ЛЭП идут на подстанцию «Любовь». Оттуда на ПС «Опорная».

Для рассмотрения принимаются два варианта: схема с тремя одиночными блоками и одним объединённым (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 входят в исходные данные курсового проекта, следовательно, выбор генераторов сводится фактически только к выбору их типа.

По проведенным ранее расчетам выбирается синхронный генератор СВ 560/80-36. Паспортные данные генератора приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1. – Паспортные данные генератора СВ 560/80-36

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВ·А	26
Номинальная активная мощность	$P_{ном}$	МВт	22,5
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,85
Коэффициент полезного действия	η	%	96,9
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	10,5
Индуктивные сопротивления	x''_d	о.е.	0,21
	x'_d	о.е.	0,28
	x_d	о.е.	1,09

4.2.2. Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночными блоками

На рисунке 4.1 представлена схема с одиночными блоками.

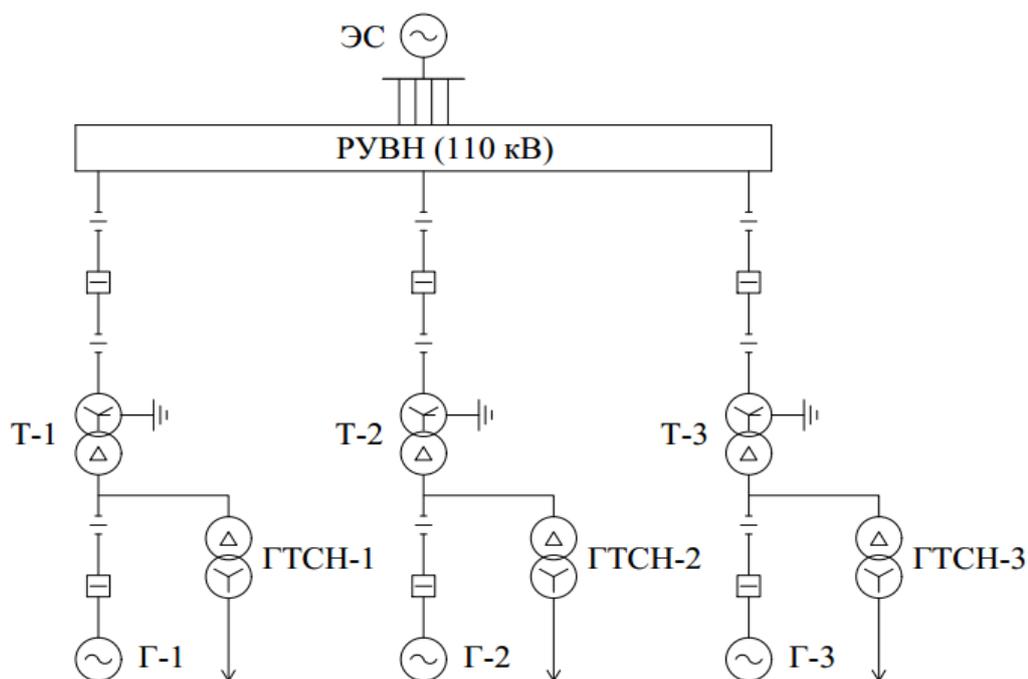


Рисунок 4.1– Схема с одиночными блоками

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

В обязательном наличии трансформатор должен иметь устройство регулирования под напряжением (РПН).

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:

$$S_{\text{расч.т.}} = \frac{P_{\text{ном.ген.}} - P_{\text{с.н.ГЭС}}}{\cos\varphi_{\text{ген}}} = \frac{22,5 - (0,005 \cdot 45)}{0,85} = 26,21 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.1)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦ 40000/110-УХЛ1. Паспортные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ 40000/110-УХЛ1

$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
40	115	10,5	10,5	172	36	0,65

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:

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

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.

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

Потери холостого хода в трансформаторах:

$$\Delta W_{xx} = n_{т} \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{раб} = 1 \cdot 0,036 \cdot 8729 = 314 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.4)$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{н} = \frac{\Delta P_{к}}{n_{т}} \cdot \left(\frac{S_{расч.т.}}{S_{т.ном}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,172}{2} \cdot \left(\frac{26,21}{40}\right)^2 \cdot 2405 = 178 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного блока:

$$И = \beta_1 \cdot \Delta W_{xx} + \beta_2 \cdot \Delta W_{н}, \quad (4.6)$$

где β_1 – тарифная ставка в режиме холостого хода;

β_2 – тарифная ставка в режиме короткого замыкания.

$$И = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 314 + 1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 177,6 = 4,02 \text{ тыс. руб/год.}$$

Величина издержек для схемы с одиночными блоками:

$$И_{(од)} = И \cdot 2 = 4,02 \cdot 2 = 12,06 \text{ тыс. руб/год,} \quad (4.7)$$

где 2 – количество трансформаторов.

4.2.3. Выбор повышающего трансформаторов для схемы с объединённым блоком

На рисунке 4.2 представлена схема с объединёнными блоками.

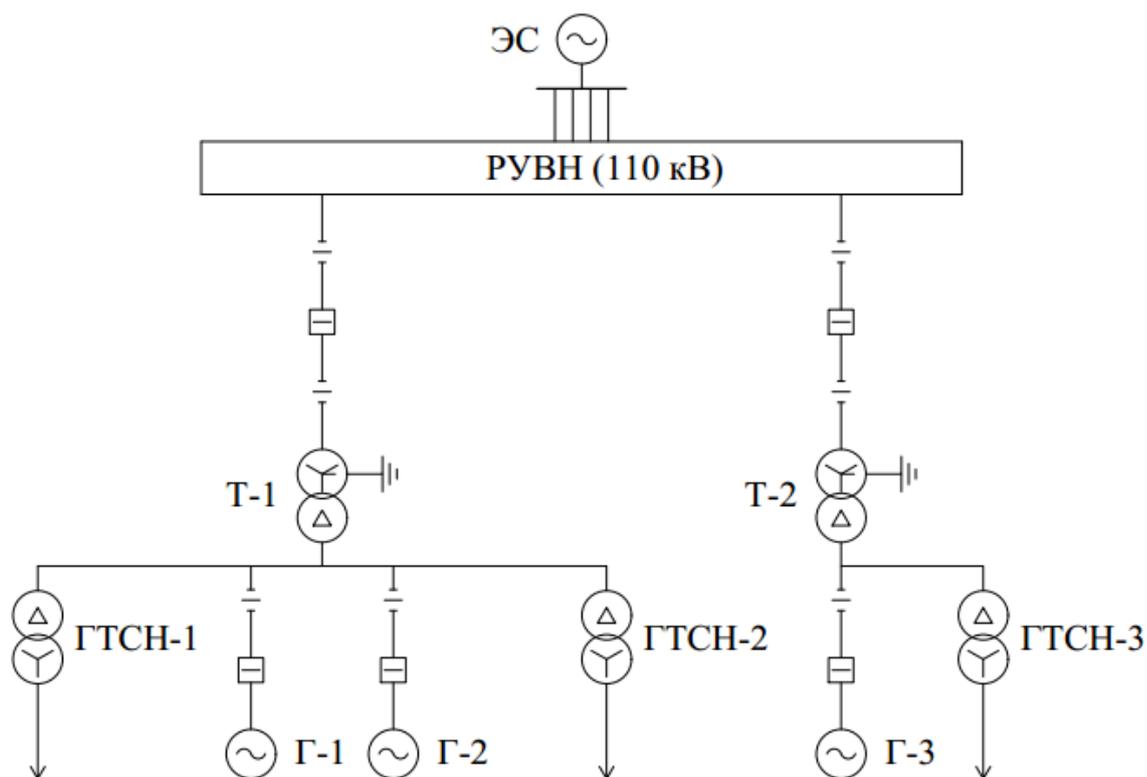


Рисунок 4.2 – Схема с объединённым блоком

Схема с объединённым блоком состоит из одного укрупнённого блока и одного одиночного блока. Таким образом, производится расчет для укрупнённого блока.

В обязательном наличии трансформатор должен иметь РПН и расщеплённую обмотку НН.

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

$$S_{\text{расч.т.}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{ном.ген.}} - P_{\text{с.н.ГЭС}}}{\cos\varphi_{\text{ген}}} = 2 \cdot \frac{22,5 - (0,005 \cdot 45)}{0,85} = 52,42 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.8)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦ-63000/110-УХЛ1. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ-63000/110-УХЛ1

$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
63	115	10,5	11	245	35	0,25

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч/год.} \quad (4.9)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}} = 8760 - 0,75 \cdot 30 - 0,014 \cdot 60 = 8737. \quad (4.10)$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,105 \cdot 8729 = 306 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.11)$$

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{т ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,245}{1} \cdot \left(\frac{52,42}{63}\right)^2 \cdot 2405 = 408 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.12)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для укрупнённого блока:

$$I^y = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{xx}} + \beta_2 \cdot \Delta W_{\text{н}} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 306 + 1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 408 = 6,73 \text{ тыс. руб./год.} \quad (4.13)$$

4.2.4. Выбор трансформаторов собственных нужд

Для рассматриваемых схем выбираем одинаковые трансформаторы собственных нужд, так как количество и мощность трансформаторов одинакова в обеих схемах.

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 выпрямительные трансформаторы рекомендуется применять с сухой изоляцией, а также должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания.

Выбранный трансформатор собственных нужд обязан иметь РПН.

$$S_{\text{с.н.}} = 0,005 \cdot \frac{P_{\text{уст.ГЭС}}}{\cos \varphi_{\text{ген}}} = 0,005 \cdot \frac{45000}{0,85} = 265 \text{ кВ} \cdot \text{А.} \quad (4.14)$$

Выбираем трансформатор ТЛС-400/10,5/6,3 производства «Чебоксарского Электростроительного завода». Паспортные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 –Паспортные данные трансформатора ТЛС–400/10,5/6,3

$S_{\text{ном}}, \text{МВ}\cdot\text{А}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$	
0,4	10,5	6,3	6

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

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\text{уст.ГЭС}} - P_{\text{с.н.ГЭС}}}{\cos\varphi_{\text{ген}}} = \frac{45 - 0,005 \cdot 45}{0,85} = 52 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.15)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 110 кВ:

$$P_{\text{нат}} = 30 \text{ МВт}; \quad k = 1,4; \quad \cos\varphi_{\text{с}} = 0,85, \text{ где:}$$

k – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП при напряжении 110 кВ;

$P_{\text{нат}}$ – натуральная мощность ВЛ для номинального напряжения 110 кВ.

Число отходящих линий 110 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{(k \cdot P_{\text{нат}} / \cos\varphi_{\text{с}})} + 1 = \frac{52}{(1,4 \cdot 30 / 0,85)} + 1 = 2,1 \approx 3. \quad (4.16)$$

Рабочий ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{52}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,091 \text{ кА}. \quad (4.17)$$

Расчётный ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{Т}} \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,00 \cdot 1,05 \cdot 0,176 = 0,096 \text{ кА}, \quad (4.18)$$

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

$\alpha_{\text{Т}} = 1,00$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

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

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{\gamma} = \frac{96}{1,1} = 87 \text{ мм}^2. \quad (4.19)$$

Послеаварийный ток:

$$I_{\text{п.ав.}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{52}{(3-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,136 \text{ кА}. \quad (4.20)$$

По полученным значениям токов выбираем стандартный провод марки АС-70/11. Допустимый продолжительный ток с учетом поправочного коэффициента на температуру воздуха $I_{\text{доп}} = 0,265 \text{ кА}$.

Выполняем проверку по нагреву:

$$I_{\text{п.ав.}} < I_{\text{доп}},$$

$$0,136 \text{ кА} < 0,265 \text{ кА}.$$

Условие выполняется, следовательно выбранный провод АС-70/11 удовлетворяет условию нагрева.

Параметры провода АС-70/11 приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Параметры провода марки АС-70/11

Число проводов в фазе, шт	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , См/км
1	0,422	0,444	$2,547 \cdot 10^{-6}$

4.4. Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

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

Капитальные вложения для схемы с одиночными блоками:

$$K = (k + n) \cdot K_{\text{ЗРУ}} + i \cdot K_{\text{с.т.}} + m \cdot K_{\text{т.с.н.}} = (5 + 1) \cdot 60 + 2 \cdot 61 + 2 \cdot 0,8 = 482,08 \text{ млн. руб}, \quad (4.21)$$

где $K_{\text{с.т.}}$ – стоимость силового трансформатора;

$K_{\text{т.с.н.}}$ – стоимость трансформатора собственных нужд;

$K_{\text{ОРУ}}$ – 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:

$$Z_1 = E_n \cdot K + И = 0,15 \cdot 482,08 + 0,008 = 73,32 \text{ млн. руб.}, \quad (4.22)$$

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

K – капитальные затраты;

$И$ – издержки.

Капитальные вложения для схемы с объединенным блоком:

$$K = (k + n) \cdot K_{ЗРУ} + i \cdot K_{с.т.} + m \cdot K_{т.с.н.} = (4 + 1) \cdot 60 + 1 \cdot 171,4 + 2 \cdot 0,7 = 471,56 \text{ млн. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с объединенным блоком:

$$Z_2 = E_n \cdot K + И = 0,15 \cdot 471,56 + 0,011 = 70,75 \text{ млн. руб.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$\Delta = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100 \%, \quad (4.23)$$

$$\Delta = \frac{72,32 - 70,75}{72,32} \cdot 100\% = 2,2 \%$$

Сравнив экономические показатели двух вариантов блочных схем делаем вывод, что два варианта являются экономически равноценными, так как разность между двумя вариантами составила всего 2,2 %, и выбирать схему необходимо из технических соображений.

Согласно СТО РусГидро – «Главная электрическая схема должна обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на электрооборудовании РУ. Схема должна быть наглядной и обеспечивать удобство эксплуатации электрооборудования».

Станция имеет 2 генератора, значит правильнее будет выбрать схему с одиночными блоками, так как при выведении одного блока в аварийном режиме и при ремонтах станция продолжит снабжать электроэнергией потребителей, тем самым повышается надежность по сравнению со схемой с объединенным блоком. Таким образом, выбираем схему с одиночными блоками.

4.5. Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Согласно СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.010-2008 – «Схема 9 с одной секционированной выключателем системой шин и схемы 9Н (АН) с одной системой шин с секционирующими цепочками из 2-х ил 3-х

выключателей, с подключением ответственных присоединений в секционирующие цепочки применяются на напряжении 110 - 220 кВ при числе присоединений 5 и более». Для данной проектируемой станции, исходя из количества присоединений (5) и требований к надёжности, манёвренности и экономичности, была выбрана схема №110-9 (две рабочие системы шин). Выбранная схема представлена на рисунке 6.1.

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

4.6.1. Расчёт исходных данных

Определены индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{Г} = x_{d}'' \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0,21 \cdot \frac{10,5^2}{47} = 0,49 \text{ Ом.} \quad (4.24)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{Г} = E_{*}'' \cdot U_{б} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,865 \text{ кВ.} \quad (4.25)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{Т} = \frac{U_{К\%} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 40} = 34,716 \text{ Ом.} \quad (4.26)$$

Система:

$$x_{С} = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{КЗ}} = \frac{115^2}{100} = 132,250 \text{ Ом.} \quad (4.27)$$

Линии связи 110 кВ с энергосистемой:

$$x_{Л} = x_{0,уд} \cdot l = 0,444 \cdot 240 = 106,56 \text{ Ом.} \quad (4.28)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_{С} = E_{*С} \cdot U_{б1} = 1,0 \cdot 115 = 115 \text{ кВ.} \quad (4.29)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = \frac{10,5}{115} = 0,091. \quad (4.30)$$

Определены активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_\Gamma = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,493}{0,45 \cdot 314} = 0,003 \text{ Ом}, \quad (4.31)$$

$$r_c = \frac{x_c}{T_{a,c} \cdot \omega} = \frac{132,25}{0,025 \cdot 314} = 16,847 \text{ Ом}, \quad (4.32)$$

$$r_l = r_{0,уд} \cdot l = 0,422 \cdot 240 = 101,28 \text{ Ом}, \quad (4.33)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_6^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{0,172 \cdot 115^2}{40^2} = 1,422 \text{ Ом}. \quad (4.34)$$

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 4.4 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.5 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.6 представлены исходные данные по генераторам. Это все исходные данные из таблиц программы «RastrWin», необходимые для расчета.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			зак	1	Г1		11
2	<input type="checkbox"/>			зак	2	Г2		11
3	<input type="checkbox"/>			у	3	Блок - 1		11
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Блок - 2		11
5	<input type="checkbox"/>			у	5	ОРУ		115
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Система		115

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

Узлы/Несим/ИД x Ветви/Несим/ИД x Генератор/Несим x Состав/Несим x																
	O	S	Тип	s0	тир0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД...	N_анц	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	3		Г1 - Блок - 1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	4		Г2 - Блок - 2							
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	3	5		Блок - 1 - ОРУ	1,42	34,72					0,091
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4	5		Блок - 2 - ОРУ	1,42	34,72					0,091
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	5	6		ОРУ - Система	42,20	44,40					
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	5	6		ОРУ - Система	42,20	44,40					
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	5	6		ОРУ - Система	42,20	44,40					

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1		1	0,003	0,399	0,003	0,399	0,003	0,399	11,865
2			2		2	0,003	0,399	0,003	0,399	0,003	0,399	11,865
3			3		3	0,003	0,399	0,003	0,399	0,003	0,399	11,865
4			4		8	16,847	132,250	16,847	132,250	16,847	132,250	115,000

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

Результаты расчётов токов КЗ представлены на рисунках 4.7, 4.8, 4.9 и сведены в таблицу 4.6.

	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	5					2,3542	-86,79			2,3542	-86,79			2,3542	-86,79

Рисунок 4.7 – Результат расчета токов однофазного КЗ в П5 (на КРУЭ)

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1	1	1	3ф	5					4,7084	-86,79

Рисунок 4.8 – Результат расчетов токов трёхфазного КЗ в П5 (на КРУЭ)

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1	1	1	3ф	1					14,0123	-89,62

Рисунок 4.9 – Результат расчетов токов трёхфазного КЗ в П1 (на выходе генератора)

Таблица 4.6 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ

№	Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$, кА	i_y , кА
1	1ф	5	7,063	16,081
2	3ф	5	4,708	13,176
3	3ф	1	14,01	23,261

4.7. Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

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

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

$$I_{Г,раб.мах} = 1,05 \cdot I_{Г,НОМ} = 1,05 \cdot \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{26}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1,501 \text{ кА.} \quad (4.35)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{Тр-ра} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,НОМ(-5\%)}} = \frac{26}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,95} = 0,137 \text{ кА.} \quad (4.36)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 110 кВ:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{52}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,091 \text{ кА.} \quad (4.37)$$

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

$$I_{\text{раб.утяж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{52}{(3-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,136 \text{ кА.} \quad (4.38)$$

4.8. Выбор и проверка электрооборудования

4.8.1. Выбор комплектного распределительного устройства на генераторное напряжение 10,5 кВ

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

Распределительная установка среднего напряжения, компании ООО «Сименс», NXAIR до 17,5 кВ, 50 кА сконпонована по принципу сменных модулей и оптимально подходит для применения с генераторами на небольших промышленных электростанциях мощностью до 65 МВт.

Благодаря классификации стойкости к паразитной дуге IAC A FLR 50 кА, 1 с, NXAIR гарантирует максимальную защиту персонала, а благодаря категории эксплуатационной готовности LSC 2В и классу ограничения распространения дуги РМ – максимальную безотказность в работе и надежность.

NXAIR можно оснастить автоматическими выключателями генератора, прошедшими испытание в соответствии с требованиями стандартов IEEE C37.013 и IEEE/IEC 62271-37-013. Это позволяет комбинированное использование одной распределительной установки для генераторов и собственного энергопотребления, что, в свою очередь, повышает компактность, уменьшает количество разъемов и увеличивает рентабельность.

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 4.7.

Таблица 4.7 – Параметры и проверка генераторной распределительной установки NXAIR

Параметры	Данные по каталогу	Расчётные данные
Диапазон применения	10 МВт – 65 МВт	22,5 МВт
Расчётное напряжение	до 17,5 кВ	10,5 кВ
Сила рабочего тока	до 4000 А	1501 А
Продолжительность расчётного кратковременного тока	до 50 кА/3с	10,216 кА

Продолжение таблицы 4.7

Параметры	Данные по каталогу	Расчётные данные
Расчётный импульсный ток	до 125 кА	23,261 кА
Классификация стойкости к паразитной дуге	дугостойкость IAC A FLR, 50 кА/1 сек.	
Класс защиты	IP3XD	
Категория эксплуатационной готовности	LSC 2B	
Установка	внутри помещений	
Способ подключения	кабель, канал для шинпровода	
Направление подключений: спереди/сзади	•	
Направление подключений: сверху/внизу	•	
Ответвление для собственного энергопотребления	•	
Возбуждающее ответвление, пусковой выключатель		
Установка с несколькими генераторами	•	

4.8.2. Выбор разъединителей на генераторное напряжение 10,5 кВ

При выборе разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}};$$

$$I_{\text{г.раб.мах}} \leq I_{\text{ном}};$$

$$B_{\text{к.расч}} \leq B_{\text{к.ном}}.$$

Выбран разъединитель типа РВРЗ-10/2000 МУЗ производства ЗАО «ЗЭТО», параметры представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Параметры и проверка разъединителя РВРЗ-10/2000 МУЗ

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{г.раб.мах}} = 1430 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 14,01 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.ст}} = 50 \text{ кА}$
$i_y = 28,50 \text{ кА}$	$I_{\text{эл.дин.ст}} = 125 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 14,01^2 \cdot (0,1 + 0,045) =$ $= 28,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 3,24^2 \cdot 3 = 31,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.8.3. Выбор трансформаторов тока на генераторное напряжение 10,5 кВ

Выбран трансформатор тока ТЛ-10-У3. Производитель ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». Параметры трансформатора тока ТЛ-10-У3 представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Параметры и проверка трансформатора тока ТЛ-10-У3

Параметры	Расчетные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\Gamma.\text{раб.маx}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma.\text{раб.маx}} = 1,43 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 3 \text{ кА}$

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. АС-М3 изготавливается в климатическом исполнении У категории размещения 4 по ГОСТ 15150 (температура окружающего воздуха от 1 до 45°C; верхнее предельное значение температуры 55°C). АС-М3 предназначен для эксплуатации в атмосфере, соответствующей группе П по ГОСТ 15150.

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 переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ. Прибор автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии и сопоставляет с нормативными значениями (в соответствии с ГОСТ 13109-97), что позволяет отслеживать отклонения от нормативных параметров, а следовательно – предотвращать аварийные ситуации и существенно сократить эксплуатационные расходы на ремонт оборудования, обеспечив его работоспособность, надежность и долговечность. Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.10.

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
В цепи ротора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
Синхронизатор	АС-М3	RS485	0,5	10

4.8.5. Выбор выключателей и разъединителей на напряжение 110 кВ

Выключатели и разъединители выбираются по напряжению и току утяжеленного режима и проверяются на термическую и динамическую стойкость.

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}},$$

$$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_{\text{ном}},$$

$$W_{\text{к.расч}} \leq W_{\text{к.ном}}.$$

Выбран элегазовый выключатель типа ВЭБ-УЭТМ-110/50/УХЛ1 фирмы «Уралэлектротяжмаш» (Екатеринбург), а также был выбран разъединитель типа РГП-СЭЩ-110/1250/УХЛ1 фирмы «Электроцит ТМ Самара», параметры представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Параметры и проверка выключателя и разъединителя 110кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВЭБ-УЭТМ-110/50/УХЛ1	Разъединитель РГП-СЭЩ-110/1250/УХЛ1
$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.утяж}} = 234 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 15,654 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.ст}} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{\text{у}} = 35,642 \text{ кА}$	$i_{\text{пик.скв}} = 125 \text{ кА}$	$I_{\text{эл.дин.ст}} = 80 \text{ кА}$
$W_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 15,642^2 \cdot (0,07 + 0,01) =$ $= 19,604 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.8.6. Выбор трансформаторов тока и напряжения на напряжение 110 кВ

Выбран трансформатор тока ТФЗМ-110Б-1-У1. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора тока ТФЗМ-110Б-1-У1 представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Параметры и проверка трансформатора тока ТФЗМ-110Б-1-У1

Параметры	Расчетные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{Г}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.утяж}} = 234 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОГ-110-У1. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Параметры трансформатора напряжения ЗНОГ-110-У1 представлены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Параметры и проверка трансформатора напряжения ЗНОГ-110-У1

Параметры	Расчетные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$

4.9. Выбор вспомогательного электрооборудования

Согласно ПУЭ, трансформаторы со всех сторон должны защищаться ограничителями перенапряжений. В цепи напряжения 110 кВ выбран ОПН-П1–110/73/10/550/УХЛ1, производитель ЗАО «ЗЭТО». В цепи генераторного напряжения 10,5 кВ выбран ОПН–П1–10/10,5/10/2/УХЛ1, производитель ЗАО «ЗЭТО».

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 АД400-Т300 Baudouin мощностью 400 кВт, производитель «Завод электростанций РЕСУРС».

5. Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем

5.1. Релейная защита и автоматика

В энергетических системах могут возникать повреждения и ненормальные режимы работы электрооборудования электростанций и подстанций, их распределительных устройств, линий электропередачи и электроустановок потребителей электрической энергии.

Повреждения в большинстве случаев сопровождаются значительным увеличением тока и глубоким понижением напряжения в элементах энергосистемы.

Повышенный ток выделяет большое количество тепла, вызывающее разрушения в месте повреждения и опасный нагрев неповрежденных линий и оборудования, по которым этот ток проходит.

Понижение напряжения нарушает нормальную работу потребителей электроэнергии и устойчивость параллельной работы генераторов и энергосистемы в целом.

Ненормальные режимы обычно приводят к отклонению величин напряжения, тока и частоты от допустимых значений. При понижении частоты и напряжения создается опасность нарушения нормальной работы потребителей и

устойчивости энергосистемы, а повышение напряжения и тока угрожает повреждением оборудования и линий электропередачи.

Таким образом, повреждения нарушают работу энергосистемы и потребителей электроэнергии, а ненормальные режимы создают возможность возникновения повреждений или расстройства работы энергосистемы.

Для обеспечения нормальной работы энергетической системы и потребителей электроэнергии необходимо возможно быстрее выявлять и отделять место повреждения от неповрежденной сети, восстанавливая таким путем нормальные условия их работы и прекращая разрушения в месте повреждения.

В связи с этим возникает необходимость в создании и применении автоматических устройств, выполняющих указанные операции и защищающих систему и ее элементы от опасных последствий повреждений и ненормальных режимов.

Первоначально в качестве подобной защиты применялись плавкие предохранители. Однако по мере роста мощности и напряжения электрических установок и усложнения их схем коммутации такой способ защиты стал недостаточным, в силу чего были созданы защитные устройства, выполняемые при помощи специальных автоматов – реле, получившие название релейной защиты.

Релейная защита является основным видом электрической автоматики, без которой невозможна нормальная и надежная работа современных электрических систем. Она осуществляет непрерывный контроль за состоянием и режимом работы всех элементов энергосистемы и реагирует на возникновение повреждений и ненормальных режимах.

При возникновении повреждений защита выявляет и отключает от системы поврежденный 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 подает сигнал дежурному персоналу.

В современных электрических системах релейная защита тесно связана с электрической автоматикой, предназначенной для быстрого автоматического восстановления нормального режима и питания потребителей.

К основным устройствам такой автоматики относятся: автоматы повторного включения (АПВ), автоматы включения резервных источников питания и оборудования (АВР) и автоматы частотной разгрузки (АЧР).

5.2. Технические данные защищаемого оборудования

Данные защищаемого оборудования представлены в таблице 5.1, 5.2 и 5.3.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Параметры		Данные
Тип		СВ-560/80-36
Мощность номинальная	полная, МВА	26
	активная, МВт	22,5
Номинальное напряжение, кВ		10,5
Коэффициент мощности $\cos\varphi_r$		0,85
Частота вращения, об/мин		166,7
Номинальный ток статора, А		1430
Индуктивное сопротивление, о.е		синхронное x_d , о.е.
Индуктивное сопротивление, о.е Система возбуждения	переходное x_d' , о.е.	0,96
	сверхпереходное x_d'' , о.е.	0,22
	самовозбуждение	0,2
Кратность форсировки	1,9	
Ток ротора, А	860	
Напряжение ротора, В	170	

Таблица 5.2 – Номинальные данные блочного трансформатора ТД 63000/110-У1

Параметры	Данные
Тип	ТД 63000/110-У1
Полная мощность номинальная, МВА	63
Номинальное напряжение, кВ	115/10,5
Напряжение короткого замыкания, %	10,5
Мощность короткого замыкания, кВт	245
Мощность холостого хода, кВт	50
Ток холостого хода, %	0,5

Таблица 5.3 – Номинальные данные трансформатора собственных нужд ГЭС

Параметры	Данные
Тип	ТДН-40000/110-УХЛ1
Мощность номинальная, кВА	40
Номинальное напряжение, кВ	115/10,5
Напряжение короткого замыкания, %	10,5
Мощность короткого замыкания, кВт	172
Мощность холостого хода, кВт	36

5.3. Перечень защит блока генератор-трансформатор

На генераторе СВ-560/80–36:

- продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
- защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
- защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- защита от повышения напряжения;

– защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;

– защита от симметричных перегрузок статора;

– дистанционная защита от внешних коротких замыканий;

– защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;

– защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;

– защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;

– устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;

– контроль исправности цепей напряжения (КИН);

– контроль наличия тока генератора.

На силовом трансформаторе блока ТДН 40000/110-УХЛ1:

– дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;

– токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 110 кВ;

– газовая защита;

– контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ-110);

– резервная максимальная токовая защита;

– защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;

– контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;

– реле тока охлаждения трансформатора блока;

– защита от перегрева трансформатора.

На трансформаторе собственных нужд ТЛС-400/10-УЗ:

– дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;

– максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;

– защита от перегрузки;

– реле тока охлаждения.

На выпрямительном трансформаторе ТСЗП:

– максимальная токовая защита;

– токовая отсечка.

Защиты воздушных линий 110 кВ:

Основные защиты:

– дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ;

Резервные защиты:

– 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;

– токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;

- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
- УРОВ 110 кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 110 кВ).

5.4. Расчёт номинальных токов, выбор системы возбуждения и выпрямительный трансформатор

Определим номинальные токи на генераторном напряжении.
На генераторном напряжении:

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

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{26 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1,43 \text{ кА.}$$

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

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

где $K_{\text{тт}}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока, установленных в нейтральных выводах генератора;

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{1430 \cdot 1}{2000/5} = 3,58 \text{ А.}$$

По известным значениям тока ротора определяем длительно допустимый режим работы ротора:

$$I_{\text{д.д.рот.}} = 1,1 \cdot 860 = 946 \text{ А.} \quad (5.3)$$

Выбираем систему возбуждения:

Таблица 5.4 – Данные системы возбуждения

Тип системы возбуждения	Ток (длит/форс), А	Напряжение (длит/форс), В
СТС-200-1000-2,5 УХЛ4	1000/1820	200/450

После выбора системы возбуждения, по каталожным данным определяем выпрямительный трансформатор. Для этого требуется найти мощность и линейное напряжение вторичной обмотки выпрямительного трансформатора из условия обеспеченности принятой кратности форсировки:

$$U_{ТВ} = \frac{2,5U_{\text{РОТ.НОМ.}} + \Delta U}{K_U(1-X_T)K_{CH}} = \frac{2,5 \cdot 170 + 6}{1,35 \cdot (1 - 0,05) \cdot 0,9} = 373,4 \text{ В}, \quad (5.4)$$

где X_T – реактивность выпрямительного трансформатора (5-8%);

ΔU – падение напряжения в вентилях и кабелях связи (3-6 В, зависит от количества тиристоров в ветвях выпрямителя);

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

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

$$S_{ТВ} = \sqrt{3} \cdot U_{ТВ} \cdot I_{\text{длит}}, \quad (5.5)$$

$$S_{ТВ} = \sqrt{3} \cdot 373,4 \cdot 1000 \cdot 10^{-6} = 0,647 \text{ МВА}.$$

По каталожным данным произведен выбор выпрямительного трансформатора. Параметры представлены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Данные преобразовательного трансформатора

Тип	Мощность сетевой обмотки, кВА	Номинальные напряжения обмоток			Ток преоб-ля, А
		Сетевой, кВ	Вентильной, В	Преобразователя, В	
ТСЗП-1000/10-ГТ-У3	839	10,5	475	600	1250

Тип климатического исполнения выбран У3, так как трансформатор является сухим, и может использоваться в умеренном климате, в том числе в закрытых помещениях с естественной изоляцией (3 категория).

Также трансформатор должен соответствовать требованиям:

$$U_{\text{вент.}} \geq U_{\text{форс.}}, \quad (5.6)$$

$$I_{\text{преобр.}} \geq I_{\text{длит.}}, \quad (5.7)$$

$$475 \text{ В} \geq 450 \text{ В},$$

$$1250 \text{ А} \geq 1000 \text{ А}.$$

Условия выполняются. Далее проверяем выбранный трансформатор на перегрузочную способность, для этого определим кратность перегрузки трансформатора при протекании через него тока форсировки:

$$k_{\text{пер}} = \frac{I_{\phi} \cdot k_{\text{сх}}}{I_{\text{н ТЕ}}}, \quad (5.8)$$

где I_{ϕ} – ток форсировки, равный 1820 А;

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

$I_{нТЕ}$ – номинальный ток, протекающий через выпрямительный трансформатор, 1020 А;

$$k_{пер} = \frac{1820 \cdot 0,816}{1020} = 1,46.$$

По данным ГОСТ (таблица 1.6) допустимая перегрузочная способность при $1,5 I_{ном}$ составляет 18 минут. При этом токе длительно допустимый режим генератора составляет 120 сек, таким образом выбранный трансформатор способен выдержать перегрузку до срабатывания защит генератора.

Таблица 5.6 – Допустимые длительности перегрузки по току

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

Номинальный ток выпрямительного трансформатора:

$$I_{т.ном}^{(1)} = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (5.9)$$

$$I_{т.ном}^{(1)} = \frac{839}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 46 \text{ А.}$$

Вторичный ток для цепи с выпрямительным трансформатором:

$$I_{т.ном}^{(2)} = \frac{I_{т.ном}^{(1)}}{K_{тт}}, \quad (5.10)$$

где $K_{тт}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока, установленных на стороне ВН выпрямительного трансформатора.

$$I_{т.ном}^{(2)} = \frac{46}{200/5} = 1,15 \text{ А.}$$

Номинальный ток для цепи ротора:

$$I_{р.ном}^{(2)} = \frac{I_{р.ном}^{(1)} \cdot k_{сх}}{k_{тт} \cdot k_{тп}}, \quad (5.11)$$

где $I_{р.ном}^{(1)}$ - номинальный ток ротора, паспортное значение, 860 А;

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

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

$k_{тп}$ - коэффициент трансформации преобразовательного трансформатора, 10,5/0,475.

$$I_{р.ном}^{(2)} = \frac{860 \cdot 0,816}{\frac{200 \cdot 10,5}{5 \cdot 0,475}} = 0,79 \text{ А.}$$

Длительно допустимый ток ротора:

$$I_{д.д.рот.}^{(2)} = \frac{946 \cdot 0,816}{\frac{200 \cdot 10,5}{5 \cdot 0,475}} = 0,87 \text{ А.}$$

5.5. Описание защит и расчёт их уставок

5.5.1. Расчёт уставок МТЗ и ТО преобразовательного трансформатора ($I > TB$), ($I \gg TB$)

На рисунке 5.1 представлена схема для расчета защит преобразовательного трансформатора.

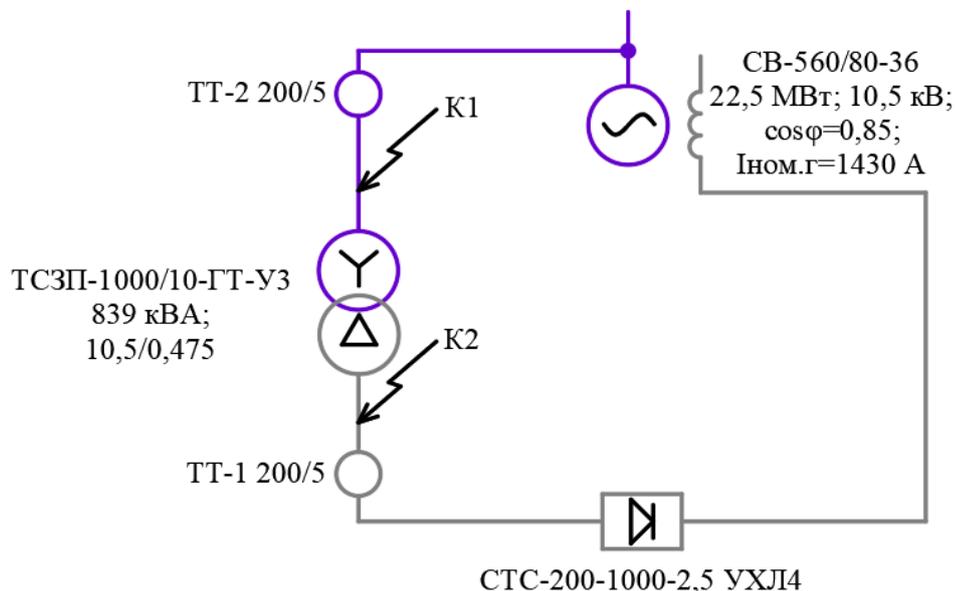


Рисунок 5.1 – Схема для расчета защит преобразовательного трансформатора

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

Определяем минимальное значение тока уставки реле МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{ф}} \cdot k_{\text{сх}} \cdot I_{\text{ТВ ном}}}{k_{\text{в}} \cdot k_{\text{тт}} \cdot k_{\text{тп}}}, \quad (5.12)$$

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;

$I_{\text{ТВ ном}}$ – номинальное значение выпрямленного тока тиристорного возбудителя (паспортное значение), 1000 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, 10,5/0,475;

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,816 \cdot 1000}{0,8 \cdot \frac{200}{5} \cdot \frac{10,5}{0,475}} = 3,48 \text{ А.}$$

Далее переводим его в относительные единицы:

$$I_{\text{МТЗ}}^* = \frac{I_{\text{МТЗ}}}{I_{\text{Т.ном}}^{(2)}}, \quad (5.13)$$

$$I_{\text{МТЗ}}^* = \frac{3,48}{1,15} = 3,03 \text{ о. е.}$$

Таким образом, принимаем уставку срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{ср.МТЗ}}^* = 3,03 \text{ о. е.}$$

Определяем чувствительность защиты, коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч.МТЗ}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{k_{\text{тт}} \cdot I_{\text{МТЗ}}}, \quad (5.14)$$

$$k_{\text{ч.МТЗ}} = \frac{578}{\frac{200}{5} \cdot 3,48} = 4,15 \geq 1,5.$$

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

$$t_{\text{МТЗ}} = 0,4 \text{ с.}$$

Токовая отсечка является основной защитой выпрямительного трансформатора от внутренних КЗ. Защита подключается к ТТ со стороны ВН выпрямительного трансформатора и действует без выдержки времени 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:

$$I_{\text{ТО}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)}}{k_{\text{ТТ}}}, \quad (5.15)$$

где $k_{\text{н}} = 1,4$ - минимальное значение коэффициента надежности для ТО;

$$I_{\text{ТО}} = \frac{1,4 \cdot 755}{200/5} = 26,44 \text{ А.}$$

Определяется максимальное значение тока намагничивания:

$$I_{\text{МАГ}} = \frac{5 \cdot I_{\text{Т.НОМ}}^{(1)}}{k_{\text{ТТ}}}, \quad (5.16)$$

$$I_{\text{МАГ}} = \frac{5 \cdot 46}{200/5} = 5,75 \text{ А.}$$

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

$$I_{\text{ср.ТО}} = 26,44 \text{ А.}$$

Далее переводим её в относительные единицы:

$$I_{\text{ср.ТО}}^* = \frac{I_{\text{ср.ТО}}}{I_{\text{т.ном}}^{(2)}}, \quad (5.17)$$

$$I_{\text{ср.ТО}}^* = \frac{26,44}{1,15} = 22,99 \text{ о. е.}$$

Определяем коэффициент чувствительности ТО:

$$k_{\text{ч.ТО}} = \frac{I_{\text{К1}}^{(2)}}{k_{\text{тт}} \cdot I_{\text{ср.ТО}}}, \quad (5.18)$$

$$k_{\text{ч.ТО}} = \frac{5628}{200/5 \cdot 26,44} = 5,32 \geq 2,0.$$

Условие выполняется. Приступаем к дальнейшим расчетам защит.

5.5.2. Продольная дифференциальная защита ($I\Delta G$)

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

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

Номинальный ток генератора: $I_{\text{Г}}^{(1)} = 1430 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $k_{\text{тт}} = 10000/5 \text{ А}$.

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = (K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon^* + \Delta f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{Г}}^{(1)}, \quad (5.19)$$

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

$\varepsilon^* = 0,1$ – полная погрешность трансформаторов тока;

$\Delta f_{\text{выр}} = 0,02$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч;

$$I_{\text{НБ(Н)}} = (0,5 \cdot 0,1 + 0,02) \cdot 1430 = 100,1 \text{ А}.$$

Уставка начального тока срабатывания дифференциальной защиты генератора по первому условию:

$$I_{\text{ср.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}}, \quad (5.20)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности.

$$I_{CP.0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 100,1 = 200,2 \text{ А.}$$

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

$$I_{CP.0} \geq I_{K2}^{(3)} \cdot K_H, \quad (5.21)$$

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

$$I_{CP.0} \geq 755 \cdot 1,1 = 830,94 \text{ А.}$$

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

$$I_{CP.0} \geq 830,94 \text{ А,}$$

$$I_{CP.0}^{(2)} \geq \frac{I_{CP.0}}{k_{ТГ}}, \quad (5.22)$$

$$I_{CP.0}^{(2)} \geq \frac{830,94}{2000/5} = 2,08 \text{ А.}$$

Уставка начального тока срабатывания в относительных единицах:

$$I_{CP.0}^* \geq \frac{I_{CP.0}^{(2)}}{I_{Г}^{(2)}},$$

где $I_{Г}^{(2)}$ - номинальный ток генераторного напряжения, приведённый к низшей стороне трансформатора тока.

$$I_{НГ}^{(2)} = I_{Г}^{(2)} = \frac{I_{НГ}^{(1)} \cdot K_{СХ}}{K_{ТГ}}, \quad (5.23)$$

$$I_{НГ}^{(2)} = \frac{1430 \cdot 1}{2000/5} = 3,58 \text{ А,}$$

$$I_{CP.0}^* \geq \frac{2,08}{3,58} = 0,58 \text{ о. е.}$$

Принимаем уставку начального тока срабатывания:

$$I_{CP.0}^* = 0,58 \text{ о. е.}$$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{НБ(max)} = (K_{АП} \cdot \varepsilon^* \cdot K_{ОДН} + \Delta f_{ВЫР}) \cdot I_{СКВ.max}, \quad (5.24)$$

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

$\varepsilon^* = 0,1$ – полная погрешность трансформатора тока;

$\Delta f_{ВЫР} = 0,02$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч;

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

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

$$I_{СКВ.max} = \frac{E_q''}{x_d''} \cdot I_{Г}^{(1)}, \quad (5.25)$$

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

$$I_{СКВ.max} = \frac{1,21}{0,335} \cdot 5169 = 7354 \text{ А,}$$

$$I_{НБ(max)} = (2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 + 0,02) \cdot 7354 = 2241 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(max)} \cdot K_{отс}}{I_T}, \quad (5.26)$$

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

I_T – ток торможения в рассматриваемом режиме:

$$I_T = \sqrt{I_{СКВ.max} \cdot (I_{СКВ.max} - I_{НБ(max)}) \cdot \cos \alpha}, \quad (5.27)$$

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

$$I_T = \sqrt{7354 \cdot (7354 - 882) \cdot \cos 15^\circ} = 6780 \text{ А,}$$

$$K_T > \frac{882 \cdot 2}{6780} = 0,26.$$

Принимаем уставку $K_T = 0,5$.

3) Уставка начального торможения:

$$I_{HT} = \frac{I_{CP.0}^*}{K_T}, \quad (5.28)$$

$$I_{HT} = \frac{0,58}{0,5} = 1,16 \text{ о. е.}$$

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

$$B \geq I_{HT}, \quad (5.29)$$

$$B \geq 1,16 \text{ о. е.}$$

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

На рисунке 5.2 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

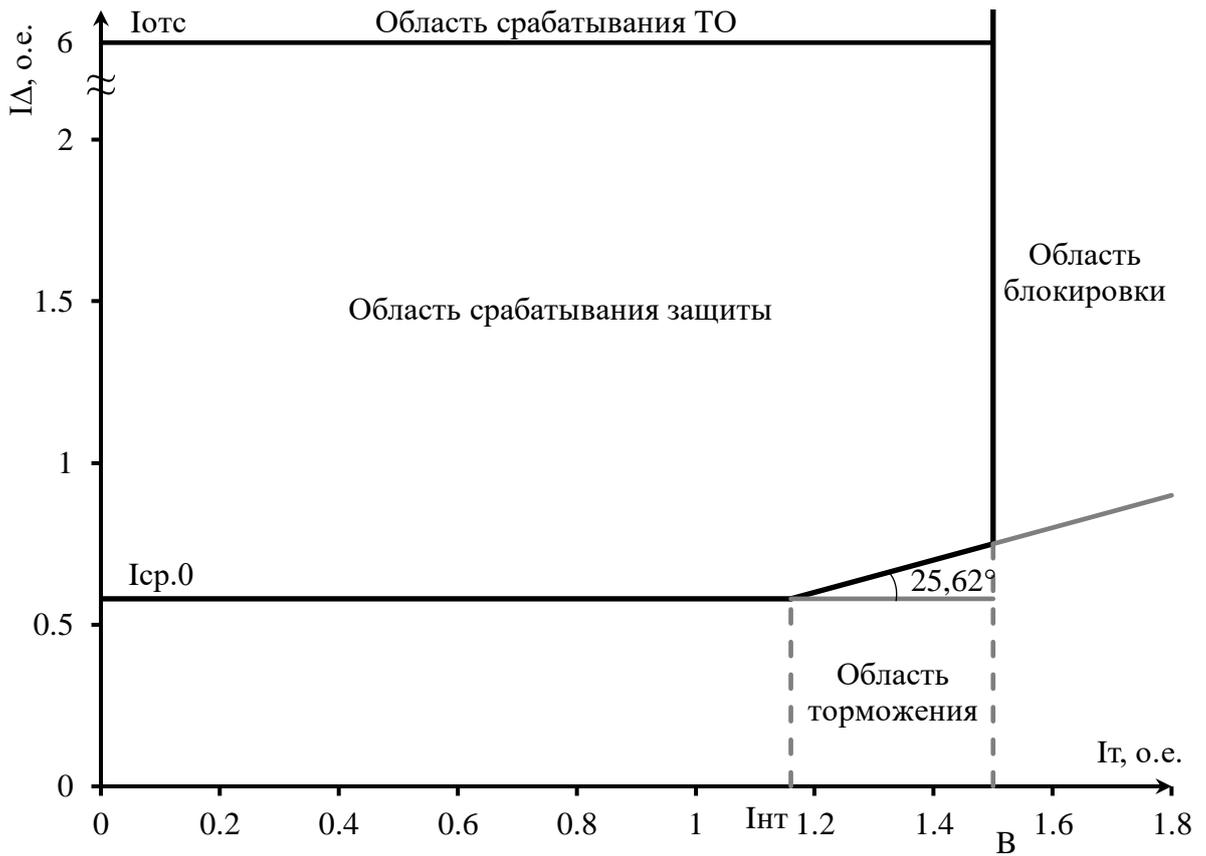


Рисунок 5.2 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

$$I_{отс} = k_{отс} \cdot I_{Г}^{(1)}, \quad (5.30)$$

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

$$I_{отс} = 6 \cdot 1430 = 8580 \text{ А.}$$

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

$$I_{отс}^{(2)} = \frac{8580}{10000/5} = 21,45 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{отс}^* = \frac{21,45}{3,58} = 6,00 \text{ о. е.}$$

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

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

Защита предназначена для выявления и отключения однофазных замыканий на землю в 100% обмотки статора генератора, работающего в блоке с трансформатором.

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1) Первый орган ($U0$) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности $U0$ и защищает 85-95% витков обмотки статора со стороны фазных выводов; $U0$ включается на напряжение нулевой последовательности $3U0$ ТН линейных выводов генератора, измеряемое обмоткой, соединенной по схеме «разомкнутый треугольник».

Напряжение срабатывания органа основной гармонике выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора блока ($U0_{эл.ст.}$) при КЗ на землю на стороне ВН.

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

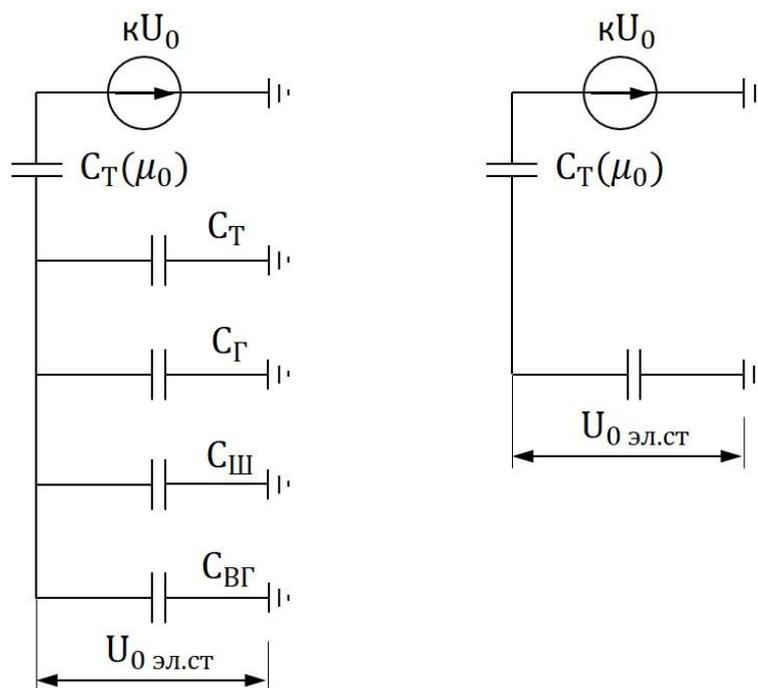


Рисунок 5.3 – Схема замещения для определения напряжения $U_0 \text{ эл.ст.}$

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{Ш}} + C_{\text{В.Г}} + C_{\text{В.Т}}, \quad (5.31)$$

где C_{Γ} – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;
 C_T – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
 $C_{\text{Ш}}$ – емкость шинпровода по отношению к земле;
 $C_{\text{В.Г}}$ – емкость генераторного комплекса 10,5 кВ.

$$C_{\Sigma} = 0,009 + 0,98 + 0,004 + 0,16 + 0,29 = 1,434 \text{ мкФ/фазу.}$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 110 кВ:

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.32)$$

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;

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.ВН}}}{\sqrt{3}}, \quad (5.33)$$

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{115}{\sqrt{3}} = 22,13 \text{ кВ,}$$

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ}} = 0,5 \cdot 22,13 \cdot 10^3 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 1,434} = 69,02 \text{ В.}$$

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ,

$$I_C = \sqrt{3} \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_{\Sigma}, \quad (5.34)$$

где U_L – линейное напряжение генератора, кВ;

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

$$I_C = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 1,419 \cdot 10^{-6} = 8,19 \text{ А.}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3U_{0 \text{ ЭЛ.СТ}}}{K_{\text{ТН}}}, \quad (5.35)$$

где $K_H = 1,3$ – коэффициент надежности;
 $K_{ТН}$ – коэффициент трансформации ТН;
 $K_B = 0,9$ – коэффициент возврата;

$$U_{CP} \geq \frac{1,3}{0,9} \cdot \frac{3 \cdot 69,02}{10,5 \cdot 10^3 / \sqrt{3} \cdot \frac{100}{3}} = 1,64 \text{ В.}$$

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.

2) 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 :

$$X = \frac{1}{K_T + 2}, \quad (5.36)$$

где K_T – коэффициент торможения органа U_{03} :

$$K_T = \frac{1}{K_q} \cdot \frac{1 - 2 \cdot \alpha}{\alpha}, \quad (5.37)$$

где K_q – необходимый коэффициент чувствительности, принимается равным 2;
 α – доля витков статора генератора со стороны нейтрали, не защищённых органом U_{0G} :

$$\alpha = 2 \cdot \frac{U_{cp}}{100}, \quad (5.38)$$

где U_{cp} – напряжение срабатывания органа U_{0G} , В.

$$\alpha = 2 \cdot \frac{10}{100} = 0,2;$$

$$K_T = \frac{1}{2} \cdot \frac{1 - 2 \cdot 0,2}{0,2} = 1,5;$$

$$X = \frac{1}{1,5 + 2} = 0,286.$$

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.

5.5.4. Защита от повышения напряжения ($U1>$), ($U2>$)

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

Уставка $U1>$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_{ном.г}}{K_{ТН}}, \quad (5.39)$$

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

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

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

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

Уставка защиты $U2>$ рассчитывается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_{ном.г}}{K_{ТН}}, \quad (5.40)$$

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

Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

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

5.5.5. Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ($I2$)

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^* :

$$I_2^* = \frac{I_2}{I_{\Gamma}^{(1)}}, \quad (5.41)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;

$I_{\Gamma}^{(1)}$ – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{(I_2^*)^2}, \quad (5.42)$$

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

Защита включает в себя следующие органы:

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

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_{\Gamma}^{(1)}, \quad (5.43)$$

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot 1430 = 100,1 \text{ А.}$$

Уставка сигнального органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{2\text{СИГН}}^{(2)} = \frac{I_{2\text{СИГН}}}{K_{\text{ТТ}}}, \quad (5.44)$$

$$I_{2\text{СИГН}}^{(2)} = \frac{361,8}{2000/5} = 0,25 \text{ А.}$$

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

При условии, что допустимый ток обратной последовательности $I_{*2} = 0,1$ о. е. – сделаем расчет допустимой длительности несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 :

$$t_{\text{доп}} = \frac{30}{0,1^2} = 3000 \text{ с.}$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}}^* = \frac{I_2^*}{K_H}, \quad (5.45)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}}^* = \frac{0,1}{1,2} = 0,08 \text{ о. е.}$$

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:

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

$$t_{\text{max}} = \frac{30}{0,08^2} \approx 4688 \text{ с.}$$

По указанию завода-изготовителя МПЗ НПП ЭКРА минимальное время срабатывания защиты принимаем: $t_{\text{min}} = 0,5$ с;

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{A}{(I_2^*)^2}, \quad (5.47)$$

$$A = 30 = (I_2^*)^2 \cdot t_{\text{CP}}. \quad (5.48)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – 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

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

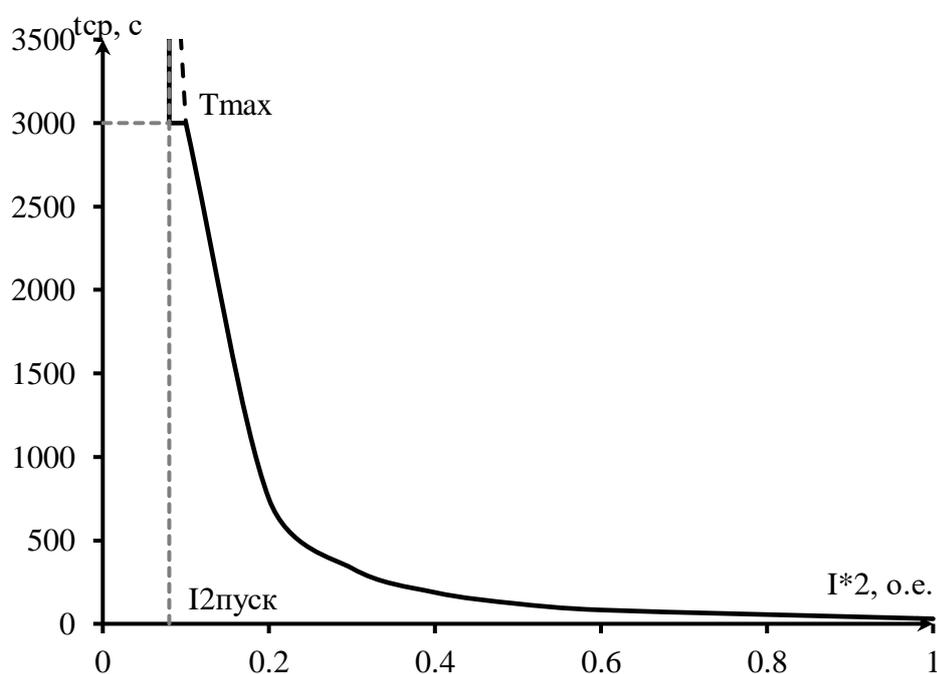


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

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

Интегральный орган имитирует процесс нагрева ротора генератора по линейному закону и процесс охлаждения ротора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. Интегральный орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ($I_{\text{охл.}}$). Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя.

$$T_{\text{ОХЛ}} = \frac{A}{(I_{2 \text{ дл. доп.}}^*)^2}, \quad (5.49)$$

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

В нашем случае уставка времени полного охлаждения будет равна 3000 сек.

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1. Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;

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

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

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

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

$$I_{2\text{С.З.}} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}}, \text{ А}, \quad (5.50)$$

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

$$I_{2\text{МИН}}^{(2)} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot (x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma})}, \text{ А}; \quad (5.51)$$

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, для удобства сопротивление трансформатора приведено к стороне низкого напряжения :

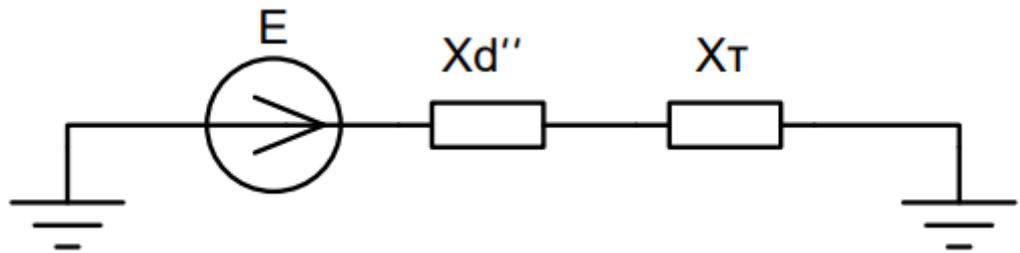


Рисунок 5.5 – Схема замещения прямой последовательности блока генератор – трансформатор

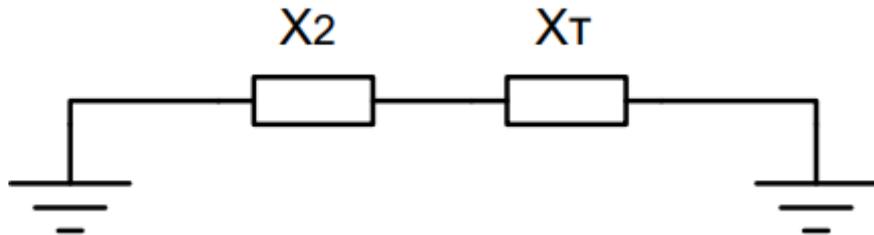


Рисунок 5.6 – Схема замещения обратной последовательности блока генератор – трансформатор

Исходя из схем замещения произведем расчет суммарных сопротивлений по последовательностям:

Для прямой последовательности:

$$x_{1\Sigma} = x''_{d_{ие}} + x_{ТБ}^{HH}, \text{ Ом}, \quad (5.52)$$

$$x_{1\Sigma} = 0,93288 + 0,02756 = 0,9604 \text{ Ом}.$$

Для обратной последовательности:

$$x_{2\Sigma} = x_{2и.е.} + x_{ТБ}^{HH}, \text{ Ом}, \quad (5.53)$$

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

$$x_{2и.е.} = \frac{x''_{d_{ие}} \cdot x''_{q_{ие}}}{x''_{d_{ие}} + x''_{q_{ие}}}, \text{ А}, \quad (5.54)$$

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

$$x''_{q_{ие}} = x''_q \cdot \frac{U_{\Gamma}^2}{S_{ном}}, \text{ Ом}, \quad (5.55)$$

где x''_q – сверхпереходное сопротивление генератора по поперечной оси, о.е.; указано в паспортных данных.

$$x''_{q_{ие}} = 0,2 \cdot \frac{(10,5 \cdot 10^3)^2}{26 \cdot 10^6} = 0,84808 \text{ Ом},$$

$$x_{2и.е.} = \frac{0,58937 \cdot 0,54714}{0,58937 + 0,54714} = 0,44423, \text{ А},$$

$$x_{2\Sigma} = 0,44423 + 0,02756 = 0,47179 \text{ Ом},$$

$$I_{2\text{МИН}}^{(2)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot (0,72580 + 0,42017)} = 4232,7 \text{ А}.$$

Далее приведём ток к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{2\text{МИН}}^{(2) \text{ н.н}} = \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{k_{\text{ТТ}}}, \quad (5.56)$$

$$I_{2\text{МИН}}^{(2) \text{ н.н}} = \frac{4232,7}{10000/5} = 10,58 \text{ А}.$$

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

$$I_{2 \text{ с.з.}} = 0,8 \cdot 3,58 = 2,86 \text{ А}.$$

Далее проводим проверку по коэффициенту чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2) \text{ н.н}}}{I_{2 \text{ с.з.}}} \geq 1,2, \quad (5.57)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{10,58}{2,86} = 3,7 > 1,2.$$

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

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

5.5.6. Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{1 \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{\Gamma}^{(1)}}{K_B}, \quad (5.58)$$

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

$$I_{1 \text{ СИГН.}} = \frac{1,05 \cdot 1430}{0,98} = 1532,14 \text{ А.}$$

Уставка сигнального органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{1 \text{ СИГН.}}^{(2)} = \frac{I_{1 \text{ СИГН.}}}{k_{\text{ТТ}}}, \quad (5.59)$$

$$I_{1 \text{ СИГН.}}^{(2)} = \frac{1532,14}{2000/5} = 3,83 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{1 \text{ СИГН.}}^* = \frac{I_{1 \text{ СИГН.}}^{(2)}}{I_{\Gamma}^{(2)}}, \quad (5.60)$$

$$I_{1 \text{ СИГН.}}^* = \frac{3,83}{3,58} = 1,07 \text{ о. е.}$$

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1 \text{ ПУСК.}} = \frac{K_H \cdot I_{\Gamma}^{(1)}}{K_B}, \quad (5.61)$$

$$I_{1 \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot 1430}{0,98} = 1575,92 \text{ А.}$$

Уставка пускового органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{1 \text{ ПУСК}}^{(2)} = \frac{I_{1 \text{ ПУСК}}}{k_{\text{ТТ}}}, \quad (5.62)$$

$$I_{1 \text{ ПУСК}}^{(2)} = \frac{1575,92}{2000/5} = 3,94 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{1 \text{ ПУСК}}^* = \frac{I_{1 \text{ ПУСК}}^{(2)}}{I_{\Gamma}^{(2)}}, \quad (5.63)$$

$$I_{1 \text{ ПУСК}}^* = \frac{3,94}{3,58} = 1,10 \text{ о. е.}$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 2.0:

Таблица 5.8 – 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_N , о.е.									
Длительность перегрузки, с	3800	1200	450	340	280	160	80	3	1

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1) представлена на рисунке 5.7.

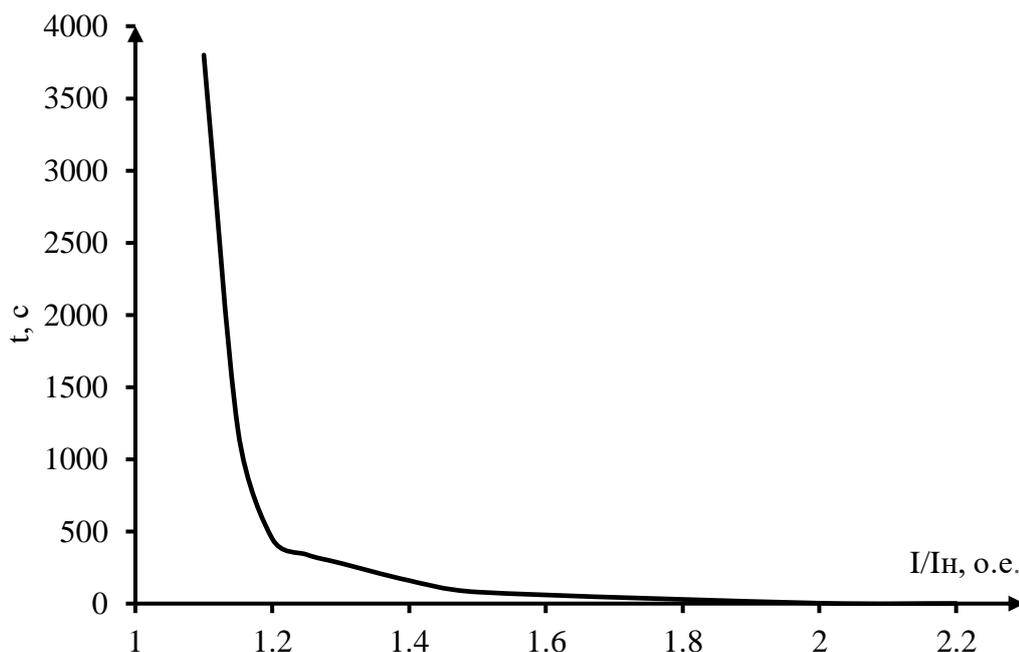


Рисунок 5.7 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок I_1

Интегральный орган защиты через отключающий орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей. Уставка выдержки времени отключающего органа принимается минимальной и равной 0,01 с.

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

Уставка органа осечки:

$$I_{1\text{ТО}} = \frac{K_H \cdot I_{\Gamma}^{(1)}}{K_B}, \quad (5.64)$$

$$I_{1\text{ТО}} = \frac{1,2 \cdot 1430}{0,98} = 1751,02 \text{ А.}$$

Уставка органа отсечки приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{1\text{ТО}}^{(2)} = \frac{I_{1\text{ТО}}}{k_{\text{ТТ}}}, \quad (5.65)$$

$$I_{1\text{ТО}}^{(2)} = \frac{1751,02}{2000/5} = 4,38 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{1\text{ТО}}^* = \frac{I_{1\text{ТО}}^{(2)}}{I_{\Gamma}^{(2)}}, \quad (5.66)$$

$$I_{1\text{ТО}}^* = \frac{4,38}{3,58} = 1,22 \text{ о. е.}$$

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

$$I_{\text{К.З.}}^{(3)} = \frac{U_{\text{НОМ.Г}}}{x_d'' + x_{\text{ТБ}}^{\text{НН}}}, \text{ А,} \quad (5.67)$$

$$I_{\text{К.З.}}^{(3)} = \frac{10500}{0,93288+0,02756} = 10932,4 \text{ А.}$$

Далее приведём ток к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{К.З.}}^{(3)\text{Н.Н}} = \frac{I_{\text{К.З.}}^{(3)}}{k_{\text{ТТ}}}, \quad (5.68)$$

$$I_{\text{К.З.}}^{(3)\text{Н.Н}} = \frac{10932,4}{2000/5} = 27,33 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{\text{К.З.о.е}}^{(3)\text{Н.Н}} = \frac{27,33}{3,58} = 7,65 \text{ о. е.}$$

$$K_{\text{Ч}} = \frac{I_{\text{К.З.о.е}}^{(3)\text{Н.Н}}}{I_{1\text{ТО}}^*} \geq 1,2, \quad (5.69)$$

$$K_{\text{Ч}} = \frac{7,65}{1,22} = 6,3 > 1,2.$$

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

$$U_{\text{СР}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ.Г}}}{K_{\text{В}} \cdot K_{\text{ТН}}} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105} = 66,02 \text{ В.} \quad (5.70)$$

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

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

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.

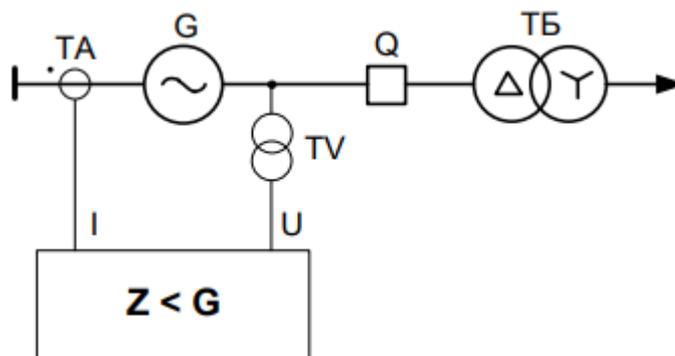


Рисунок 5.8 – Схема подключения дистанционной защиты.

Защита выполняется двухступенчатой:

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

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

Характеристика срабатывания первой ступени защиты имеет форму круга с центром в начале координат:

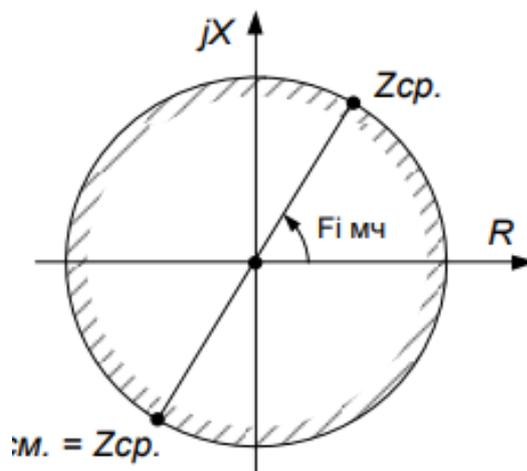


Рисунок 5.9 – Характеристика срабатывания первой ступени.

Характеристика срабатывания второй ступени защиты имеет форму круга, проходящего через начало координат:

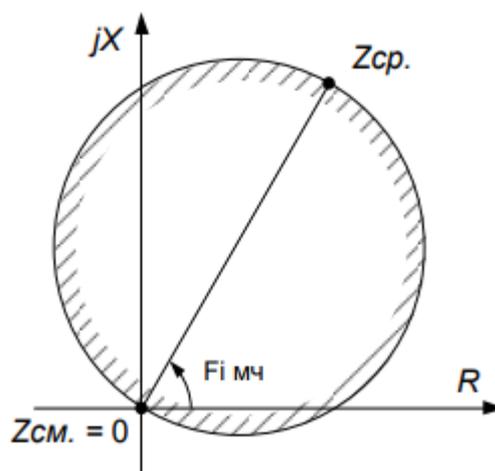


Рисунок 5.10 – Характеристика срабатывания второй ступени.

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

Согласование производится для условий работы на шинах 110 кВ ГЭС одного блока. Z_1 , приведенное к напряжению 110 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 110 кВ Рассохская ГЭС:

$$Z_{ср1}^{(1)} \leq \frac{0,8 \cdot X_T + 0,8 \cdot \frac{X'_{ВЛ}}{K_T}}{K_{Т.СТ}^2} = \frac{0,8 \cdot 34,72 + 0,8 \cdot \frac{37,74}{4}}{\left(\frac{115}{10,5}\right)^2} = 0,29 \text{ Ом}, \quad (5.71)$$

где $X_{ВЛ}$ – реактивное сопротивление ВЛ 110 кВ;

$X_{уд}$ – погонное реактивное сопротивление линии, для ВЛ 110 кВ принимается $0,444 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$;

$L_{линии}$ – длина линии ВЛ 110 кВ проектируемой ГЭС, $L_{линии} = 100 \text{ км}$;

X_T – полное сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 110 кВ;

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

$K_{Т.СТ}$ – коэффициент трансформации силового трансформатора.

$$X_T = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{НОМ.ВН}^2}{S_{НОМ}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 34,72 \text{ Ом}. \quad (5.72)$$

Уставка будет равна:

$$Z_{ср1}^{(2)} = Z_{ср1}^{(1)} \cdot \frac{K_{ТТ}}{K_{ТН}} = 0,29 \cdot \frac{\frac{2000}{5}}{\frac{10500}{100}} = 1,10 \text{ Ом}. \quad (5.73)$$

Выдержка времени первой ступени не должна превышать 1 с. Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 110 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:

$$dZ_{\text{ср}} = \frac{|Z_{\text{H}}^{\text{min}} - Z_{\text{ср}}^{(1)}|}{T_{\text{НОМ}} \cdot K_{\text{H}}} = \frac{|2,01 - 0,29|}{0,02 \cdot 2} = 43 \text{ Ом/с}, \quad (5.73)$$

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

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

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

$$Z_{\text{H}}^{\text{min}(1)} = \frac{U_{\text{min}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 10,5}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 1430} = 2,01 \text{ Ом}, \quad (5.74)$$

$$Z_{\text{H}}^{\text{min}(2)} = Z_{\text{H}}^{\text{min}(1)} \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 2,01 \cdot \frac{\frac{2000}{5}}{\frac{10500}{100}} = 7,66 \text{ Ом}, \quad (5.75)$$

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 $2 \cdot I_{\text{H.ГГ}}^{(1)}$.

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

$$\varphi_{\text{форс}} = \arccos\left(\frac{P_{\text{H}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\Phi} \cdot U_{\text{min}}}\right) = \arccos\left(\frac{22,5}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 1430 \cdot 9,98}\right) = \arccos(0,455) = 62,91^{\circ}. \quad (5.76)$$

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

$$Z_{\text{НАГР}}^{(1)} = \frac{U_{\text{НОМ.Г}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{H.ГГ}}^{(1)}} = \frac{15750}{\sqrt{3} \cdot 5169} = 4,24 \text{ Ом}, \quad (5.77)$$

$$Z_{\text{НАГР}}^{(2)} = Z_{\text{НАГР}}^{(1)} \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 4,24 \cdot \frac{\frac{2000}{5}}{\frac{10500}{100}} = 16,15 \text{ Ом}, \quad (5.78)$$

$$\varphi_{\text{нагр}} = \arccos\left(\frac{P_H}{\sqrt{3} \cdot I_{H,ГТ}^{(1)} \cdot U_{\text{НОМ.Г}}}\right) = \arccos\left(\frac{130}{\sqrt{3} \cdot 5169 \cdot 15,75}\right) = \arccos(0,865) = 30,1^\circ, \quad (5.79)$$

$$Z_{\text{ср.2}}^{(1)} = \frac{Z_H^{\text{min}}}{K_{\text{отс}} \cdot K_B \cdot \cos(\varphi_{\text{м.ч.}} - \varphi_{\text{форс}})} = \frac{2,01}{1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(80 - 62,91)} = 1,67 \text{ Ом}, \quad (5.80)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

K_B – коэффициент возврата, принимается равным 1,05;

$\varphi_{\text{м.ч.}}$ – угол максимальной чувствительности, принимается равным 80° .

Значение уставки составит:

$$Z_{\text{ср.2}}^{(2)} = Z_{\text{ср.2}}^{(1)} \cdot \frac{K_{\text{ГТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 1,67 \cdot \frac{\frac{2000}{10500}}{100} = 6,36 \text{ Ом}. \quad (5.81)$$

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 110 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 представленную ниже.

Таблица 5.9 – Значение вторичных сопротивлений и соответствующие для них углы

Z, Ом	φ
$Z_{\text{ср.1}}^{(2)} = 1,10$	$\varphi_{\text{м.ч.}} = 80,00^\circ$
$Z_{\text{ср.2}}^{(2)} = 6,36$	$\varphi_{\text{м.ч.}} = 80,00^\circ$
$Z_{\text{нагр}}^{(2)} = 16,15$	$\varphi_{\text{нагр}} = 30,10^\circ$
$Z_H^{\text{min}(2)} = 7,66$	$\varphi_{\text{форс}} = 62,91^\circ$

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.10.

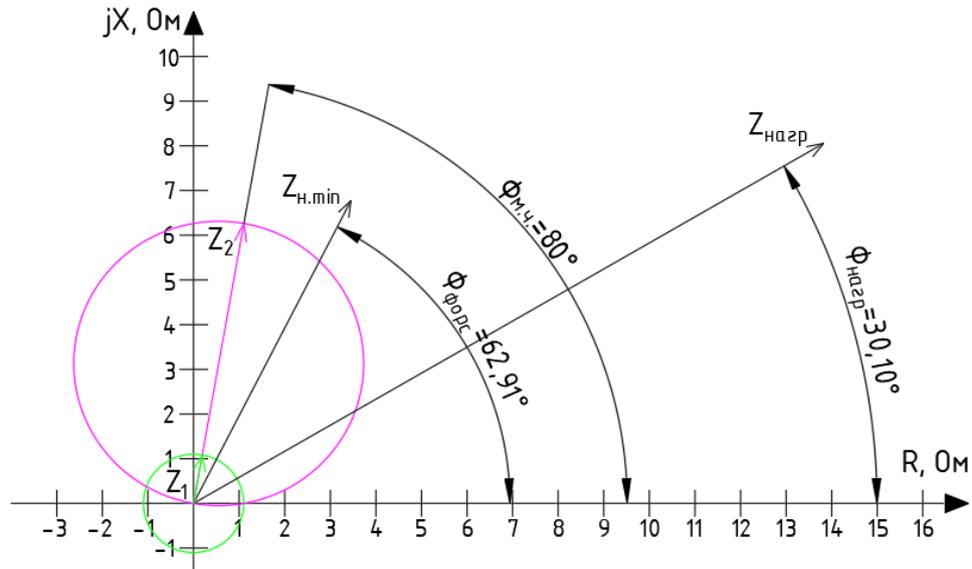


Рисунок 5.10 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.5.8. 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:

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

Уставка сигнального органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{P.СИГН.}^{(2)} = \frac{K_H \cdot I_{P.НОМ}^{(2)}}{K_B}, \quad (5.82)$$

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата;

$I_{P.НОМ}^{(2)}$ – номинальный ток ротора приведенный к низшей стороне трансформатора тока.

$$I_{P.НОМ}^{(2)} = \frac{K_{ВЫП} \cdot I_{НОМ.РОТ}}{K_{ТТ} \cdot K_{ТП}}, \quad (5.83)$$

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, 10,5/0,482.

$$I_{p.ном}^{(2)} = \frac{0,816 \cdot 860}{\frac{200 \cdot 10,5}{5 \cdot 0,475}} = 0,80 \text{ А},$$

$$I_{p.СИГН.}^{(2)} = \frac{1,05 \cdot 0,797}{0,98} = 0,85 \text{ А}.$$

В относительны единицах:

$$I_{p.СИГН.}^* = \frac{I_{p.СИГН.}^{(2)}}{I_{p.ном}^{(2)}}, \quad (5.84)$$

$$I_{p.СИГН.}^* = \frac{0,85}{0,797} = 1,07 \text{ о. е.}$$

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

Уставка пускового органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{p.ПУСК.}^{(2)} = \frac{K_H \cdot I_{p.ном}^{(2)}}{K_B}, \quad (5.85)$$

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

$$I_{p.ПУСК.}^{(2)} = \frac{1,08 \cdot 0,80}{0,98} = 0,88 \text{ А}.$$

В относительных единицах:

$$I_{p.ПУСК.}^* = \frac{I_{p.ПУСК.}^{(2)}}{I_{p.ном}^{(2)}}, \quad (5.86)$$

$$I_{p.ПУСК.}^* = \frac{0,88}{0,8} = 1,10 \text{ о. е.}$$

Принимаем уставку пускового органа 1,10 о.е., т.е. 0,88 А.

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей, представлен в таблице 5.10. На рисунке 5.11 представлена характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора.

Таблица 5.10 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

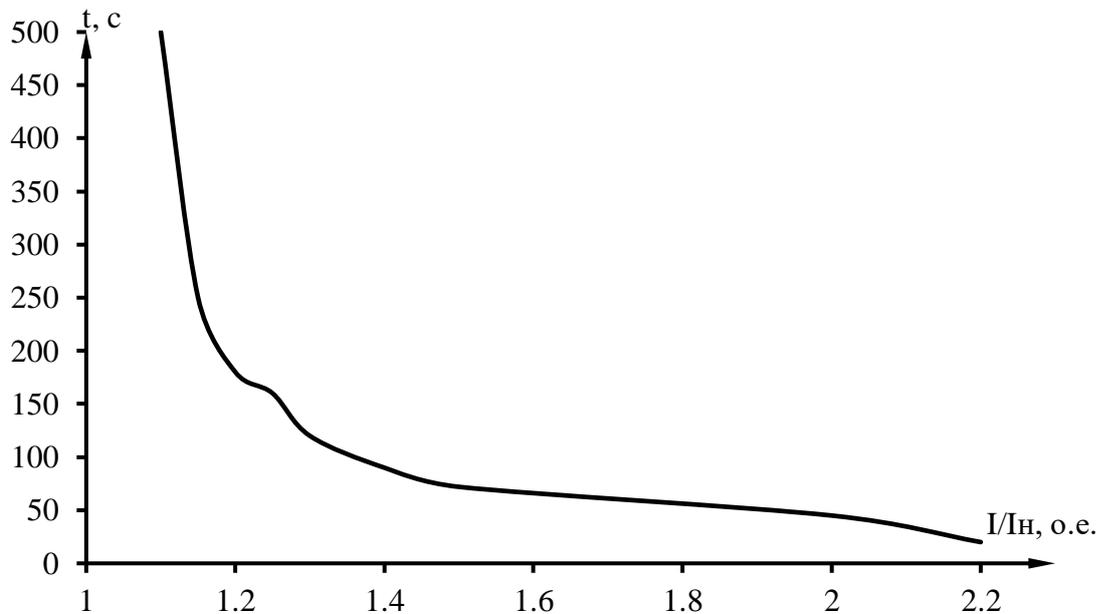


Рисунок 5.11 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

Уставка ТО приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{P.TO}^{(2)} = \frac{I_{\phi} \cdot K_N \cdot K_{вып}}{K_{ТП} \cdot K_B \cdot K_{ТТ}}, \text{ А}, \quad (5.87)$$

где $K_N = 1,1$ – коэффициент надёжности;

I_{ϕ} – максимальный ток форсировки ротора;

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата;

$$I_{P.TO}^{(2)} = \frac{860 \cdot 2,1 \cdot 1,1 \cdot 0,816}{\frac{10,5}{0,475} \cdot 0,98 \cdot \frac{200}{5}} = 1,88 \text{ А}.$$

В относительных единицах:

$$I_{P.TO}^* = \frac{I_{P.TO}^{(2)}}{I_{p.ном}^{(2)}}, \quad (5.88)$$

$$I_{P.TO}^* = \frac{1,88}{0,8} = 2,36 \text{ о. е.}$$

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

5.6. Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор и высоковольтных линий электропередачи

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

Согласно приказу Минэнерго от 13 февраля 2019 г. N 101 «Об утверждении требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики», комплекс защит ВЛ 110 кВ Рассохская ГЭС – ПС Вера должен соответствовать требованиям:

1) На ЛЭП классом напряжения 110 - 220 кВ с односторонним питанием с питающей стороны должны устанавливаться ступенчатые защиты от всех видов КЗ (токовая защита нулевой последовательности, дистанционная или максимальная токовая защита) и токовые защиты без выдержки времени;

2) На КВЛ и КЛ классом напряжения 110 - 220 кВ, что соответствует участку от портала ошинок трансформаторов блока до КРУЭ 110 кВ на главной электрической схеме, необходимо устанавливать не менее двух устройств РЗ, каждое из которых обеспечивает отключение всех видов КЗ со временем, при котором не нарушается термическая стойкость жил и оболочек кабеля (с учетом неуспешного АПВ и действия УРОВ);

3) На каждой ЛЭП классом напряжения 110 - 220 кВ (за исключением КЛ) должно предусматриваться трехфазное АПВ. Необходимость обеспечения синхронного включения под нагрузку и применения однофазного АПВ должна быть обоснована проектными решениями.

Также согласно приказу, комплекс защит трансформатора блока должен отвечать требованиям:

1) На трансформаторах должны устанавливаться защиты от внутренних, внешних КЗ и от ненормальных режимов их работы;

2) Резервные защиты трансформатора должны устанавливаться на стороне ВН и трансформатора для обеспечения согласования резервных защит ЛЭП, работающих на напряжении ВН трансформатора, дальнего резервирования и резервирования защит шин (ошиновок), посредством которых трансформатор подключен к РУ;

3) Цепи оперативного тока газовой защиты и технологических защит, действующие на отключение трансформатора, должны иметь устройство контроля изоляции цепей оперативного тока, действующее в случае неисправности цепей на сигнал. Газовая защита трансформатора должна иметь по два контакта на струйном и газовом реле (у газового реле для каждой ступени) для возможности их отдельного использования в разных устройствах РЗА. В случае установки двух устройств РЗА, в которых реализована функция ДЗТ, газовая и технологические защиты трансформатора должны действовать через каждое из вышеуказанных устройств;

4) При подключении трансформатора высшим классом напряжения 110 кВ и выше к РУ ВН или СН через два и более выключателя или кабельную вставку должна предусматриваться дифференциальная защита ошиновки соответствующей стороны трансформатора;

5) Дифференциальная защита ошиновки должна автоматически блокироваться при неисправности цепей переменного тока. В устройстве, в котором выполнена функция дифференциальной защиты ошиновки, должна быть предусмотрена возможность оперативного перевода действия блокировки на сигнал.

5.7. Таблица уставок и матрица отключений защит

Таблица уставок и матрица отключений защит представлены в приложении В, таблица В.1 и В.2 соответственно.

6. Компоновка и сооружения гидроузла

6.1. Назначение класса ГТС

Класс ГТС назначают в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 05.11.2020 № 1607.

1. В зависимости от высоты и типа грунта оснований назначен II класс ГТС. Высота 40 м; грунт основания не скальный;

2. В зависимости от назначения и условий эксплуатации назначен III класс ГТС. Установленная мощность ГЭС 45 МВт;

3. Вблизи Рассохской ГЭС проживает примерно 200 человек. Назначен III класс ГТС.

Итог: назначен II класс ГТС.

6.2. Проектирование сооружений напорного фронта

6.2.1. Определение отметки гребня плотины

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

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

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

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

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

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – конструктивный запас, $a = 1$.

Высоту ветрового нагона рассчитываем по формуле:

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

где K_w – коэффициент, зависящий от скорости ветра;

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

L – длина разгона волны, $L = 11000$ м;

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

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище.

$$K_w = 3(1 + 0,3V_w)10^{-7} = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 24) \cdot 10^{-7} = 0,00000246, \quad (6.4)$$

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}}{2} = \frac{95 - 62}{2} = 16,5 \text{ м}, \quad (6.5)$$

$$\Delta h_{\text{set}} = 0,00000246 \cdot \frac{24^2 \cdot 11000}{9,81 \cdot 16,5} \cdot \cos 0^\circ = 0,096 \text{ м}.$$

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

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 11000}{24^2} = 187,34, \quad (6.6)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{24} = 8829, \quad (6.7)$$

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

Из графика (рисунок 6.2) по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, где дно не влияет на основные характеристики волн) по значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ определяем параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$.

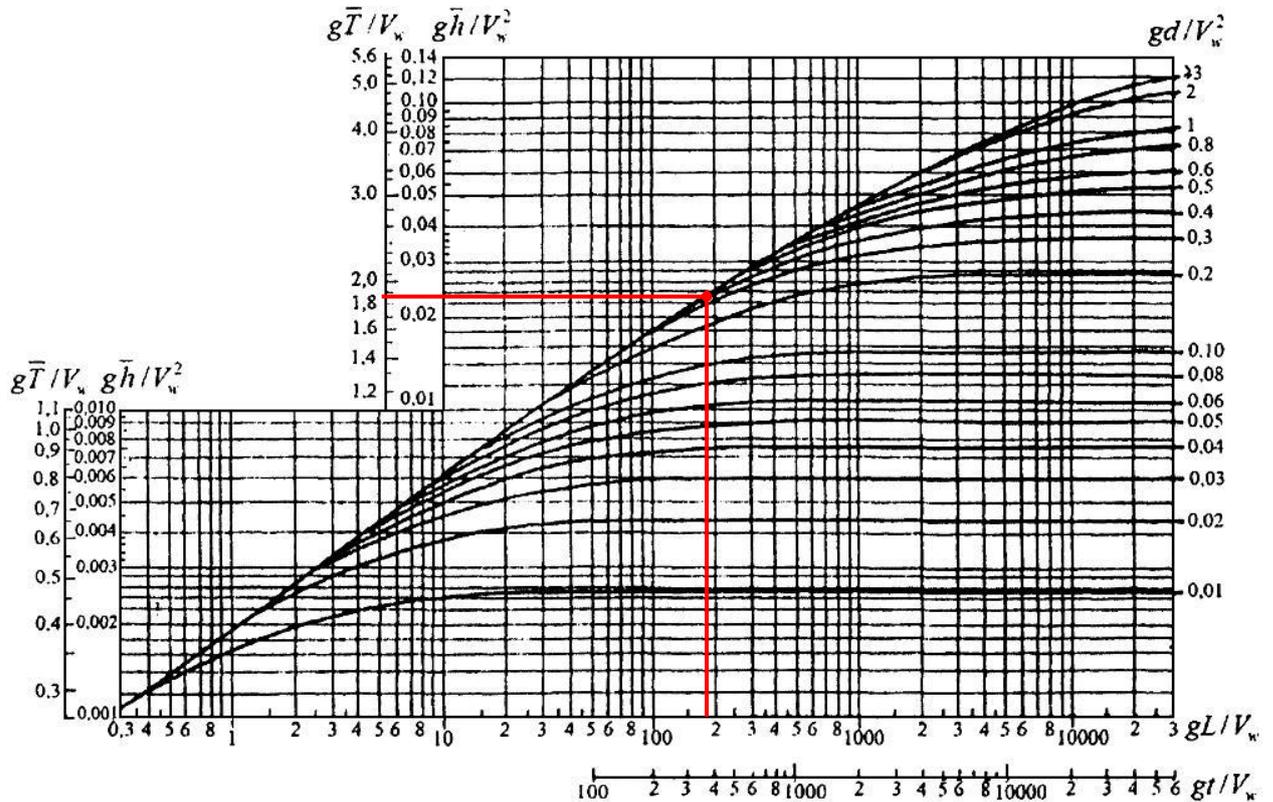


Рисунок 6.1 – Графики для определения элементов ветровых волн в глубоководной и мелководной зонах

Принимаем значения $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,023$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,86$.

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = 0,023 \frac{v_w^2}{g} = 0,023 \frac{24^2}{9,81} = 1,35 \text{ м.} \quad (6.7)$$

Средний период волны:

$$\bar{T} = 1,9 \frac{v_w}{g} = 1,86 \frac{24}{9,81} = 4,55 \text{ с.} \quad (6.8)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 4,55^2}{2 \cdot 3,14} = 32,33 \text{ м.} \quad (6.9)$$

Проверяем условие: $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, $16,5 > 0,5 \cdot 32,33 = 16,16$. Условие глубоководности выполняется.

Определяем высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 1,35 \cdot 2,09 = 2,82 \text{ м}, \quad (6.10)$$

где $K_i = 2,09$ – коэффициент, определяемый в зависимости от $\frac{gL}{v^2} = 187,3$ по графику, представленному на рисунке 6.2.

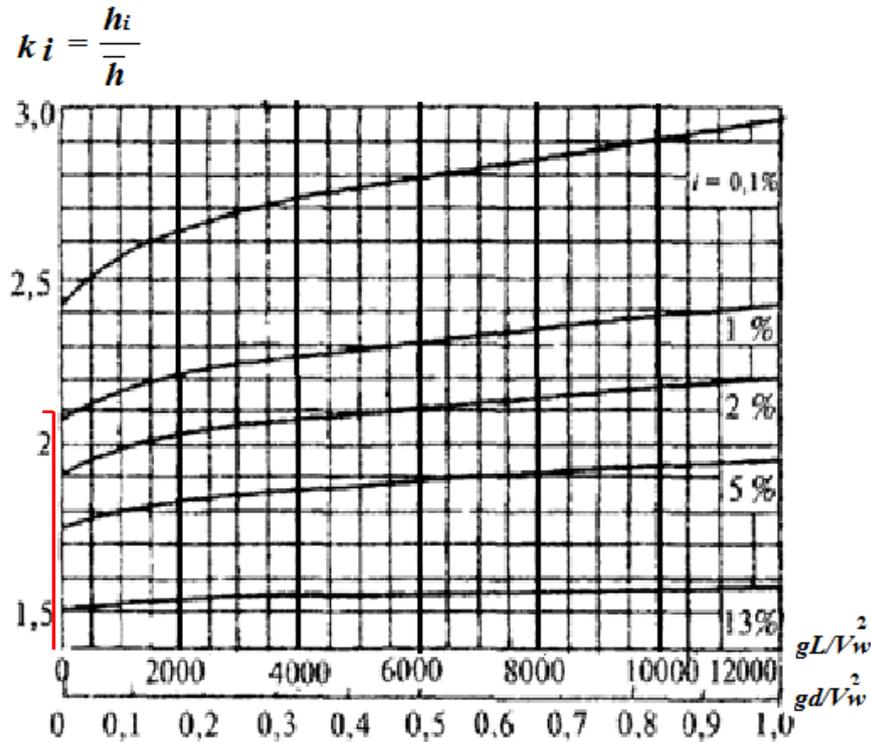


Рисунок 6.2 – график зависимости коэффициента k_i от gL/Vw^2 (для глубоководной зоны).

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

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%}, \quad (6.11)$$

где k_r и k_p – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса;

$k_{run} = 2,35$ – коэффициент, принимаемый в зависимости от пологости волны по рисунку 6.3;

$h_{1\%} = 2,82$ – высота волны 1% обеспеченности;

k_{sp} – коэффициент, принимаемый в зависимости от скорости ветра (10 м/с).

$$h_{run1\%} = 1,0 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 2,35 \cdot 3,04 = 8,95 \text{ м}.$$

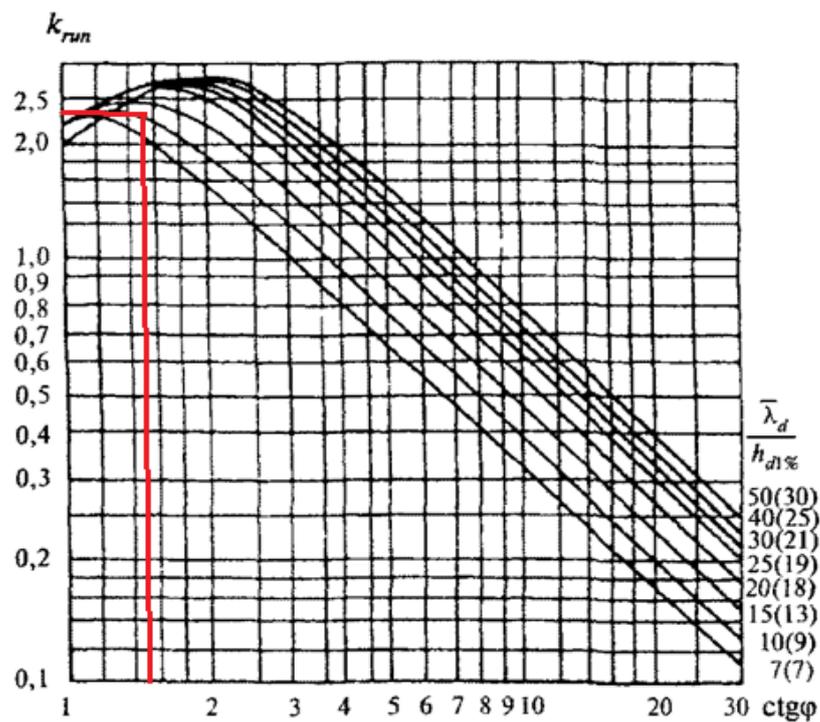


Рисунок 6.3 – график зависимости коэффициента от пологости волны.

Пологость волны на глубокой воде:

$$\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{32,33}{2,82} = 11,5. \quad (6.12)$$

Превышение гребня грунтовой плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = 2,82 + 0,096 + 1 = 3,92 \text{ м.}$$

Отметка гребня грунтовой плотины:

$$\nabla_{\text{ГП}} = 95 + 3,92 = 98,82 \text{ м.}$$

Далее производится расчет при ФПУ и других величинах скорости ветра и длины волны. Результаты расчетов сведены в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Расчет отметки гребня грунтовой плотины

Показатели	Величина	
	при НПУ	при ФПУ
L, м	11000	
V _w , м/с	24	10
a, м	1	
K _w	0,00000246	0,00000012
d, м	16,5	17

Продолжение таблицы 6.1

Показатели	Величина	
	при НПУ	при ФПУ
$\Delta h_{\text{set}}, \text{ м}$	0,096	0,008
gL/ϑ_w^2	187,34	1079
gt/ϑ_w	8829	21189
gT/ϑ_w	1,86	2,9
gh/ϑ_w^2	0,023	0,048
$h, \text{ м}$	1,35	0,49
$T, \text{ с}$	4,55	2,96
$\lambda_d, \text{ м}$	33,33	13,64
$\lambda_d/2$	16,16	6,82
k_i	2,09	2,25
$h_{1\%}, \text{ м}$	2,82	1,1
$h_{\text{run}}, \text{ м}$	8,95	1,58
$h_s, \text{ м}$	3,92	2,11
$\nabla\Pi, \text{ м}$	98,92	98,28

За отметку гребня грунтовой плотины принимается наибольшая отметка 98,92 м.

6.2.2. Определение ширины водосливного фронта

Напор на сооружение при основном расчетном случае:

$$H_{\text{осн}} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{НБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}) = 95,00 - 67,47 = 27,53 \text{ м.} \quad (6.13)$$

Определяем удельный расход на рисберме:

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

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

$[v_h]$ – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки.

$$h_{\text{НБ}} = 67,47 - 62,00 = 5,47 \text{ м.}$$

Принимаем $[v_h] = 3,5 \text{ м/с}$.

$$q_p = 3,5 \cdot 5,47 = 19,15 \text{ м}^2/\text{с.}$$

Определяем удельный расход на водосливе:

$$q_B = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 19,15 = 23,93 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.15)$$

Ширина водосливного фронта $B = \Sigma b$.

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_B} = \frac{288,42}{23,93} = 12,05 \text{ м}. \quad (6.15)$$

Принимаем 4 пролета шириной $b = 3$ м.

Ширина водосливного фронта определяется по формуле:

$$B = b \cdot n = 3 \cdot 4 = 12 \text{ м}, \quad (6.16)$$

где $b = 3$ м – стандартная ширина пролета, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования;

$n = 4$ – число пролетов.

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}):

$$H_{01\text{осн}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{288,42}{0,49 \cdot 3 \cdot 4 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,97 \text{ м}, \quad (6.17)$$

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

$$H_{02\text{осн}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{288,42}{0,49 \cdot 0,868 \cdot 4 \cdot 3 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,46 \text{ м}. \quad (6.18)$$

где $\sigma = 1$ – коэффициент подтопления;

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \left[\frac{0,7 + (4-1) \cdot 0,45}{4} \right] \frac{4,97}{3} = 0,83. \quad (6.19)$$

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

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

$$V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{(\text{НПУ}-\text{Дно})(B+(n-1)\delta_B)} = \frac{288,42}{(95,00-62,00)(12,05+(4-1)*3)}, \quad (6.21)$$

$$V_0 = 0,42 \text{ м/с},$$

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 и $\delta_B = 4$ м - для пролетов шириной $b > 14$ м).

$$H = 5,46 - 1,1 * \frac{0,42^2}{2*9,81} = 5,62 \text{ м}.$$

Назначают $H_{\text{ст}}$ - ближайший к вычисленному H в соответствии с техническим регламентом (4; 4,5; 5,0; 5,5; 6,0; 7,0; 8,0; 9,0; 10,0; 12,0; 14,0; 16,0; 18,0; 20,0 м).

$$H_{\text{ст}} = 6,00 \text{ м}.$$

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}} = 95,00 - 6,00 = 89,00 \text{ м}. \quad (6.22)$$

6.2.4. Проверка пропуска поверочного расчетного расхода

Напор на сооружение при поверочном расчетном случае:

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

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{370,73}{0,49 \cdot 12,05 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,87 \text{ м}. \quad (6.23)$$

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \epsilon \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{370,73}{0,49 \cdot 0,799 \cdot 12 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,82 \text{ м}. \quad (6.24)$$

Рассчитывают напор на гребне водослива без учета скорости подхода при пропуске поверочного расхода

$$V_0^{\text{пов}} = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{дна}})(B+(n-1)\delta_B)} = \frac{370,73}{(96,00-62,00)(12+(4-1)*3)} = 0,52 \text{ м/с}, \quad (6.25)$$

$$H_{\text{пов}} = H_{02}^{\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot V^2}{2g} = 6,82 - \frac{1 \cdot 0,61^2}{2 \cdot 9,81} = 6,81 \text{ м.} \quad (6.26)$$

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

$$\nabla \text{ФПУ}_p = \nabla \text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 89,00 + 6,81 = 95,81. \quad (6.27)$$

Принята отметка равная изначальной: $\nabla \text{ФПУ} = 64,00 \text{ м} (> 95,81 \text{ м})$.

6.2.5. Построение профиля водосливной грани

Необходимо построить оголовок безвакуумного водослива с оголовком профиля А для напора $H_{\text{ст}} = 6 \text{ м}$ по таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Координаты для построения оголовков безвакуумного водослива с оголовком профиля

х	у	х	у
0	0,756	6,6	1,926
0,6	0,216	7,2	2,364
1,2	0,042	7,8	2,850
1,8	0	8,4	3,384
2,4	0,036	9,0	3,966
3,0	0,162	9,6	4,584
3,6	0,360	10,2	5,238
4,2	0,600	10,8	5,922
4,8	0,876	11,4	6,648
5,4	1,188	12,0	7,410
6,0	1,536	12,6	8,214

Далее производится сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя по дуге С-Д радиусом R. Величину этого радиуса назначают в зависимости от высоты плотины p_H и напора на водосливе $H_{\text{ст}}$ (рисунок 6.4).

Значения сопрягающих радиусов R в зависимости от напора на водосливе H и высоты водосливной плотины p_H

p_H , м	H , м								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	3,0	4,2	5,4	6,5	7,5	8,5	9,6	10,6	11,6
20	4,0	6,0	9,7	8,9	10,0	11,0	12,2	13,3	14,3
30	4,5	7,5	9,7	11,0	12,4	13,5	14,7	15,8	16,8
40	4,7	8,4	11,0	13,0	14,5	15,8	17,0	18,0	19,0
50	4,8	8,8	12,2	14,5	16,5	18,0	19,2	20,3	21,3
60	4,9	8,9	13,0	15,5	18,0	20,0	21,2	22,2	23,2

Рисунок 6.4 – таблица значений сопрягающих радиусов.

С учётом напора на водосливе ($H = 6$ м) и высоты плотины ($p_H = 40,4$ м), принимается радиус $R = 15,9$ м.

6.2.6. Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}} = 95,00 - 62,00 = 33,00 \text{ м.} \quad (6.28)$$

Критическая глубина потока с учетом всех водопропускных отверстий:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B + \sum \delta_6)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 288,42^2}{(12,05 + 9)^2 \cdot 9,81}} = 2,36 \text{ м,} \quad (6.29)$$

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

$n = 4$ – количество отверстий;

$\delta_6 = n - 1 = 4 - 1 = 3$ – количество промежуточных бычков.

Вычисляем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{33}{2,39} = 13,78. \quad (6.30)$$

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

Так как плотина имеет среднюю длину сливной грани ($T_0 = 33$ м), принимаем $\varphi = 0,95$.

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

$$\xi'_c = 0,21,$$

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

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi'_c \cdot h_{кр} = 0,21 \cdot 2,39 = 0,50 \text{ м}, \quad (6.31)$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр} = 3 \cdot 2,39 = 7,18 \text{ м}. \quad (6.32)$$

$h''_c = 7,18 \text{ м} > h_{НБ} = 5,47 \text{ м}$ – в НБ отогнанный прыжок.

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается.

6.2.7. Расчет водобойной плиты

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

$$\delta_B = 0,15 \cdot \vartheta_c \cdot \sqrt{h'_c}, \quad (6.33)$$

$$\delta_B = 0,15 \cdot 27,3 \cdot \sqrt{0,5} = 2,9 \text{ м}.$$

Найдем скорость воды в сжатом сечении:

$$\vartheta_c = \frac{Q_{расч}^{осн}}{\omega_c} = \frac{288,42}{10,56} = 27,3 \text{ м/с}, \quad (6.34)$$

где ω_c – площадь сжатого сечения, определяемая по формуле:

$$\omega_c = h'_c \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_B) = 0,503 \cdot 21 = 10,56 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.35)$$

$$(B + (n - 1) \cdot \delta_B) = 12 + (4 - 1) \cdot 3 = 21 \text{ м} – \text{ширина водобойной плиты}.$$

Так как, рассматриваемая плотина находится на нескальном основании, а скорость воды в сжатом сечении превышает 25 м/с, проектируем сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка с применением водобойного колодца.

6.2.8. Расчет водобойного колодца

Расчет водобойного колодца заключается в определении его глубины и длины.

Начальная глубина колодца:

$$d = \sigma \cdot h_c'' - (h_{\text{НБ}} + \Delta z) = 1,1 \cdot 7,18 - (5,47 + 0,187) = 2,25 \text{ м}, \quad (6.36)$$

где $\sigma = 1,1$ – коэффициент запаса,

Δz – перепад, образующийся при выходе потока из водобойного колодца в русло НБ,

$$\Delta z = \frac{q_c^2}{2g(\varphi h_{\text{НБ}})^2} - \frac{\alpha q_c^2}{2g(\sigma h_c'')^2} = \frac{13,73^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (0,95 \cdot 5,47)^2} - \frac{1,1 \cdot 13,73^2}{2g(1,1 \cdot 7,184)^2} = 0,187 \text{ м}, \quad (6.37)$$

где q_c – удельный расход на водобое.

$$q_c = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{очн}}}{B + (n-1) \cdot \delta_6} = \frac{288,42}{21} = 13,73 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.38)$$

Полная удельная энергия перед водосливом с учетом начальной глубины колодца:

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}} + d = 95 - 62 + 2,25 = 35,25 \text{ м}. \quad (6.39)$$

Новое отношение \mathcal{E}_{T_0} :

$$\mathcal{E}_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{35,25}{2,39} = 14,72. \quad (6.40)$$

С учетом ранее выбранного коэффициента скорости по графику М.Д. Чертоусова находим новые значения \mathcal{E}_c и \mathcal{E}_c'' :

$$\mathcal{E}_c = 0,2,$$

$$\mathcal{E}_c'' = 3,1.$$

Вычисляем новые сопряженные глубины и определяем новую глубину колодца:

$$h_c' = \xi_c' \cdot h_{\text{кр}} = 0,2 \cdot 2,39 = 0,48 \text{ м}, \quad (6.41)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{\text{кр}} = 3,1 \cdot 2,39 = 7,42 \text{ м}. \quad (6.42)$$

Пересчитанная глубина колодца:

$$d = \sigma \cdot h_c'' - (h_{\text{НБ}} + \Delta z) = 1,1 \cdot 7,42 - (5,47 + 0,197) = 2,499 \approx \approx 2,5 \text{ м}. \quad (6.43)$$

Проверяем соблюдение условия:

$$0,1d = 0,249.$$

Глубина колодца предыдущая:

$$d_1 = 2,247.$$

Глубина колодца последняя:

$$d_2 = 2,499.$$

Разница:

$$\Delta d = 0,253.$$

Отсюда следует что разница между конечной и начальной глубиной больше $0,1d$, значит условие выполняется.

Отметка пола водобоя:

$$\nabla_{\text{ПВ}} = \nabla_{\text{дна}} - d = 62 - 2,499 = 59,5 \text{ м.} \quad (6.44)$$

Длина гидравлического прыжка:

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 7,42 - 0,48) = 34,07 \text{ м.} \quad (6.45)$$

Длина водобоя при наличии на нем гасителей:

$$l_{\text{в}} = (0,8 \div 1,0) \cdot l_{\text{пр}} = 0,9 \cdot 34,07 = 30,66 \text{ м.}$$

6.2.9. Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы

Определение отметки ЦО и количества водопропускных сооружений.

Диаметр водовыпускного отверстия $D = 2,0$ м.

Отметка центра выходного сечения водовыпуска ЦО выше потолка галереи:

$$D/2 + 2,0 \text{ м} = 1,0 + 2,0 = 3,0 \text{ м,} \quad (6.46)$$

$$\nabla_{\text{ЦО}} = \nabla_{\text{ГАЛ}} + h_{\text{гал}} + 3,5 = 59,50 + 2,5 + 3,5 = 65,50 \text{ м.} \quad (6.47)$$

Напор над центром выходного сечения водовыпуска:

$$H = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} + \nabla_{\text{УМО}}}{2} - \nabla_{\text{ЦО}} = \frac{95,00 + 90,60}{2} - 65,50 = 27,30 \text{ м.} \quad (6.48)$$

Расход через отверстие:

$$q_{\text{вв}} = \mu \omega \sqrt{2gH} = 0,8 \cdot 3,14 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 27,30} = 58,05 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.49)$$

где $\mu = 0,8$ – коэффициент расхода;

$\omega = 3,14 \text{ м}^2$ – площадь водовыпускного отверстия.

Количество водовыпускных отверстий, необходимое для пропуска расчетного расхода:

$$n = \frac{Q_c}{q_{\text{вв}}} = \frac{62,5}{58,1} = 1,1. \quad (6.50)$$

Окончательно принято количество водовыпускных отверстий для пропуска расчетного расхода $n = 2$, т.к. их минимальное кол-во должно равняться двум.

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 $B_{\text{п}}^I$:

$$B_{\text{п}}^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_6}{\rho_w}(1-n) + n(2-n) - \alpha_1}}, \quad (6.51)$$

где h – высота плотины:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 95,00 - 54,60 = 40,40 \text{ м}, \quad (6.52)$$

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

ρ_w – плотность воды 10 кН/м^3 ,

ρ_6 – плотность бетона 24 кН/м^3 ,

n – коэффициент для нескального основания, принимаемый исходя из графика.

$$B_{\text{п}}^I = \frac{40,40}{\sqrt{\frac{24}{10}(1-0,16) + 0,16(2-0,16) - 0,5}} = 30,03 \text{ м}.$$

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

$$B_{\Pi}^{II} = \frac{\gamma_{\Pi} h}{tg\varphi \left(\frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.53)$$

где $tg\varphi$ – коэффициент трения бетона по грунту, в случае гравийных и песчаных грунтов $tg\varphi = 0,5$;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, принимаемый в зависимости от класса плотины, для сооружения II класса $\gamma_n = 1,2$.

$$B_{\Pi}^{II} = \frac{1,2 \cdot 40,4}{0,5 \left(\frac{24}{10} + 0,58 - 0,5 \right)} = 39,1 \text{ м.}$$

Остальные расчеты приведены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – данные зависимостей $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$

Вп(1)	Вп(2)	n
35,01	39,10	0,58
35,22	38,94	0,59
35,44	38,79	0,6
35,66	38,63	0,61
35,89	38,48	0,62
36,12	38,33	0,63
36,37	38,18	0,64
36,62	38,03	0,65
36,88	37,88	0,66
37,15	37,73	0,67
37,42	37,59	0,68
37,71	37,44	0,69
38,01	37,30	0,7
38,32	37,15	0,71

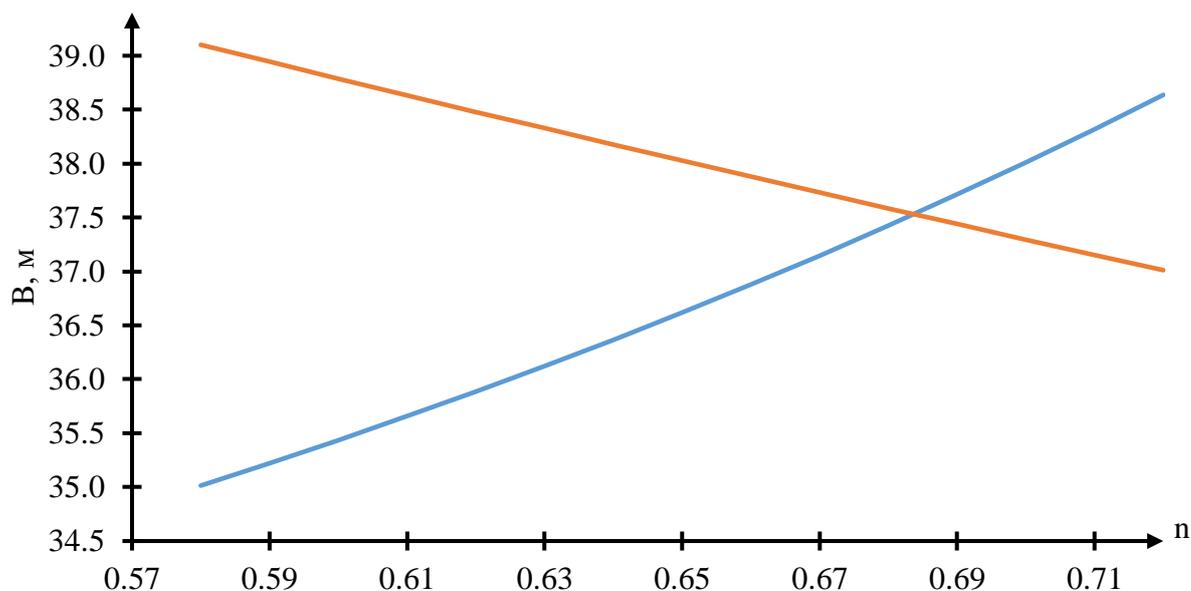


Рисунок 6.5 - графики зависимостей $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$

Графики пересекаются в точке, где $n = 0,683$ и $B_{\Pi} = 37,55$ м.
Отсюда ширина подошвы плотины принимается равной $B_{\Pi} = 37,55$ м.

6.3.2. Разрезка бетонных плотин швами

В бетонных плотинах предусмотрены постоянные (межсекционные и швы-надрезы) и временные (строительные) деформационные швы. Швы устроены для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерной осадке плотины и неравномерного распределения температуры в теле плотины.

Деформационные температурно-осадочные швы устроены вертикальными шириной 4-5 см в верхней части и 1-1,5 см в пределах фундаментной плиты. Ширина швов-надрезов 1-2 см.

6.3.3. Быки

Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму. В нижнем бьефе отметка верха уступа быка принята на 2,4 м выше максимальной отметки уровня нижнего бьефа.

Глубина и ширина паза рабочего затвора составляют – 0,15 x 1,0 м.

Глубина и ширина паза ремонтного затвора – 0,15 x 0,8 м.

Расстояние между затворами принимаем 1,5 м, с целью обеспечения прохода персонала для осмотра и ремонта затворов.

6.3.4. Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные 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 максимальными для обеспечения транспортировки и работы бурового, цементационного и другого оборудования.

Галереи, предусмотрены для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций. Назначены следующие проектные отметки: $\nabla_{\text{пол.гал.}} = 77,00$ м, $\nabla_{\text{пол.гал.}} = 62,00$ м, $\nabla_{\text{пол.гал.}} = 56,60$ м и размеры галерей, соответственно, 2 x 2,5 м и 2,5 x 3 м.

6.3.5. Понур

Для уменьшения фильтрационного расхода и снижения противофильтрационного давления в основании плотины путем удлинения путей фильтрации устроен глинистый понур.

Понур располагается на крупнообломочном гравийно-галечном основании. Поэтому исходя из рекомендаций принимаем максимальную толщину глинистого понура возле фундамента плотины равной 3 м. А в начале понура толщина глины 1 м. Сверху глина предохраняется от размыва креплением в виде бетонных плит длиной по 6 м. Между глиной и основанием предусмотрена подушка в виде песка для сопряжения двух сред. Длина понура 30 м, что является чуть больше величины напора.

6.3.6. Шпунт

В верховой части фундаментной плиты, за узлом примыкания к плотине понура, размещен железобетонный шпунт толщиной 0,3 м и длиной 10,6 м..

Шпунт представляет собой вертикальную преграду, которая уменьшает фильтрационное давление, и в связке с понуром гидравлически эффективен. Он является висячим, так как до водопора он не доходит.

6.3.7. Дренажные устройства в основании

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

Дренажи в плитах рисбермы и водобоя выполнены в виде вертикальных труб диаметром 200 мм. От применения горизонтального дренажа под водобоем и рисбермой было решено отказаться, так как грунт основания имеет относительно высокий коэффициент фильтрации и является естественным дренажным слоем.

Под подошвой плотины устроен слой горизонтального дренажа из галечникового грунта, отвод воды из которого осуществляется дренажными трубами в нижнюю галерею плотины.

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 в водобое устроены дренажи диаметром 200 мм. Толщина водобоя, равная 2,9 м, определена по формуле В.Д. Домбровского.

6.4.2. Рисберма

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 2 м, далее по потоку толщина плит уменьшаются, толщина последней плиты равна 1 м.

6.4.3. Ковш

Концевой участок рисбермы на нескальном основании выполняется в виде ковша.

Глубина ковша определяется по формуле:

$$h_{max} = K_p \cdot \sqrt{\frac{q_p}{V_h}}, \quad (6.54)$$

где $V_h = 1,2$ м/с - неразмывающая скорость для гравия диаметром 10 мм.

$$h_{max} = 1,05 \cdot \sqrt{\frac{19,15}{1,2}} = 4,19 \text{ м.}$$

Длина дна ковша:

$$l_k = (2 - 5) \cdot h_{кр}, \quad (6.55)$$

$$l_k = 3 \cdot 2,39 = 7,18 \text{ м.}$$

Дно ковша покрывают слоем мелкого камня толщиной 1-3 м. Уклон откосов ковша 1 : 4.

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: $S_{пл} = 620,4 \text{ м}^2$, $S_б = 1306,9 \text{ м}^2$.

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

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_б}{b + \delta_б}, \quad (6.56)$$

Вместо $b + \delta_б$ принимаем длину секции $l_c = 12$, так как принята двухпролётная схема разрезки. Соответственно ширину пролёта так же умножаем на два.

$$G_{пл} = \frac{620,4 \cdot 3 \cdot 2 \cdot 9,81 \cdot 2400}{12} = 7303 \text{ кН/м,}$$

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

b – ширина пролёта;

$\delta_б$ – толщина быка;

$\rho_б$ – плотность бетона.

Вес быка и точку его приложения определяем аналогичным образом:

$$G_б = \frac{S_б \cdot \delta_б \cdot \rho_б \cdot g}{b + \delta_б}, \quad (6.57)$$

$$G_б = \frac{1306,9 \cdot 3 \cdot 2 \cdot 2400 \cdot 9,81}{12} = 15385 \text{ кН/м.}$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.58)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\Gamma\text{В} + 0,5) \cdot b, \quad (6.59)$$

$$f = (96,00 - 89,00 + 0,5) \cdot 3 = 22,5 \text{ м}^2,$$

$$Q_3 = 0,055 \cdot 22,5 \cdot \sqrt{22,5} \cdot 9,81 = 58 \text{ кН}.$$

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

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_B}, \quad (6.60)$$

$$q_3 = \frac{58}{3 + 3} = 9,6 \text{ кН/м}.$$

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:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2}, \quad (6.61)$$

где $h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД}; \quad (6.62)$

$$h_1 = 95,00 - 54,60 = 40,4 \text{ м},$$

$$T_B = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 40,4^2}{2} = 8006 \text{ кН/м}.$$

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2}, \quad (6.63)$$

где $h_2 = \nabla\text{УНБ}_{\text{осн}} - \nabla\text{ПОД}, \quad (6.64)$

$$h_2 = 64,47 - 54,60 = 0,44 \text{ м},$$

$$T_H = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 9,87^2}{2} = 477,83 \text{ кН/м.}$$

6.5.3. Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления с высотой от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы сооружения:

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}} \cdot \rho_w \cdot g, \quad (6.65)$$

где $S_{\text{эп}} = 226,5 \text{ м}^2$ – площадь эпюры взвешивающего давления, включая зубья, определена с помощью AutoCAD.

$$W_{\text{взв}} = 226,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 2222 \text{ кН/м.}$$

6.5.4. Сила фильтрационного давления

Эпюра фильтрационного давления, действующего непосредственно на подошву плотины, представляет собой две трапеции (рисунок 6.6):

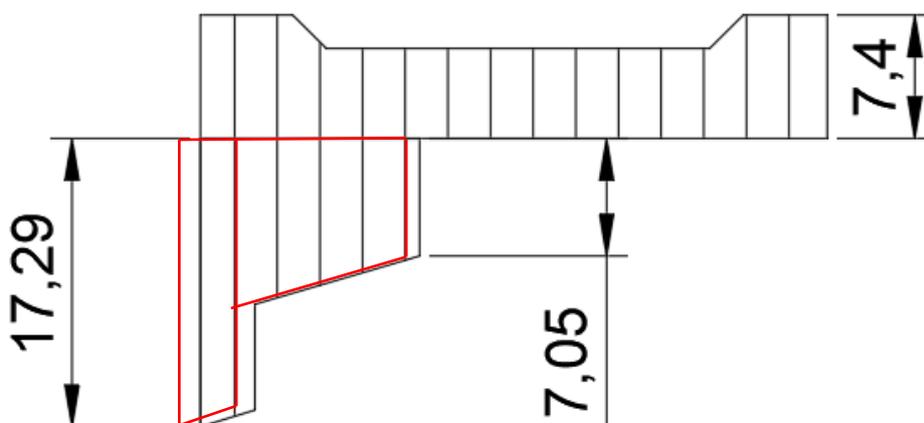


Рисунок 6.6 – Эпюра фильтрационного давления

$$W_{\text{ф}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}}, \quad (6.66)$$

где $S_{\text{эп}} = 137,8 \text{ м}^2$ – площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины (найдена при помощи программы AutoCAD).

$$W_{\text{ф}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 137,8 = 1351,8 \text{ кН/м.}$$

6.5.5. Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right), \quad (6.67)$$

где $\gamma_H = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;
 h_H – толщина слоя наносов, принимаем $h_H = 2,5 \text{ м}$;
 $\varphi_H = 21^\circ$ – угол внутреннего трения наносов.

$$p_H = 10 \cdot 2,5 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{21}{2} \right) = 11,8 \text{ кН/м}^2,$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_H = \frac{h_H \cdot p_H}{2}, \quad (6.68)$$

$$E_H = \frac{2,5 \cdot 11,8}{2} = 14,76 \text{ кН/м}.$$

Активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа определяют следующим образом:

Боковое давление грунта, пригруженного весом наносов:

$$P'_{гр} = \gamma_H^{взв} \cdot h_H \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.69)$$

где $\varphi_{гр} = 27^\circ$ – для гравия,
 $c = 60 \text{ кПа}$.

$$P'_{гр} = 10 \cdot 2,5 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{27}{2} \right) - 2 \cdot 60 \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{27}{2} \right) = -64,148 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

В точке на каждой границе слоя грунта толщиной $h_{гр}$ где действуют вес наносов и грунта, активное давление:

$$P''_{гр} = (\gamma_H^{взв} \cdot h_H + \gamma_{гр}^{взв} \cdot h_{гр}) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right). \quad (6.70)$$

Удельный вес взвешенного грунта:

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \gamma_w = 20 - (1 - 0,3) \cdot 9,81 = 13,13 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}, \quad (6.71)$$

где $\gamma_{гр}$ – удельный вес грунта основания, $\gamma_{гр} = 20 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$;

n_0 – пористость сухого грунта, $n_0 = 0,3$;
 $h_{гр}$ – толщина слоя грунта, $h_{гр} = 1$ м;
 $\varphi_{гр}$ – угол внутреннего трения грунта, $\varphi_{гр} = 27^\circ$;
 γ_w – удельный вес воды.

Таким образом:

$$\begin{aligned}
 P''_{гр} &= (10 \cdot 2,5 + 13,13 \cdot 1) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{27}{2} \right) - 2 \cdot 60 \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{27}{2} \right) = \\
 &= -45,163 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.
 \end{aligned}$$

Равнодействующая активного давления грунта на погонный метр:

$$E_a = \frac{P'_{гр} + P''_{гр}}{2} h_{гр} = \frac{-64,148 - 45,163}{2} \cdot 1 = -54,656 \text{ кН}. \quad (6.72)$$

Так как значение равнодействующей активного давления грунта отрицательно, то его не учитывают в дальнейших расчётах.

6.5.6. Волновое давление

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

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

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

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}}, \quad (6.74)$$

$$h_0 = \frac{3,14 \cdot 2,82^2}{32,33} = 0,77 \text{ м},$$

$$W_{волн} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 2,82 \cdot \left(\frac{32,33}{3,14} + \frac{0,77}{2} \right) = 147,8 \text{ кН/м}.$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%}, \quad (6.75)$$

$$y_c = \frac{32,33}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 2,82 = 4,1 \text{ м}.$$

6.5.7. Давление пригрузки воды

Вертикальная составляющая гидростатического давления (пригрузка воды) действует на части тела плотины в нижнем и верхнем бьефах, находящиеся под водой.

При уровне НБ, соответствующего $\nabla\text{УНБ}_{\text{осн}}$:

$$W_{\text{Н}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}}, \quad (6.76)$$

где $S_{\text{эп}} = 30,6 \text{ м}^2$ – площадь эпюры давления пригрузки, действующего на тело плотины со стороны НБ.

$$W_{\text{Н}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 30,6 = 300,2 \text{ кН/м.}$$

Со стороны верхнего бьефа при НПУ:

$$W_{\text{В}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 252 = 2472,12 \text{ кН/м,}$$

где $S_{\text{эп}} = 252 \text{ м}^2$ – площадь эпюры давления пригрузки, действующего на тело плотины со стороны ВБ.

6.6. Оценка прочности плотины

Оценка общей прочности плотины произведена в сечении на уровне подошвы плотины.

Для удобства расчётов составлена таблица 6.1, в которой занесены все нагрузки, умноженные на соответствующий коэффициент надёжности по нагрузке γ_f . В приведённых формулах изгибающий момент относительно середины расчётного сечения по часовой стрелке принят со знаком «плюс», против часовой стрелки – со знаком «минус»; нормальные растягивающие силы и напряжения со знаком «плюс», сжимающие – со знаком «минус». Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 6.4 – Основные нагрузки на плотину

Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$T_{\text{В}}$	1,0	→	8006,00	13,98	111923,88
$T_{\text{Н}}$	1,0	←	477,83	3,40	-1624,62
$G_{\text{б}}$	0,95	↓	15385,00	4,40	-67694,00
$G_{\text{пл}}$	0,95	↓	7303,00	2,20	-16066,60
$W_{\text{взв}}$	1	↑	2222,00	0	0
$W_{\text{ф}}$	1	↑	1351,80	14,00	18925,20
$E_{\text{Н}}$	1,2	→	14,76	8,23	121,47
$W_{\text{волн}}$	1,0	→	147,76	33,30	4918,41

Продолжение таблицы 6.4

Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
q_3	0,9	↓	9,60	11,93	-114,53
W_B	1	↓	2472,10	14,58	-36043,22
W_H	1	↓	300,20	15,92	-4779,18
		$\Sigma \downarrow \uparrow$	21896,10		9566,81

Расчёт краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчёте на 1 п.м. длины) выполнен по формулам:

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{\Sigma N}{B} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2}, \quad (6.77)$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.78)$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u, \quad (6.79)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2, \quad (6.80)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.81)$$

где $\gamma_w = 9,81 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;

H_d^u – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа.

$$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД}, \quad (6.82)$$

$$H_d^u = 95,00 - 54,60 = 33,00 \text{ м},$$

$$m_u = \text{tg } \alpha_1, \quad (6.83)$$

где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\text{tg } 90^\circ = 0$.

$$\sigma_y^u = -\frac{21896}{37,55} + \frac{6 \cdot (9566,81)}{37,55^2} = -542,41 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_x^u = -542,41 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 44,40 \cdot (1 - 0^2) = -396,32 \text{ кН/м}^2,$$

$$\tau_{xy}^u = (9,81 \cdot 44,40 + (-692,82)) \cdot 0 = 0,00,$$

$$\sigma_1^u = -542,41 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 44,40 \cdot 0^2 = -542,41 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_3^u = -9,81 \cdot 44,40 = -396,32 \text{ кН/м}^2.$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{\sum N}{B} - \frac{6 \cdot \sum M}{B^2}, \quad (6.84)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.85)$$

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.86)$$

$$\sigma_1^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (6.87)$$

$$\sigma_3^t = -\gamma_w \cdot H_d^t, \quad (6.88)$$

где H_d^t – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа:

$$H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{\text{осн}} - \nabla \text{ПОД}, \quad (6.89)$$

$$H_d^t = 64,47 - 54,60 = 9,87 \text{ м},$$

$$m_t = \text{tg } \alpha_2, \quad (6.90)$$

где α_2 – угол между низовой гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины низовая грань вертикальна, то $\text{tg } 90^\circ = 0$.

$$\sigma_y^t = -\frac{21896}{37,55} - \frac{6 \cdot 9566,81}{37,55^2} = -623,83 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_x^t = -623,83 \cdot 0,00^2 - 9,81 \cdot 9,87 \cdot (1 - 0,00^2) = -96,82 \text{ кН/м}^2,$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 9,87 - 623,83) \cdot 0,00 = 0,00 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_1^t = -623,83 \cdot (1 + 0,00^2) + 9,81 \cdot 9,87 \cdot 0,00^2 = -623,83 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_3^t = -9,81 \cdot 9,87 = -96,82 \text{ кН/м}^2,$$

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

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

$\sigma_1^u, \sigma_3^u, \sigma_1^t, \sigma_3^t$ – главные напряжения, соответственно у верхней 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 6.5.

Таблица 6.5 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
σ_y , кН/м ²	-542,41	-623,83
σ_x , кН/м ²	-396,32	-96,82
τ_{xy} , кН/м ²	0,00	0,00
σ_1 , кН/м ²	-542,41	-623,83
σ_3 , кН/м ²	-396,32	-96,82

6.7. Критерии прочности плотины и её основания

Проверка выполнения условий, полученных напряжений для основного сочетания нагрузок.

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.91)$$

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надёжности по ответственности;

$\gamma_{lc} = 1,0$ – коэффициент сочетания нагрузок;

$R_b = 11700$ кПа – расчётное сопротивление бетона сжатию, для бетона класса В20;

$\gamma_{cd} = 0,95$ – коэффициент условия работы.

$$1,2 \cdot 1,0 \cdot |-96,82| \leq 0,95 \cdot 11700,$$

$$116,19 \text{ кН/м}^2 < 11115,00 \text{ кН/м}^2.$$

Отсутствие растягивающих напряжений на верховой грани плотины:

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.92)$$

$$-542,41 \text{ кН/м}^2 < 0.$$

В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.93)$$

$$542,41 \text{ кН/м}^2 > 99,08 \text{ кН/м}^2.$$

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:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.94)$$

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надёжности по ответственности сооружения;

$\gamma_{lc} = 1,0$ – коэффициент сочетания нагрузок;

$\gamma_{cd} = 0,95$ – коэффициент условий работы;

R – расчётное значение обобщённой несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу);

F – сдвигающая сила.

$$R = (G_{пл} + G_6 + q_3 - W_\phi - W_{взв} + W_H + W_B) \cdot \operatorname{tg} \varphi + E_{пасс} \cdot \gamma'_c + c \cdot \omega, \quad (6.95)$$

$$R = (6937,85 + 14615,75 + 8,85 - 1352,00 - 2222,00 + 14,76 + 300,20 + 2472,10) \cdot \operatorname{tg} 27^\circ + 0,00 \cdot 0,7 + 0 \cdot 37,55 = 15582 \text{ кН},$$

где γ'_c – коэффициент условия работы для пассивного давления грунта принимается $\gamma'_c = 0,7$;

ω – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п. м:

$$\omega = B_n \cdot 1, \quad (6.96)$$

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H, \quad (6.97)$$

$$F = 8006,00 - 477,83 + 147,70 + 14,76 = 7690,63 \text{ кН},$$

$$\frac{15948 \cdot 0,95}{7960,63 \cdot 1,0} = 1,35 > 1,2.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости и имеет запас в 12,5 %.

7. Мероприятия по охране окружающей среды

7.1. Общие сведения о районе строительства

Река Рассоха берет начало в хребте Улахан-Чистай на Анабарском плато двумя истоками: Налим-Рассоха и Кюнγκюй-Рассоха. В низовьях извилиста, разбивается на два рукава, один из которых впадает в реку Попигай. Расход воды в районе проектируемого створа – 69 м³/с. Длина составляет 86 км, глубина до 60 м, ширина до 80 м.

Питание снеговое и дождевое. Режим реки характеризуется обильным весенним половодьем, летними паводками и низкой осенне-зимней меженью. Река протекает в зоне сплошной мерзлоты мощностью 500 – 1500 м.

По комплексу гидрохимических показателей относится ко 2-му классу по ГОСТ-2761-84, что говорит о том, что вода может использоваться для хозяйственно-питьевого водоснабжения после коагулирования, отстаивания, фильтрования и обеззараживания.

Рассматриваемая территория относится к умеренно-континентальному климатическому району с устойчиво-холодной зимой и жарким, но коротким летом. Средняя годовая температура воздуха составляет -2,3 °С, абсолютный минимум -51°С, абсолютный максимум +37°С. Среднегодовое количество осадков около 340 мм.

7.2. Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При русловой компоновке все бетонные сооружения гидроузла (водосброс, здание ГЭС и др.) располагаются в естественном русле реки. Этот тип характерен для рек, которые не имеют поймы, текут в относительно сжатых руслах, в малоразмываемых берегах. Такая компоновка свойственна в основном сооружениям с напором до 30 – 40 м с бетонными плотинами.

На первом этапе возводится ГТС первой очереди. Для этого отсыпаются перемычки первой очереди, под защитой которых разрабатывается котлован под бетонное сооружение, возводится бетонное сооружение, строительный расход при этом пропускается через суженную часть русла.

В случае если степень стеснения русла реки перемычками первой очереди препятствует нормальному пропуску строительных расходов, перед отсыпкой перемычек выполняют «уширение русла реки», это увеличивает пропускную способность суженной части русла и позволяет беспрепятственно осуществлять пропуск расходов.

Для пропуска строительных расходов на последующих этапах при такой компоновке используются обычно различные донные отверстия в постоянных бетонных сооружениях гидроузла (водосбросная плотина). На первом этапе возводится только та часть этих отверстий, которая обеспечивает пропуск расходов при перекрытии русла. При этом донные отверстия выполняются

обычно не на полную высоту, а до промежуточных отметок, в виде открытых водосливных отверстий типа «гребенка».

После возведения (или частичного возведения) бетонного сооружения первой очереди, перемычки первой очереди разбираются и отсыпаются перемычки второй очереди, примыкающие к устоям или «разделительной стенке» сооружения первой очереди.

Под защитой перемычек разрабатывается котлован, возводится сооружение второй очереди (здание ГЭС, глухая или водосбросная плотина), строительный расход в это время проходит через бетонные сооружения первой очереди. После возведения бетонных сооружений второй очереди перемычки разбираются и достраиваются все сооружения гидроузла (земляная плотина, бетонные водопропускные сооружения первой очереди методом «гребенки» и т. д.).

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 Рассоха в нижнем бьефе;
- формирование нового гидробиологического режима и повышение биологической продуктивности водоема;
- проявление кумулятивных эффектов.

В соответствии с требованиями СанПин 39-07-85 «Санитарных правил проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- мероприятия по очистке территорий, занятых промышленными объектами;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;
- очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключаящие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты.

7.3. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

В соответствии с СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора в части:

- мероприятий по подготовке ложа водохранилищ;
- уровня режима водохранилищ и режимов нижних бьефов;
- мероприятий по санитарной охране водных объектов в зоне влияния водохранилищ;
- прогноза качества воды водохранилищ и нижних бьефов.

Основные требования к санитарной очистке территории затопления:

– санитарная очистка проводится на всей территории подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению, кроме территорий, подлежащих инженерной защите.

– нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки на специально отведенные участки или специальные сооружения по обеззараживанию и переработке;

– очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию;

– очистка территории после переноса промышленных предприятий производится с учетом тех же требований, что и для населенных пунктов;

– скважины (артезианские, геологоразведочные, нефтяные и другие) как функционирующие, так и нефункционирующие попадающие в зону санитарной очистки, подлежат засыпке или тампонажу;

– все кладбища и другие места захоронений, попадающие в зону постоянного или временного затопления, подтопления и берегообрушения подлежат закрытию;

– скотомогильники, расположенные в пределах постоянного и временного затопления, в зоне сработки плюс 2 м ниже и в зоне берегообрушения, подлежат переносу;

– на территории санитарных зон предусматривается удаление всей древесной растительности заподлицо с землей, а на участках пляжей - корчевка пней с вывозом их за пределы зоны. Колодцы и другие искусственные углубления подлежат засыпке грунтом;

– почва животноводческих помещений, загонов, выгульных дворов и др. прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двутрети 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, подтопления и берегообрушения и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2 м;

– в местах, предназначенных для строительства водозаборных сооружений, территория ложа водохранилища в пределах от НПУ до максимальной сработки и на 2 м ниже, радиусом 3 км от места водозабора должна быть очищена от всей древесной растительности вровень с землей;

– территория ложа водохранилища в границах, указанных в п.10, должна обрабатываться особенно тщательно. Выгреба уборных после вывоза нечистот дезинфицируются сухими препаратами или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом. Навоз, свалки, отходы производства удаляются за зону затопления со снятием слоя грунта до чистого.

7.4. Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период

План действий в области охраны окружающей среды:

– мероприятия по снижению выбросов от автотранспорта и механизмов;
– разработка программы управления выбросами и мониторинга качества воздуха;

– разработка мероприятий по снижению пыления (мокрое пылеподавление, экранирование, сокращение открытых площадок и др.);

– разработка Плана обращения с отходами в соответствии с ФЗ «Об отходах производства и потребления» (ст.26) и СанПин 2.1.1322-03 «Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления»;

– организация места временного хранения отходов и своевременного вывоза на полигон с площадки строительства ГЭС;

– мероприятия по снижению шумовых нагрузок;

– выполнение расчета сбросов промстоков в условиях водохранилища;

– разработка Программы мониторинга за ледовым, гидрологическим и термическим режимом Лены в нижнем бьефе;

– выявление профессий, наиболее подверженных рискам заболевания природно-очаговыми болезнями и проведение превентивных профилактических мероприятий.

В комплекс мероприятий по санитарной подготовке территории входят:

– 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 водоохраной зоне;
- передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
- организация стоянок автотранспорта в специально оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

7.5. Отходы, образующиеся при строительстве

Поскольку в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, при этом будут образовываться большое количество отходов, в частности:

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 – общий объем бетонных работ, м^3 (195000 м^3);

q – удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$);

ρ – плотность бетона, $\text{т}/\text{м}^3$ ($\rho = 2,4 \text{ т}/\text{м}^3$).

$$M = \frac{(142000+847+5447) \cdot 1,8}{100} \cdot 2,4 = 6406,3 \text{ т.}$$

Зная длину бетонной части плотины $l_{\text{пл}}$ (115 метров), площадь поперечного сечения быка $S_{\text{б}}$, общую площадь $S_{\text{пл}}$, количество быков и их протяженность, мы можем рассчитать примерный объем бетонных работ:

$$N_1 = S_{\text{б}} \cdot l_{\text{пл}} - (S_{\text{б}} - S_{\text{пл}}) \cdot l_{\text{б}}, \quad (7.2)$$

$$N_1 = 1306,9 \cdot 115 - (1306,9 - 620,4) \cdot 12 = 142 \text{ т. м}^3.$$

Также, зная длину понура $l_{\text{пон}}$, ширину $b_{\text{пон}}$ и высоту $h_{\text{пон}}$, вычисляется объем бетонных работ при строительстве понура.

С учетом строительства на нескальном основании берем в расчёт понур:

$$N_2 = l_{\text{пон}} \cdot b_{\text{пон}} \cdot h_{\text{пон}}, \quad (7.3)$$

$$N_2 = 30 \cdot 113 \cdot 0,25 = 847 \text{ м}^3.$$

Также учитываются бетонные работы при заливке водобоя и рисбермы:

$$N_3 = b \cdot (l_{\text{вод}} \cdot h_{\text{вод}} + l_p \cdot h_p), \quad (7.4)$$

где $l_{\text{вод}}$ – длина водобоя;
 $h_{\text{вод}}$ – высота водобоя;
 l_p – длина рисбермы;
 h_p – высота рисбермы.

$$N_3 = 24 \cdot (30,66 \cdot 3 + 90 \cdot 1,5) = 5448 \text{ м}^3.$$

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 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (7.5)$$

где N – количество арматуры, которое мы берем из сравнения с ГЭС с подобным объёмом бетонных работ, т (1230 т);

q – удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$);

ρ – удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0$ т/м³).

$$M = \frac{1230 \cdot 1,0}{100} \cdot 2,0 = 24,6 \text{ т.}$$

При строительстве будет образовано 6406,3 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме) и 24,6 т отходов черных металлов в виде кусков металла. После чего захоронение отходов бетона должно быть произведено на специализированном полигоне, а отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовки лома черных металлов для дальнейшей переплавки в целях последующей переработки, поскольку данный вид отходов является вторичным ресурсом.

7.6. Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

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.

В связи с тем, что на расстоянии 80 км от ГЭС находится населенный пункт – посёлок Хатанга, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов», требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов. Граница первого пояса ЗСО водопровода с поверхностным источником устанавливается с учетом конкретных условий.

Для водотоков:

– вверх по течению - не менее 200 м от водозабора;

– вниз по течению - не менее 100 м от водозабора;

– во прилегающему к водозабору берегу - не менее 100 м от линии уреза воды летне-осенней межени;

– в направлении к противоположному от водозабора берегу при ширине реки или канала менее 100 м - вся акватория и противоположный берег шириной 50 м от линии уреза воды при летне-осенней межени, при ширине реки или канала более 100 м - полоса акватории шириной не менее 100 м.

Для водоёмов (водохранилища, озера) граница первого пояса должна устанавливаться в зависимости от местных санитарных и гидрологических условий, но не менее 100 м во всех направлениях по акватории водозабора и по прилегающему к водозабору берегу от линии уреза воды при летне-осенней межени.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения посёлка Хатанга, в пределах промплощадок объектов Рассохской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02:

– В первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;

– Выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора;

В пределах санитарно-защитной полосы водоводов должны отсутствовать источники загрязнения почвы и грунтовых вод.

8. Пожарная безопасность. Охрана труда. Безопасность ГЭС

8.1. Безопасность гидротехнических сооружений

Рассохская ГЭС, согласно проекту, относится ко второму классу ГЭС. Одной из важнейших задач эксплуатационной службы является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений.

Для контроля состояния Рассохской 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 ГЭС на основе анализа величин контролируемых показателей.

Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГЭС 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 ГЭС составляется Декларация о безопасности, в которой обосновывается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по их предотвращению и ликвидации явлений, препятствующих безопасной эксплуатации.

Ответственность за обеспечение безопасности несет собственник гидроэлектростанции.

8.2. Опасные производственные факторы, действующие на предприятии

К опасным производственным факторам относятся:

- наличие движущихся частей приводов и механизмов;
- наличие токоведущих частей машин и оборудования, находящихся под напряжением;
- наличие больших объемов масла в маслохозяйстве и оборудовании;
- наличие оборудования, при нормальной работе которого используется элегаз SF₆;
- повышенный шум и вибрация;
- низкие температуры воздуха в зимний период.

Работникам ГЭС должны выдаваться в полном объеме средства защиты и спецодежда. Работники станции в обязательном порядке должны использовать ее в рабочей деятельности.

При ремонтных работах устанавливаются защитные ограждения, а также вывешиваются соответствующие плакаты.

Все движущиеся части и оборудование, имеющие открытые токоведущие части, ограждаются стационарными ограждениями.

8.3. Охрана труда Рассохской 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 Рассохской 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 Рассохской ГЭС должен быть обучен приемам оказания первой помощи при несчастных случаях на производстве и овладеть навыками их применения.

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

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

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;
- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара 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 Рассохской 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 Рассохской 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 Рассохской ГЭС являются:

- гидрорегенераторы;
- 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 110 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

здвижками. 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;
- 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 на Рассохской 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 Рассохской 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 Рассохскую 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 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 вентилялей;

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;

8. При естественном освещении помещения аккумуляторных батарей стекла окон должны быть матовыми или покрываться белой клеевой краской, стойкой к агрессивной среде;

9. Работы с использованием паяльных ламп в помещениях аккумуляторных батарей должны проводиться после прекращения зарядки батареи при условии тщательного проветривания и анализа воздушной среды;

10. Запрещается непосредственно в помещениях аккумуляторных батарей курить, хранить кислоты и щелочи в количествах, превышающих односменную потребность, оставлять спецодежду, посторонние предметы и стораемые материалы.

9. Технико-экономические показатели

9.1. Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

9.1.1. Оценка объёмов реализации электроэнергии

Гидроэнергетика – один из крупнейших возобновляемых источников энергии, которым активно пользуются в России. Непосредственным участником данного направления являются гидроэлектростанции. Они в свою очередь регулируют параметры энергосистемы в нестационарных режимах, а также покрывают наиболее неравномерные части графика нагрузки. 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	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Установленная мощность, МВт	45,0	45,0	45,00	45,0	45,0
Число часов использования установленной мощности	4 000,0	4 000,0	4 000,0	4 000,0	4 000,0
Выработка электроэнергии, МВт·ч	180 000	180 000	180 000	180 000	180 000
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Расход электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00

Продолжение таблицы 9.1

Наименование показателя	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Объем реализации Электроэнергии, МВт·ч	179 910	179 910	179 910	179 910	179 910
Тариф на электроэнергию, руб/МВт·ч	1 206,00	1 235,00	1 262,00	1 289,00	1 348,00
Выручка от реализации Электроэнергии, млн. руб.	18,14	18,50	18,90	19,31	20,22
НДС к выручке, млн. руб.	2,83	2,82	2,96	2,96	3,15

При постоянном объеме продажи электроэнергии выручка от реализации возрастает, что связано с ростом тарифа на электроэнергию. Рост тарифа обусловлен прогнозом Единых сценарных условий 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 ДЗОПАО «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 и 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. Данные 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	11,5
Прочие	274,0	12,3
Итого по ГЭС	529,2	23,8

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	0,12
от 6 до 15	0,17
от 16 до 25	0,3
свыше 25	0,4

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, тыс. руб./МВт·ч	Сумма, млн. руб.
ОАО «СО – ЕЭС» (Системный оператор ЕЭС)	135,380	6,092
НП АТС (Администратор торговой системы)	1,097	0,427
ЦФР (Центр финансовых расчетов)	0,318	0,124
Итого		6,642

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Рассоха 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.	539,87	28,19	50,89	30,06	30,06
Расходы на страхование, млн. руб.	4,27	6,67	6,74	6,43	6,14
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	23,81	23,81	23,81	23,81	23,81
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	0,53	0,83	1,19	1,14	1,09
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	6,64	6,64	6,64	6,64	6,64
Налог на воду, млн. руб.	1,71	1,87	1,87	1,87	1,87
Итого, млн. руб.	576,84	68,02	91,14	69,95	69,61

Полное введение оборудования в эксплуатацию приходится на один год, что приводит к большим расходам, связанным с амортизационными отчислениями.

В последующие годы, на время окончания строительства, возрастают расходы на страхование и ремонт производственных фондов (закупается и монтируется новое оборудование, подключается обслуживающий персонал), затем замечена тенденция на убыль.

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 (93%) и эксплуатационные затраты (4%).

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.	57,46	76,94	77,30	57,48	75,34
НДС, млн. руб.	86,20	89,89	82,62	77,72	93,79
Взносы в социальные фонды, млн. руб.	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71
Налог на имущество, млн. руб.	14,94	14,27	13,61	13,13	12,74
Итого, млн. руб.	163,31	185,81	178,24	153,04	190,59

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.	403,44	413,09	422,81	431,75	451,06
Текущие расходы, млн. руб.	576,84	91,14	91,14	69,61	69,61
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн. руб.	-173,40	345,07	331,67	361,80	381,45
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн. руб.	-173,40	345,07	331,67	361,80	381,45
Скорректированный налог на прибыль, млн. руб.	-34,68	69,01	66,33	72,36	76,29
НОПАТ (чистая прибыль), млн. руб.	-138,72	276,06	265,34	289,44	218,30
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

С вводом гидроагрегата в эксплуатацию происходит рост чистой прибыли, также увеличиваются текущие расходы.

Отток денежных средств связан с продолжающимся строительством.

9.3. Анализ денежных потоков

На рисунке 9.1 представлен график Cash-Flow с указанием укрупненных этапов строительства станции.

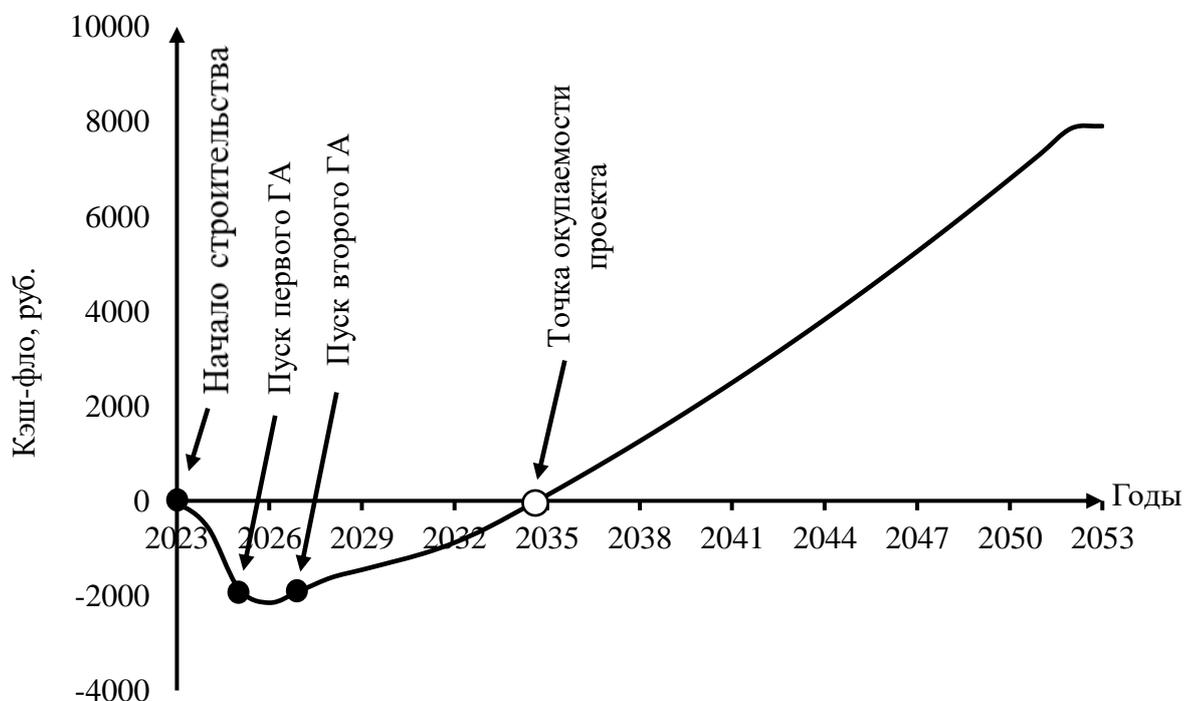


Рисунок 9.2 – График Cash-Flow

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 2025 году. С началом производства электроэнергии денежный поток имеет положительный рост, величина отрицательного денежного потока сокращается и в 2035 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:

1. Чистый, дисконтированный доход;
2. Индекс прибыльности;
3. Срок окупаемости;
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии со следующими нормативными документами:

а) «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;

б) «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;

в) 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 Рассохской ГЭС составляет 30 лет, что соответствует сроку службы основного оборудования;

– используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся в 1 кв. 2023 года;

– предполагается что в течении 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 «Рассохская ГЭС на реке Рассоха»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,60
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	346,00
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	25,89
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,02
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	11,76
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0,27
Удельные капиталовложения, руб/Квт	82719,10

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 9.4.2.

Таблица 9.4.2 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2026	2027	2028	2029	2030
В федеральный бюджет, млн. руб.	1,71	1,87	18,69	145,52	168,69
В региональный бюджет, млн. руб.	6,12	14,99	16,19	14,94	14,27
Итого налоговых поступлений, млн. руб.	12,18	21,57	39,59	165,17	187,67

Строительство Рассохской 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 (анализируемого показателя) к изменениям:

- а) Изменение объёма инвестиций;
- б) Изменение цены сбыта;
- в) Изменение ставки налогов;
- г) Изменение ставки дисконтирования.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

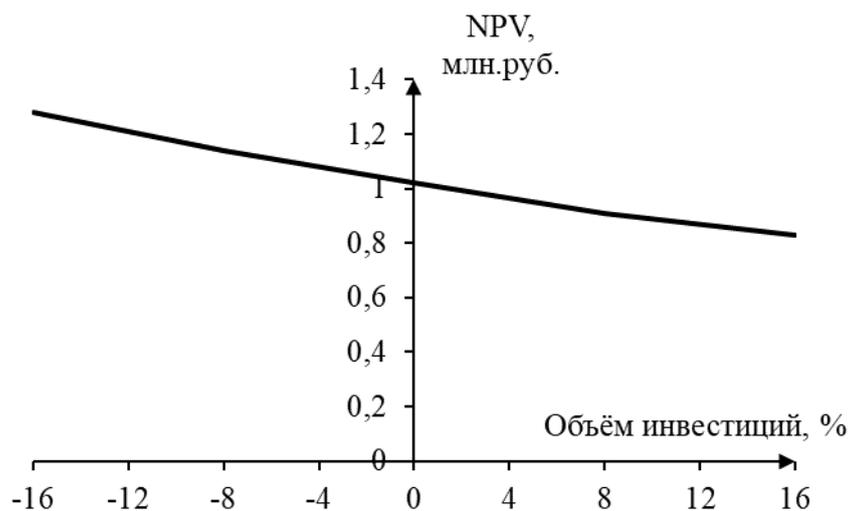


Рисунок 9.3 – Изменение NPV в зависимости от изменения объема инвестиций

Увеличение объема инвестиций ведет к уменьшению NPV.

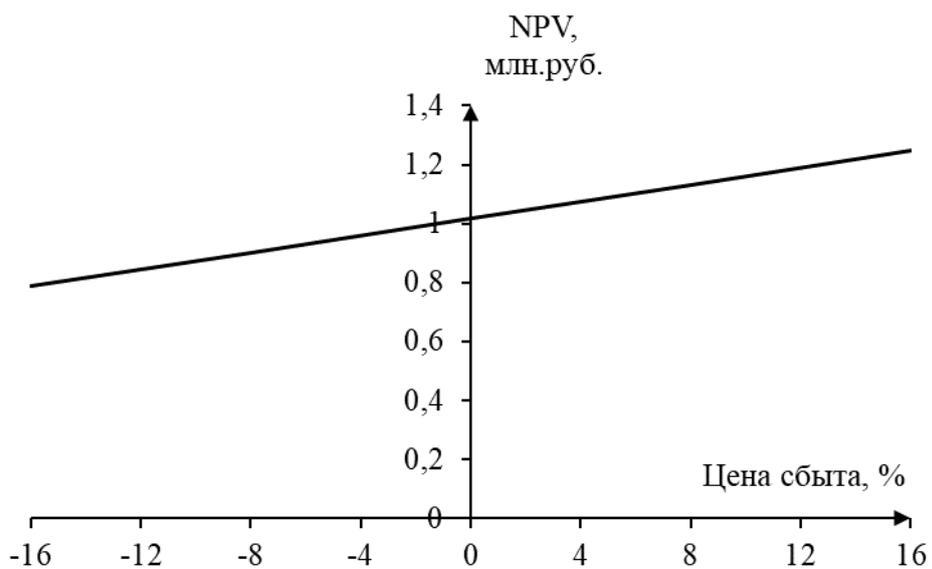


Рисунок 9.4 – Изменение NPV в зависимости от изменения цены сбыта

Увеличение цены сбыта ведет к увеличению NPV.

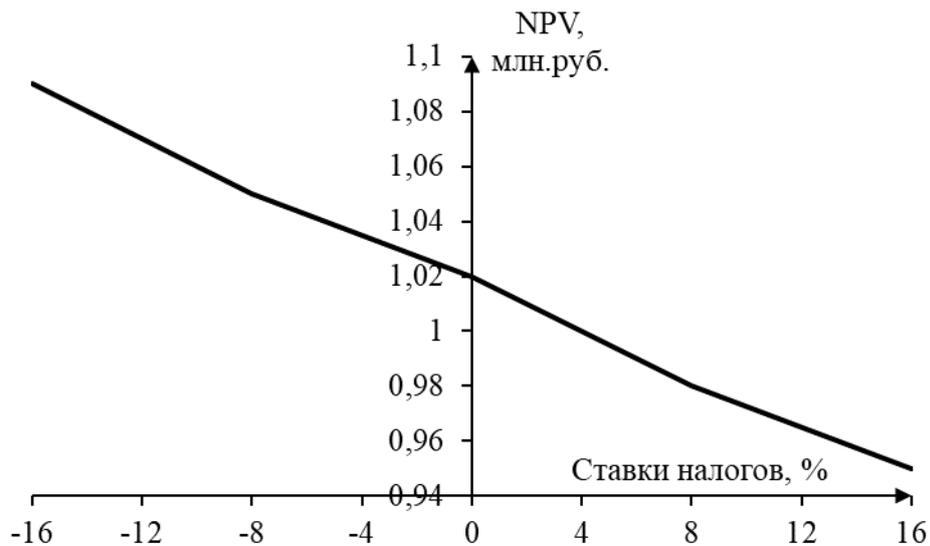


Рисунок 9.5 – Изменение NPV в зависимости от изменения ставки налогов

Увеличение ставки налогов ведет к уменьшению NPV.

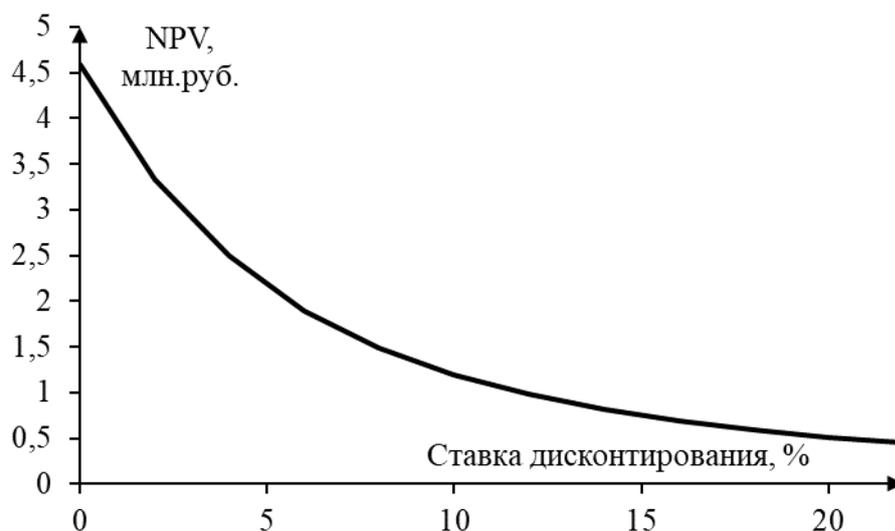


Рисунок 9.6 – Изменение NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Увеличение ставки дисконтирования ведет к уменьшению NPV.

10. Устройства релейной защиты блочных трансформаторов

10.1. Общие положения

Релейная защита осуществляет автоматическое отключение поврежденного элемента электрической системы (как правило, при коротких замыканиях, либо при неисправности самого элемента), от остальной неповрежденной части системы при помощи коммутационных аппаратов.

Важность релейной защиты определяется тем, что без нее невозможно осуществить бесперебойную работу энергетических установок.

Следует отличать, что некоторые виды повреждений непосредственно не нарушают работу системы. В таких случаях часто допускают действие защиты на сигнал, сигнализируя о ненормальном режиме работы оборудования. Вторым назначением релейной защиты является то, что она должна реагировать на опасные и ненормальные режимы работы элементов электрической сети, оборудования связанных единым технологическим процессом производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии.

В зависимости от их вида и условий работы, эксплуатации установки, защита действует на сигнал или на отключение элемента, который оставлять в работе нежелательно, так как это может привести к аварии.

10.2. Особенности защиты блоков

Блочные схемы соединений находят широкое применение на современных мощных электростанциях. Они позволяют объединить однотипные защиты генератора и трансформатора в одну общую защиту, но не имеют поперечных связей, позволяющих заменять один элемент блока (трансформатор или генератор) аналогичным элементом другого блока. В результате этого повреждение или нарушение нормальной работы одного элемента блока выводит из работы весь блок.

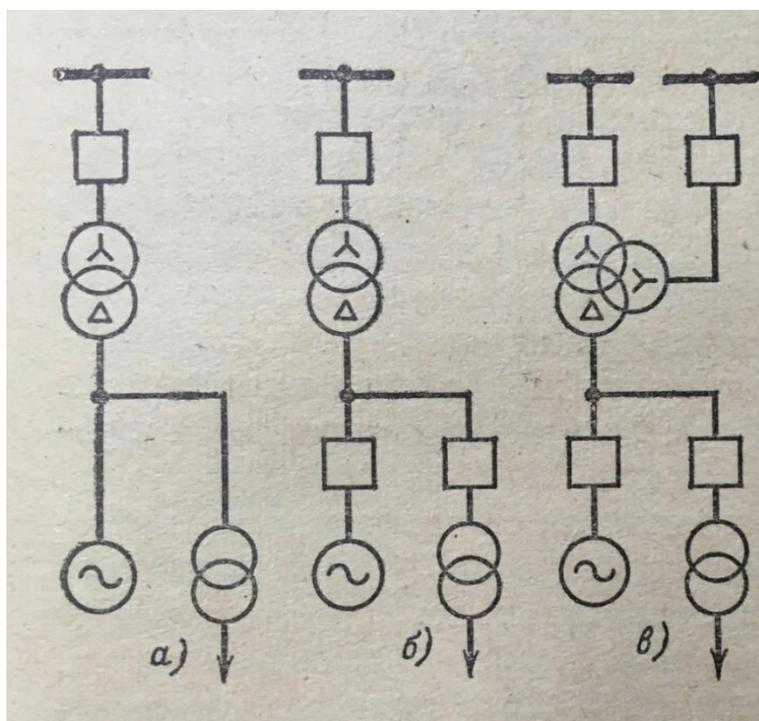


Рисунок 10.1 – основные схемы блоков генератор – трансформатор с ответвлением на с. н..

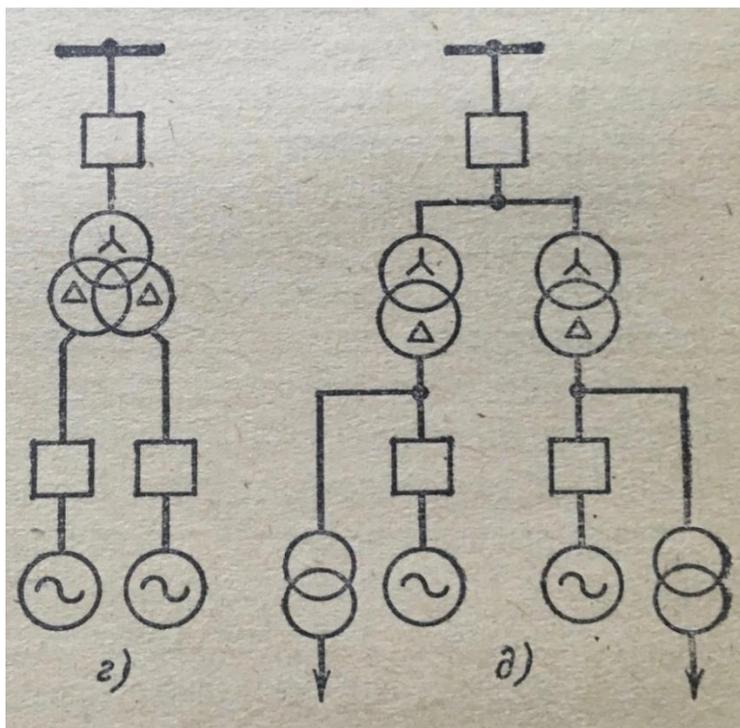


Рисунок 10.2 - основные схемы блоков: г – укрупненный блок; д – объединённый блок

На генераторах, трансформаторах (или автотрансформаторах) и линиях, соединенных в один блок, устанавливаются те же защиты, что и в случае их раздельной работы. Однако объединение в один рабочий агрегат нескольких элементов большой мощности вызывает некоторые, отмеченные ниже особенности в требованиях к защитам и в отдельных случаях в исполнении защиты.

- Соединение в один блок нескольких элементов позволяет объединить однотипные защиты этих элементов в одну общую защиту. Общими обычно выполняются дифференциальные защиты генератора и трансформатора, а также защиты от сверхтоков при внешних к. з. и перегрузках;

- Отсутствие электрической связи между генератором и сетью, имеющее место в блочных схемах, облегчает решение вопросов селективности защиты генератора от замыканий на землю, но требует в то же время новых способов выполнения этой защиты;

- Вследствие высокой стоимости мощных генераторов и трансформаторов блока к их защитам от внутренних повреждений предъявляются высокие требования в части чувствительности, скорости действия и надёжности;

- Малые запасы по нагреву мощных генераторов обуславливают необходимость выполнения защиты от недопустимого нагрева ротора генератора при несимметричном режиме и от перегрузки обмотки ротора;

- На блоках без поперечных связей, все элементы которых объединены в единый агрегат, возникает необходимость действия электрических защит не только на выключатель и АГП, но и на останов блока.

С остальными особенностями защит блочных схем можно ознакомиться в приказе Минэнерго России от 13.02.2019 №101 п.103 - п.120.

10.3. Требования к защите блока

Согласно 7 разделу ПУЭ для блоков генератор–трансформатор с генераторами мощностью более 10 МВт должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- 1) замыканий на землю на стороне генераторного напряжения;
- 2) многофазных замыканий в обмотке статора генератора и на его выводах;
- 3) замыканий между витками одной фазы в обмотке статора турбогенератора;
- 4) многофазных замыканий в обмотках и на выводах трансформатора;
- 5) однофазных замыканий на землю в обмотке трансформатора и на ее выводах, присоединенных к сети с большими токами замыкания на землю;
- 6) замыканий между витками в обмотках трансформатора;
- 7) внешних КЗ;
- 8) перегрузки генератора токами обратной последовательности (для блоков с генераторами мощностью более 30 МВт);
- 9) симметричной перегрузки обмотки статора генератора и обмоток трансформатора;
- 10) перегрузки обмотки ротора генератора током возбуждения (для турбогенераторов с непосредственным охлаждением проводников обмоток и для гидрогенераторов);
- 11) повышения напряжения на статоре генератора и трансформаторе блока (для блоков с турбогенераторами мощностью 160 МВт и более и для всех блоков с гидрогенераторами);
- 12) замыканий на землю в одной точке цепи возбуждения;
- 13) замыканий на землю во второй точке цепи возбуждения турбогенератора мощностью менее 160 МВт;
- 14) асинхронного режима с потерей возбуждения;
- 15) понижения уровня масла в баке трансформатора;
- 16) частичного пробоя изоляции вводов 110 кВ трансформаторов.

Защиты должны отвечать следующим требованиям:

– на блоках с генераторами мощностью более 30 МВт, как правило, должна быть предусмотрена защита от замыканий на землю в цепи генераторного напряжения, охватывающая всю обмотку статора;

– при наличии выключателя в цепи генератора должна быть дополнительно предусмотрена сигнализация замыканий на землю на стороне генераторного напряжения трансформатора блока;

– на блоке с генератором, имеющим косвенное охлаждение, состоящем из одного генератора и одного трансформатора, при отсутствии выключателя в

цепи генератора рекомендуется предусматривать одну общую продольную дифференциальную защиту блока;

- на блоке с генератором, имеющим непосредственное охлаждение проводников обмоток, следует предусматривать отдельную продольную дифференциальную защиту генератора. При этом, если в цепи генератора имеется выключатель, то должна быть установлена отдельная дифференциальная защита трансформатора блока;

- на блоках с генераторами мощностью 60 МВт и более вместо указанной защиты рекомендуется применять дистанционную защиту;

- на блоках генератор - трансформатор с выключателем в цепи генератора при отсутствии резервной дифференциальной защиты блока должна быть предусмотрена максимальная токовая защита со стороны высшего напряжения блока, предназначенная для резервирования основных защит трансформатора блока при работе с отключенным генератором;

- при наличии выключателя в цепи генератора с непосредственным охлаждением проводников обмоток следует предусматривать резервирование при отказе этого выключателя (например, применением УРОВ);

- при действии на отключение защит статора генератора и трансформатора блока от внутренних повреждений, а также защит ротора генератора должно производиться отключение поврежденного элемента от сети, гашение поля генератора и возбuditеля, пуск УРОВ и осуществляться воздействие на технологические защиты;

- на гидроэлектростанциях при внутренних повреждениях блока кроме отключения блока должен производиться останов агрегата. Действие на останов агрегата допускается осуществлять также при отключении блока в результате внешних повреждений;

- на блоках генератор – трансформатор — линия основная защита линии и резервная защита со стороны энергосистемы должны быть выполнены в соответствии с требованиями настоящей главы по защите линий, а со стороны блока функции резервной защиты линии должны выполняться резервными защитами блока.

10.4. Защиты блочных трансформаторов

10.4.1. Виды применяемых защит

В зависимости от назначения на трансформаторах применяются различные виды защит:

- Дифференциальная защита для защиты от повреждений обмоток, вводов и ошиновок;

- Токовая отсечка мгновенного действия для защиты от повреждений ошиновок, вводов и части обмотки со стороны источника питания;

- Газовая защита для защиты от повреждений внутри бака трансформатора (автотрансформатора), сопровождающихся выделением из масла газа;
- Максимальная токовая защита для защиты от сверхтоков проходящих через трансформатор (автотрансформатор) при повреждениях как самого трансформатора, так и смежных элементов сети, связанных с ним;
- Защита от замыканий на корпус;
- Защита от перегрузки;
- Защита от повышения напряжения.

При рассмотрении блочных трансформаторов, стоит учитывать некоторые особенности установки защит, прописанные в ПУЭ:

1) При отсутствии генераторного выключателя для защиты трансформатора должна устанавливаться либо отдельная дифференциальная защита трансформатора, либо общая продольная дифференциальная защита блока;

2) При наличии генераторного выключателя в цепи блока на генераторе и на трансформаторе должны быть установлены отдельные продольные дифференциальные защиты;

3) Для защиты ошиновки между выключателями со стороны обмотки ВН трансформатора и трансформатором блока должна устанавливаться отдельная диф. защита ошиновки ВН;

4) При отсутствии генераторного выключателя для защиты трансформатора должна устанавливаться либо отдельная диф. защита трансформатора, либо общая продольная дифференциальная защита блока.

10.4.2. Защиты трансформаторов блока Зейской ГЭС

Комплект РЗ №1 Т и Комплект РЗ №2 Т предназначены для защиты силового трансформатора и трансформатора собственных нужд от всех видов КЗ и ненормальных режимов работы, вызванных перегрузкой токами прямой и обратной последовательности. Комплект РЗ №1 Т и Комплект РЗ №2 Т, два параллельно работающих микропроцессорных терминала релейных защит, производства НПП «ЭКРА», что позволяет обеспечить работу трансформаторов с одним исправным комплектом защит. При неисправности одного комплекта, он выводится оперативно.

Набор функций Комплекта №1 и Комплекта №2 идентичен и включает защиты, представленные в таблице 10.1 и таблице 10.2.

Таблица 10.1 – набор функций Комплекта релейной защиты силового трансформатора

№ п/п	Обозначение защиты	Полное наименование защиты
Защиты силового трансформатора		
1.	I Δ T	Дифференциальная защита трансформатора

Продолжение таблицы 10.1

№ п/п	Обозначение защиты	Полное наименование защиты
Защиты силового трансформатора		
2.	IoT	Защита от замыкания на землю в сети 500 кВ с ускорением в неполнофазном режиме
3.	I>T	Резервная МТЗ трансформатора на стороне 500 кВ
4.	UoT	Защита трансформатора от замыкания на землю в сети генераторного напряжения 15,75 кВ
5.	PT ВН	Орган контроля тока трансформатора на стороне 500 кВ
6.	U<T	Орган контроля отсутствия напряжения на стороне 15,75 для пуска ПЖТ трансформатора
7.	ПЖТ Т5	Разрешение пожаротушения трансформатора Т5
8.	ГЗТ Т5	Газовая защита трансформатора Т5
9.	U>Toхл	Орган контроля напряжения для системы охлаждения трансформатора
10.	U>Toхл	Орган контроля напряжения для системы охлаждения трансформатора
11.	I>Toхл	Орган контроля тока для системы охлаждения трансформатора
12.		Защита при потере охлаждения трансформатора

Таблица 10.2 – набор функций Комплекта релейной защиты трансформатора агрегатных нужд

Защита трансформатора агрегатных нужд		
1.	I >>ТСН	Токовая отсечка ТСН
2.	I>MTЗ	Максимальная токовая защита ТСН
3.	IoТСН	Защита от замыкания на землю в сети 0,4 кВ ТСН

10.4.3. Дифференциальная защита Зейской ГЭС

В качестве изучаемой защиты трансформатора была выбрана ДФЗ, так как она является одной из основных, вследствие чего имеет приоритетное значение.

Продольная дифференциальная защита трансформатора является основной быстродействующей чувствительной защитой от многофазных коротких замыканий в обмотках и на выводах и межвитковых замыканий в обмотках. Защита выполняется трехфазной и подключается к трансформаторам тока, установленным с каждой из сторон выводов трансформатора. Она действует на отключение генератора, гашение полей, останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов и на пуск пожаротушения генератора.

Защита состоит из двух измерительных органов дифференциального тока.

Первый орган: орган начального дифференциального тока срабатывания, который надежно защищает трансформатор при сравнительно небольших токах коротких замыканий. Орган выполнен с торможением, что позволяет обеспечить отстройку защиты от нерасчетных значений тока небаланса при сквозных токах внешних коротких замыканий.

Второй орган: орган дифференциальной отсечки, надежно защищает трансформатор при больших токах коротких замыканий.

При включении трансформатора, с выдержкой времени, происходит загробление уставки тока срабатывания дифференциальной защиты трансформатора.

Так же защита имеет функцию обнаружения броска тока намагничивания, при обнаружении которого, защита блокируется. Бросок тока намагничивания обнаруживается по соотношению второй гармонической составляющей к основной гармонической составляющей (это соотношение принимается равным 12,5 %).

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

С целью проверки правильности выбора уставок, предоставленных формул и усовершенствования расчетных навыков были проведены расчеты продольной ДФЗ.

Исходными данными являются:

Номинальный ток генератора: $I_{\Gamma}^{(1)} = 9714 \text{ А}$.

Номинальная полная мощность трансформатора: $S_{\text{НОМ}} = 250000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $k_{\text{ТТ}} = 10000/5 \text{ А}$.

Номинальное напряжение стороны ВН: $U_{\text{НОМ(ВН)}} = 525 \text{ кВ}$.

Номинальное напряжение стороны НН: $U_{\text{НОМ(НН)}} = 15,75 \text{ кВ}$.

Расчёты:

1) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах.

Первичный базисный ток защищаемой стороны:

$$I_{\text{баз(п)}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ(ВН)}}}, \quad (10.1)$$

$$I_{\text{баз(п)}} = \frac{250000}{\sqrt{3} \cdot 525} = 274,93 \text{ А}.$$

Величина $I_{\text{СР.0}}$ выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{\text{НБ(Н)}} = (\varepsilon^* + \Delta f_{\text{выр}} + \Delta f_{\text{птт}}) \cdot I_{\text{баз(п)}}, \quad (10.2)$$

где $\varepsilon^* = 0,1$ – полная погрешность трансформаторов тока;

$\Delta f_{\text{выр}} = 0,02$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч;

$\Delta f_{\text{птт}} = 0,07$ – относительная погрешность выравнивания внешнего трансформатора;

$I_{\text{баз(п)}}$ – первичный базисный ток.

$$I_{\text{НБ(Н)}} = (0,1 + 0,02 + 0,07) \cdot 274,93 = 52,24 \text{ А.}$$

Уставка начального тока срабатывания дифференциальной защиты генератора по первому условию:

$$I_{\text{СР.0}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}}, \quad (10.3)$$

где $K_{\text{отс}} = 1,2$ – коэффициент отстройки.

$$I_{\text{СР.0}} = 1,2 \cdot 52,24 = 62,68 \text{ А.}$$

Уставка начального тока срабатывания в относительных единицах:

$$I_{\text{СР.0}}^* \geq \frac{I_{\text{ср(п)}}}{I_{\text{баз(п)}}}, \quad (10.4)$$

где $I_{\text{ср(п)}}$ – ток срабатывания защиты в первичных величинах, приведенный к напряжению обмотки ВН, А.

$$I_{\text{СР.0}}^* = \frac{62,68}{274,93} = 0,23 \text{ о. е.}$$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(max)}} = (K_{\text{АП}} \cdot \varepsilon^* + K_{\text{ОДН}} + \Delta f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{СКВ.max}}, \quad (10.5)$$

где $K_{\text{АП}} = 1,5$ – коэффициент апериодической составляющей;

$\varepsilon^* = 0,1$ – полная погрешность трансформатора тока;

$\Delta f_{\text{выр}} = 0,02$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч;

$K_{\text{ОДН}} = 0,5$ – 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 (берется из эксплуатационных измерений).

$$I_{\text{НБ(max)}} = (2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 + 0,02) \cdot 50583 = 33891 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(max)} \cdot K_{отс}}{I_T}, \quad (10.6)$$

где $K_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность защиты, приближенность расчета токов КЗ и необходимый запас;

I_T – ток торможения в рассматриваемом режиме:

$$I_T = \sqrt{I_{СКВ.max} \cdot (I_{СКВ.max} - I_{НБ(max)}) \cdot \cos\alpha}, \quad (10.7)$$

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

$$I_T = \sqrt{50583 \cdot (50583 - 33891) \cdot \cos 20^\circ} = 58137 \text{ А},$$

$$K_T > \frac{33891 \cdot 1,2}{58137} = 0,49.$$

Принимаем уставку $K_T = 0,5$.

3) Уставка начального торможения:

$$I_{НТ} = \frac{I_{СР.0}^*}{K_T}, \quad (10.8)$$

$$I_{НТ} = \frac{0,228}{0,5} = 0,47 \text{ о. е.}$$

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

$$B \geq I_{НТ}, \quad (10.9)$$

$$B \geq 0,47 \text{ о. е.}$$

Принимаем типовое значение уставки $B = 1,5$ (при этом значении условие выполняется и удовлетворяются ограничения по требованиям других защит).

На рисунке 10.3 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

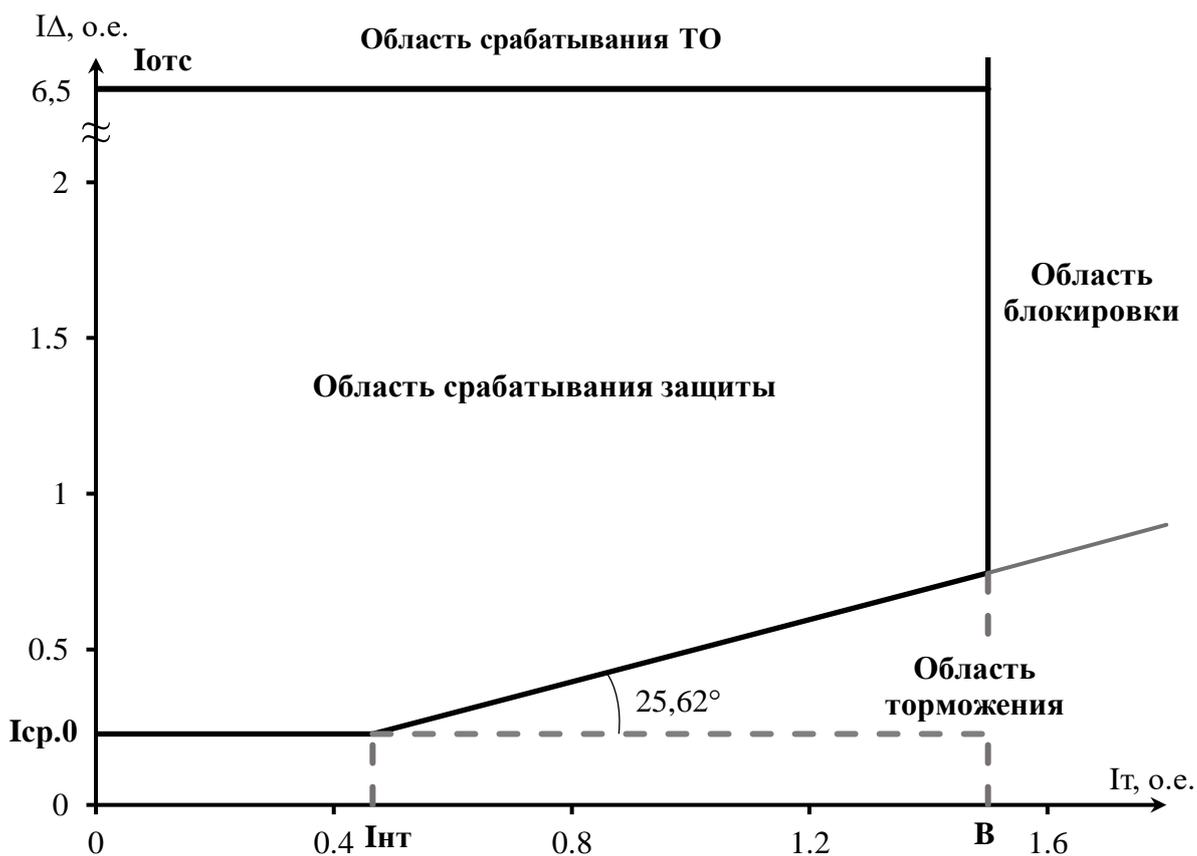


Рисунок 10.3 – Характеристика срабатывания продольной дифференциальной защиты генератора

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

Ток срабатывания диф. отсечки выбирается наибольшим из двух условий:
 - из условия отстройки от броска тока намагничивания:

$$I_{отс} = k_{отс} \cdot I_{бнт}, \quad (10.10)$$

где $k_{отс} = 1,3$ – коэффициент отстройки;

$I_{бнт}$ – бросок тока намагничивания, принимается равным $5I_{ном.(п)}$.

$$I_{отс} = 1,3 \cdot 5 \cdot 9714 = 63141 \text{ А.}$$

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

$$I_{отс}^{(2)} = \frac{63141}{10000/5} = 31,57 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{отс}^* = \frac{31,57}{4,86} = 6,50 \text{ о. е.}$$

КЗ: - из условия отстройки от максимального тока небаланса при внешних

$$I_{отс} = k_{отс} \cdot I_{нб(max)}, \quad (10.11)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,5;

$I_{нб(max)}$ – максимальный ток небаланса.

По первому условию принимаем уставку отсечки:

$$I_{отс}^* = 6,5 \text{ о.е.}$$

Таблица 10.3 – значения уставок дифференциальной защиты

Обозначение защиты	Наименование уставок	Обозначение уставок	Единицы измерения	Значение
I ΔТ	Начальный ток срабатывания	$I_{ср.0}$	О.е.	0,23
	Коэффициент торможения	K_T	-	0,5
	Точка излома характеристики (блокировка)	В	О.е.	1,5
	Ток срабатывания диф. отсечки	$I_{отс}$	О.е.	6,5
	Ток начала торможения	$I_{нт}$	О.е.	0,47

Данные расчетных уставок совпали с точностью до 10 процентов с данными уставок действующих в данный момент, что говорит о том что защита отстроена верно. Погрешность обуславливается невозможностью учета некоторых факторов и особенностью отстройки оборудования, и его защит друг от друга.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были рассчитаны и определены основные параметры и объекты Рассохского гидроузла на реке Рассоха, являющегося сооружением II класса.

В ходе водно-энергетических расчетов была определена установленная мощность, которая равна 45 МВт, и среднемноголетняя выработка 143 млн. 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 – 31,90 м;
- расчетный – 26,20 м;
- минимальный – 24,40 м.

При выборе турбин рассматривалось два варианта: ПЛ40а-В и ПЛ40б-В. В результате расчетов был выбран оптимальный вариант с двумя гидротурбинами ПЛ40б-В-500. По справочным данным для данной турбины с синхронной частотой вращения 166,7 об/мин подобран серийный гидрогенератор СВ-560/80-36 с номинальной активной мощностью 45 МВт.

Затем была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства на 7 присоединений (3 одиночных блока, 4 отходящие воздушные линии) с двумя рабочими системами шин. По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ 40000/110-УХЛ1, трансформаторы собственных нужд ТЛС-400/10, для ВЛ – сталеалюминевые провода марки АС-70/11.

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 с ядром;
- левобережная глухая бетонная плотина;
- станционная часть;
- водосбросная часть;
- правобережная глухая бетонная плотина;
- правобережная каменно-земляная плотина с ядром.

Расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы водосливной плотины – 27,3 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 62,00 м;
- число водопропускных отверстий – 4;

- ширина пролетов – 3 м;
- отметка гребня плотины – 99,00 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется две водобойные стенки. Также произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных нагрузках. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,43 для основных нагрузок (нормативное значение для сооружений II класса – 1,15). Таким образом, плотина Рассохского 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 – 346 месяца;
- чистый приведенный доход – 26 млн.руб.;
- себестоимость электроэнергии – 0,27 руб/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 82719 руб/кВт.

Таким образом, строительство Рассохского 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. -Ч. 1. - 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. – 4–е изд., перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
19. Номенклатурный каталог // ООО «Тольяттинский трансформатор». – 2020 – URL: <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. – 2017. – URL: <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/=transformarno-reaktorное+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». – URL: <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». – URL: <http://www.cztt.ru/main.html>.
26. Каталог «Разъединители» // ЗАО «ЗЭТО». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>.
27. ГОСТ Р 57114-2016. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно – технологичное

управление : дата введения 2017-03-01. – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2017 – 19 с.

28. ГОСТ Р 56302-2014. Оперативно–диспетчерское управление диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики : дата введения 2015-09-01. – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.

29. ГОСТ Р 56303-2014 «Оперативно-диспетчерское управление нормальные семы электрических соединений объектов электроэнергетики» – дата введения 2015-09-01 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.

30. СТО 56947007-29.240.10.249-2017. Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций : дата введения 2017-09-28. – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.

31. Чернобровов, Н.В. Релейная защита электрических систем: Учебное пособие для техникумов / Н.В. Чернобровов, В.А. Семенов. – Москва: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.

32. Матвиенко, И.А. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем: методические указания по выполнению лабораторных работ № 1-5 / И.А. Матвиенко. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2020. – 64 с.

33. Правила устройства электроустановок (ПУЭ. 7-е изд. – Глава 3). - М.: ЭНАС, 2003.

34. Неклепаев, Б.Н. Крючков, И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций (справочные материалы). М.: Энергоатомиздат, 1989.

35. Руководящие указания по релейной защите. Защита блоков генератор-трансформатор и генератор-автотрансформатор. Выпуск 5. Расчеты. - М.: Энергия, 1963.

36. Приказ Минэнерго РФ №546 от 10 июля 2020 г. Требования к релейной защите и автоматики различных видов и её функционированию в составе энергосистемы.

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 07.02.2000 № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999 №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 31.03.2008 № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99 №24-16-1/20-113.

51. Водный кодекс Российской Федерации от 03.06.2006 N 74-ФЗ (ред. от 28.11.2015).

52. Вавин В.Н. Релейная защита блоков турбогенератор-трансформатор / В.Н. Вавин. – М.: Энергоиздат, 1982. – 256 с.

53. Чернобровов Н.В. Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. / Н.В. Чернобровов. – Изд. 5-е, перераб. и доп. М., «Энергия», 1974.

54. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. Издание 7: дата введения 08.07.2002. – Утверждено приказом Минэнерго России – URL: <https://en-res.ru/wp-content/uploads/2020/02/pue.pdf>.

55. Релейная защита в распределительных электрических сетях: Пособие для практических расчетов / А.В. Булычев, А.А. Наволочный. – М. :ЭНАС, 2011.

56. Принципиальные схемы блоков генератор трансформатор // файловый архив студента. – URL: <https://studfile.net/preview/5340331/page:9/>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водно-энергетические расчеты

Таблица А.1 – 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-ша} , 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	29	0,7	0	1	27,3	25	35	52,3	53,0	3,13	0,06	3,06	95,00	94,67	94,84	63,43	30,71	14	14
XII	18	0,7	0	1,5	15,8	114	35	129,8	130,5	3,06	0,30	2,76	94,67	93,12	93,90	64,97	28,23	32	32
I	6	0,7	0	1,6	3,7	135	35	138,7	139,4	2,76	0,35	2,41	93,12	91,82	92,47	65,11	26,66	32	32
II	5	0,7	0	1,7	2,6	55	35	57,6	58,3	2,41	0,14	2,27	91,82	91,38	91,60	63,55	27,35	14	14
III	3	0,7	0	0,9	1,4	32,9	35	34,3	35,0	2,27	0,09	2,19	91,38	91,09	91,23	62,98	27,55	8	по ВХК
IV	2	0,7	0	-2	3,3	31	35	34,3	35,0	2,19	0,08	2,11	91,09	90,79	90,94	62,98	27,26	8	по ВХК
V	4	0,7	0	-2,5	5,8	28,5	35	34,3	35,0	2,11	0,07	2,03	90,79	90,47	90,63	62,98	26,95	8	по ВХК
VI	168	0,7	2	-1,7	167,0	-132,7	35	34,3	35,0	2,03	-0,34	2,38	90,47	91,70	91,09	62,84	27,54	8	по ВХК
VII	175	0,7	2	-0,8	173,1	-138,8	35	34,3	35,0	2,38	-0,36	2,74	91,70	92,99	92,35	62,84	28,80	8	по ВХК
VIII	102	0,7	1	0	100,3	-66	35	34,3	35,0	2,74	-0,17	2,91	92,99	93,84	93,41	62,84	29,87	9	по ВХК
IX	96	0,7	1	0	94,3	-60	35	34,3	35,0	2,91	-0,16	3,06	93,84	94,69	94,26	62,84	30,72	9	по ВХК
X	48	0,7	0	0,3	47,0	-12,7	35	34,3	35,0	3,06	-0,03	3,10	94,69	94,86	94,77	62,98	31,09	9	по ВХК

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – 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-ша} , 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	29	0,7	0	1	27,3	23	35	50,3	51,0	3,13	0,06	3,07	95,00	94,70	94,85	63,38	30,77	13	13
XII	18	0,7	0	1,5	15,8	112,8	35	128,6	129,3	3,07	0,29	2,77	94,70	93,16	93,93	64,95	28,28	31	31
I	6	0,7	0	1,6	3,7	130	35	133,7	134,4	2,77	0,34	2,44	93,16	91,89	92,52	65,03	26,79	31	31
II	5	0,7	0	1,7	2,6	52	35	54,6	55,3	2,44	0,13	2,30	91,89	91,47	91,68	63,48	27,50	13	13
III	3	0,7	0	0,9	1,4	32,9	35	34,3	35,0	2,30	0,09	2,22	91,47	91,19	91,33	62,98	27,65	8	по ВХК
IV	2	0,7	0	-2	3,3	31	35	34,3	35,0	2,22	0,08	2,14	91,19	90,90	91,04	62,98	27,36	8	по ВХК
V	4	0,7	0	-2,5	5,8	28,5	35	34,3	35,0	2,14	0,07	2,06	90,90	90,60	90,75	62,98	27,07	8	по ВХК
VI	168	0,7	2	-1,7	167,0	-132,7	35	34,3	35,0	2,06	-0,34	2,41	90,60	91,79	91,20	62,84	27,65	8	по ВХК
VII	175	0,7	2	-0,8	173,1	-138,8	35	34,3	35,0	2,41	-0,36	2,77	91,79	93,12	92,46	62,84	28,91	9	по ВХК
VIII	102	0,7	1	0	100,3	-66	35	34,3	35,0	2,77	-0,17	2,94	93,12	94,00	93,56	62,84	30,02	9	по ВХК
IX	96	0,7	1	0	94,3	-60	35	34,3	35,0	2,94	-0,16	3,09	94,00	94,84	94,42	62,84	30,87	9	по ВХК
X	48	0,7	0	0,3	47,0	-12,7	35	34,3	35,0	3,09	-0,03	3,13	94,84	95,00	94,92	62,98	31,23	9	по ВХК

Продолжение приложения А

Таблица А.3 – Расчет и распределение резервов

Месяцы	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ТЭС, МВт			
	Р _{max}	Р _{авар.}	Р _{нагр.}	Н _{раб.}	Н _{нагр.}	Н _{рем.}	Н _{раб.}	Н _{нагр.}	Н _{рем.}	Н _{раб.}	Н _{нагр.}	Н _{авар.}	Н _{рем.}
I	1146	92	23	250	5	0	44	0,9	0	852	17	92	0
II	1113	89	22	250	5	0	12	0,2	0	851	17	89	0
III	1057	85	21	250	5	0	9	0,2	0	798	16	85	0
IV	993	79	20	230	5	0	19	0,4	0	743	15	79	0
V	937	75	19	218	4	0	9	0,2	0	710	14	75	0
VI	904	72	18	205	4	0	8	0,2	0	691	14	72	142
VII	904	72	18	206	4	0	11	0,2	0	688	14	72	142
VIII	936	75	19	217	4	0	10	0,2	0	710	14	75	0
IX	992	79	20	236	5	42	11	0,2	7	746	15	79	0
X	1057	85	21	250	5	0	12	0,2	0	795	16	85	0
XI	1113	89	22	250	5	0	12	0,2	0	851	17	89	0
XII	1146	92	23	250	5	0	44	0,9	0	851	17	92	0

Окончание приложения А

Таблица А.4 – 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-ща} , 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}					
VIII	30	0,7	0	1	28,3	23	35	51,3	52,0	3,13	0,06	3,07	95,00	94,70	94,85	63,40	30,75	14	14	52,0
IX	20	0,7	0	1,5	17,8	115	35	132,8	133,5	3,07	0,30	2,77	94,70	93,13	93,91	65,02	28,20	32	32	133,5
X	10	0,7	0	1,6	8,1	130	35	138,1	138,8	2,77	0,34	2,43	93,13	91,87	92,50	65,10	26,70	32	32	138,8
XI	8	0,7	0	1,7	5,3	52	35	57,3	58,0	2,43	0,13	2,30	91,87	91,45	91,66	63,55	27,41	14	14	58,0
XII	4	0,7	0	0,9	2,6	32,9	35	35,5	36,2	2,30	0,09	2,21	91,45	91,17	91,31	63,01	27,60	8	по ВХК	36,2
I	5	0,7	0	-2	6,3	33	35	39,3	40,0	2,21	0,09	2,12	91,17	90,86	91,01	63,11	27,20	9	по ВХК	40,0
II	12	0,7	0	-2,5	13,4	24	35	37,4	38,1	2,12	0,06	2,06	90,86	90,60	90,73	63,06	26,97	9	по ВХК	38,1
III	227	0,7	2	-1,7	226,0	-140	35	86,0	86,7	2,06	-0,36	2,43	90,60	91,85	91,23	63,90	26,63	20	по ВХК	86,7
IV	250	0,7	2	-0,8	248,1	-149,9	35	98,2	98,9	2,43	-0,39	2,81	91,85	93,35	92,60	64,11	27,79	23	по ВХК	98,9
V	111	0,7	1	0	109,3	-70	35	39,3	40,0	2,81	-0,18	3,00	93,35	94,32	93,84	62,96	30,18	10	по ВХК	40,0
VI	105	0,7	1	0	103,3	-50	35	53,3	54,0	3,00	-0,13	3,13	94,32	95,00	94,66	63,26	30,70	14	по ВХК	54,0
VII	54	0,7	0	0,3	53,1	0	35	53,1	53,8	3,13	0,00	3,13	95,00	95,00	95,00	63,45	30,85	14	по ВХК	53,8

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование

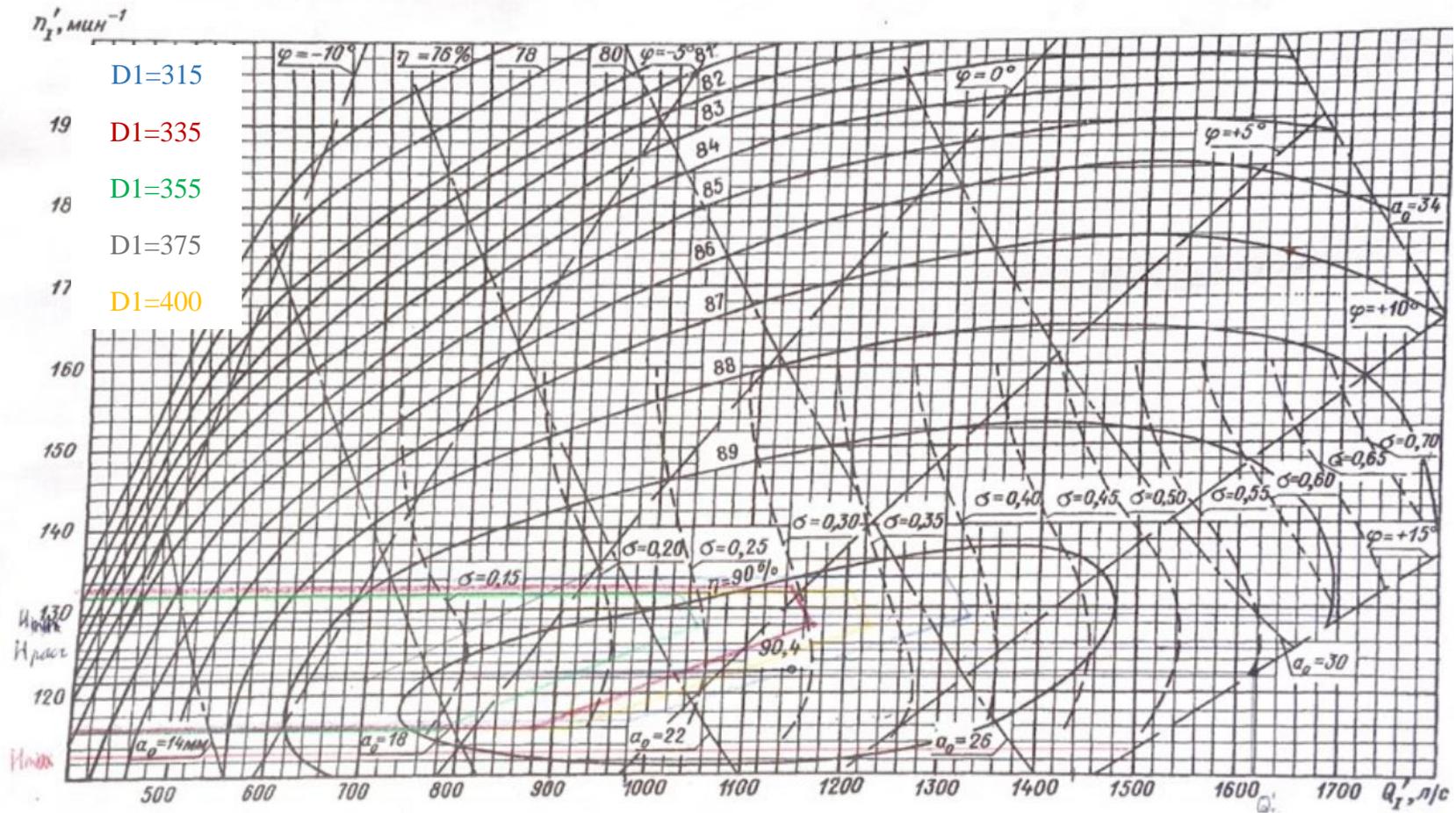


Рисунок Б.1 – Рабочие зоны гидротурбин ПЛ40а-В

Продолжение приложения Б

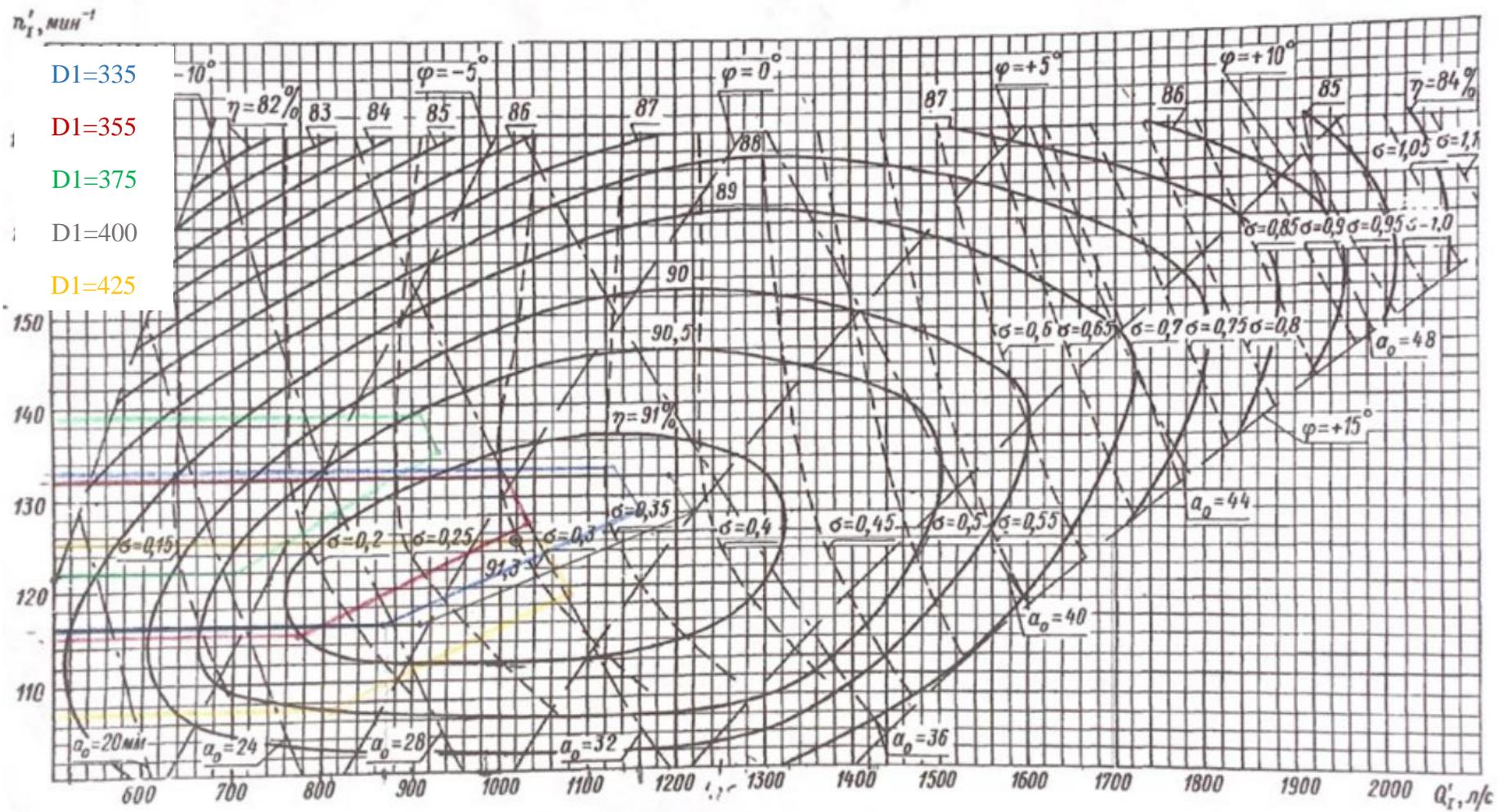


Рисунок Б.2 – Рабочие зоны гидротурбин ПЛ406–В

Окончание приложения Б

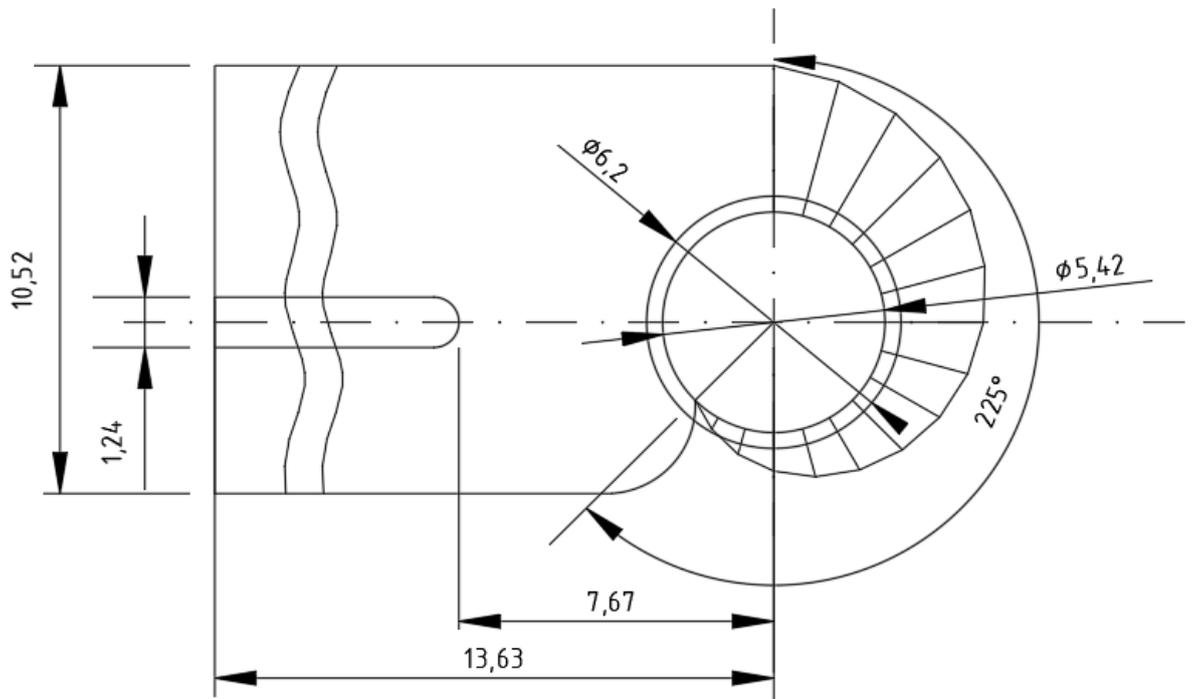


Рисунок Б.4 – План спиральной камеры гидротурбины ПЛ406-В

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем

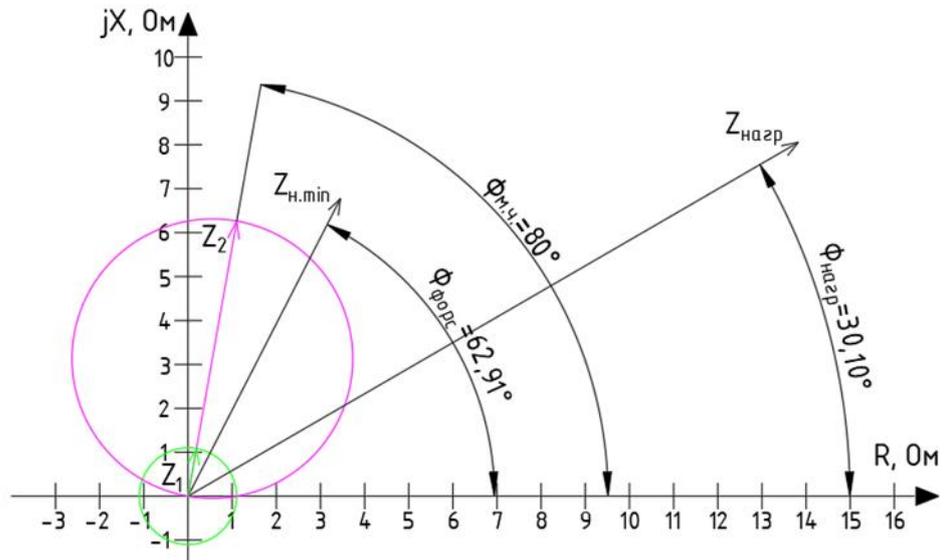


Рисунок В.1 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

Продолжение приложения В

Таблица В.1 – Уставки защит

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение		Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. защита продольная	$I\Delta G$		Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,58 \cdot I_{\Gamma}$	2,08 А
			Коэффициент торможения, K_T	0,5	–
			Уставка начального торможения, I_{HT}	$1,16 \cdot I_{\Gamma}$	4,15 А
			Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_{\Gamma}$	5,37 А
			I_{OTC}	$6,0 \cdot I_{\Gamma}$	21,48 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 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	$I_{2С.З.}$	$0,8 \cdot I_{\Gamma}$	2,28 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{1СИГН}$	$1,07 \cdot I_{\Gamma}$	3,83 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_{\Gamma}$	3,94 А
		ТО	$I_{1ТО}$	$1,22 \cdot I_{\Gamma}$	4,38 А
ДЗ	$Z <$	1 ступ.	Z_1	–	1,10 Ом
			Z_{CM1}	–	0,22 Ом
		2 ступ.	Z_2	–	6,13 Ом
			Z_{CM2}	–	1,23 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P.СИГН}$	$1,07 \cdot I_{P.НОМ}$	0,85 А
		ПО	$I_{P.ПУСК}$	$1,10 \cdot I_{P.НОМ}$	0,88 А
		ТО	$I_{P.ТО}$	$2,27 \cdot I_{P.НОМ}$	1,88 А
Защита ТВ	$I >> TB$	ТО	$I_{ТО}$	$25,66 \cdot I_{T.НОМ}$	26,44 А
	$I > TB$	МТЗ	I_{MT3}	$2,71 \cdot I_{T.НОМ}$	3,48 А

Окончание приложения В

Таблица В.2 – Матрица отключений защит

Действие		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТГГ	Отключение В-110 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	Отключение ШСВ	
Защиты									
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	$I \gg T_B$	ТО	+	+					
	$I > T_B$	МТЗ	+	+					

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

Саяно-Шушенский филиал

институт

Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем и
электрических сетей

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

 А.А. Ачитасв
подпись

«21»  2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

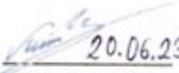
13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАССОХСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ РАССОХА,
УСТРОЙСТВА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ БЛОЧНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

тема

Руководитель

 20.06.23
подпись, дата

Канд. техн. наук,
доцент кафедры ГТЭС
Саяно-Шушенского
филиала СФУ
ученая степень, ученое звание,
должность, место работы

И.И. Литвинов
инициалы, фамилия

Выпускник

 20.06.23
подпись, дата

Т.С. Бобров
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки, 2023