

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой
_____ А.А. Ачитаев
подпись
«_____» 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПЕРЕГИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЛОВАТЬ.
МЕТОДЫ И ПРИБОРЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТ ПОВРЕЖДЕНИЯ
НА ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Руководитель

подпись, дата

Канд. техн. наук, доцент,
и.о. заведующего кафедрой
ГГЭСиЭС
Саяно-Шушенского СФУ
ученая степень, ученое звание,
должность, место работы

А.А. Ачитаев
инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

Е.А. Кирдяшкин
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Перегинской ГЭС на реке Ловать. Методы и приборы определения мест повреждения на линиях электропередачи».

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 ПЕРЕГИНСКОЙ 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.....	16
2.1.3. Выбор расчетных гидрографов.....	19
2.2. Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчетов	21
2.2.1. Расчет конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК	21
2.2.2. Баланс энергии	22
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	28
3.1. Выбор числа и типа агрегатов	28
3.1.1. Построение режимного поля	28
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	36
3.4. Выбор типа серийного генератора	40
3.5. Выбор вспомогательного оборудования	40
4. Электрическая часть	41
4.1. Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС	41
4.2. Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	41
4.2.1. Выбор синхронного генератора.....	41
4.2.2. Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночными блоками	42
4.2.3. Выбор повышающего трансформаторов для схемы с объединенным блоком	44
4.2.4. Выбор трансформаторов собственных нужд	45

4.3. Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий.....	46
4.4. Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета	47
4.5. Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	49
4.6. Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin	50
4.6.1. Расчет 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 расчетных токов рабочего и утяжеленного 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	57
4.9. Выбор вспомогательного электрооборудования	57
5. Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем	58
5.1. Релейная защита и автоматика	58
5.2. Технические данные защищаемого оборудования.....	59
5.3. Перечень защит блока генератор-трансформатор	60
5.4. Расчет номинальных токов, выбор системы возбуждения и выпрямительный трансформатор	61
5.5. Описание защит и расчет их уставок	64
5.5.1. Расчет 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 (I_1).....	81
5.5.7. Дистанционная защита генератора ($Z_1<$), ($Z_2<$)	84
5.5.8. Защита от перегрузки обмотки ротора	88
5.6. Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	90
5.7. Таблица уставок и матрица отключений защит.....	90
6. Компоновка и сооружения гидроузла	91
6.1. Назначение класса ГТС	91

6.2. Проектирование сооружений напорного фронта	91
6.2.1. Определение отметки гребня плотины	91
6.2.2. Определение ширины водосливного фронта	93
6.2.3. Определение отметки гребня водослива	94
6.2.4. Проверка пропуска поверочного расчетного расхода	95
6.2.5. Построение профиля водосливной грани	96
6.2.6. Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	98
6.2.7. Расчет водобойной стенки	99
6.2.8. Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы.....	101
6.3. Конструирование плотины.....	102
6.3.1. Определение ширины подошвы плотины	102
6.3.2. Разрезка бетонных плотин швами.....	102
6.3.3. Быки.....	102
6.3.4. Устои	102
6.3.5. Дренаж тела бетонных плотин	103
6.3.6. Галереи в теле плотины	103
6.3.7. Основные элементы плотины	103
6.4. Конструктивные элементы нижнего бьефа	104
6.4.1. Водобой.....	104
6.4.2. Рисберма и ковш	104
6.5. Определение основных нагрузок на плотину	105
6.5.1. Вес сооружения и затворов	105
6.5.2. Сила гидростатического давления воды.....	106
6.5.3. Равнодействующая взвешивающего давления	106
6.5.4. Сила фильтрационного давления	107
6.5.5. Давление грунта	107
6.5.6. Волновое давление.....	108
6.5.7. Давление пригрузка	109
6.6. Оценка прочности плотины	109
6.7. Критерии прочности плотины и ее основания.....	111
6.8. Обоснование устойчивости плотины	112
7. Мероприятия по охране окружающей среды.....	114
7.1. Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	114
7.2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	115
7.3. Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период.....	116
7.4. Отходы, образующиеся при строительстве.....	117
7.5. Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	118
8. Мероприятия по пожарной безопасности. Охрана труда	119
8.1. Безопасность гидротехнических сооружений.....	119
8.2. Опасные производственные факторы, действующие на предприятии ..	120

8.3. Охрана труда Перегинской ГЭС. Общие положения.....	120
8.4. Требования охраны и безопасности труда по оказанию первой помощи	123
8.5. Пожарная безопасность	123
8.5.1. Противопожарная безопасность. Общие требования	123
8.5.2. Объекты водяного пожаротушения	125
8.5.3. Подготовка рабочего персонала по пожарной безопасности. Общие требования	127
8.5.4. Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках	128
9. Технико-экономические показатели	130
9.1. Оценка объемов реализации энергии и расходов.....	130
9.1.1. Оценка объемов реализации электроэнергии	130
9.1.2. Текущие расходы на производство электроэнергии	130
9.1.3. Налоговые расходы.....	133
9.2. Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности ...	134
9.3. Анализ денежных потоков	135
9.4. Оценка инвестиционного проекта.....	135
9.4.1. Методология, исходные данные и оценка инвестиционного проекта	136
9.4.2. Показатели коммерческой эффективности проекта.....	136
9.4.3. Бюджетная эффективность	137
9.5. Анализ чувствительности.....	138
10. Методы и приборы определения мест повреждения на линиях электропередачи	140
10.1. Определение мест повреждения на линиях электропередачи.....	140
10.2. Классификация методов определения места повреждения	141
10.3. Факторы, влияющие на точность методов ОМП ПАР и волнового типа	142
10.4. Устройства определения мест повреждения	144
10.4.1. Программные способы расчета мест повреждений ВЛ	144
10.4.2. Устройство Бреслер-0107.090.....	146
10.4.3. Устройство ШЭ-МТ-151	148
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	150
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	152
ПРИЛОЖЕНИЕ А Водно-энергетические расчеты.....	156
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование	160
ПРИЛОЖЕНИЕ В Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем	166

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ПЕРЕГИНСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Ловать;
2. Наименование ГЭС..... Перегинская;
3. Местонахождение ГЭС..... Новгородская область;
4. Тип проектируемой установки..... ГЭС;
5. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний..... 160 м³/с;
 - б) максимальный с обеспеченностью 3,0%..... 930 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью 0,5%..... 1085 м³/с;
 - г) минимальный..... 70 м³/с;
6. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока..... годичный;
 - б) отметка НПУ..... 63,00 м;
 - в) отметка ФПУ..... 64,00 м;
 - г) отметка УМО..... 57,44 м;
 - д) объем водохранилища полный..... 3,942 м³;
 - е) объем водохранилища полезный..... 1,757 м³;
7. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный..... 34,22 м;
 - б) расчетный..... 26,92 м;
 - в) минимальный..... 24,26 м;
8. Энергетические характеристики:
 - а) установленная мощность..... 115 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка электроэнергии..... 357 млн. кВт·ч;
9. Размеры плотины (общая длина):
 - а) левобережная каменно-земляная плотина с ядром..... 182 м;
 - б) левобережная глухая бетонная плотина..... 30 м;
 - в) станционная часть..... 76,4 м;
 - г) водосбросная часть..... 50 м;
 - д) правобережная глухая бетонная плотина..... 30 м;
 - е) правобережная каменно-земляная плотина с ядром..... 168,7 м;
10. Водосбросные сооружения:
 - 10.1 Поверхностный водослив:
 - а) число и размер пролетов..... 3x7 м;
 - б) общая длина..... 21 м;
 - в) максимальная высота..... 30,5 м;
 - 10.2 Глубинные водовыпуски:
 - а) число и форма сечения..... 2, круглое;
 - б) размеры сечения..... 3,0 м;
11. Здание ГЭС:
 - а) тип здания..... русловое;
 - б) число агрегатов..... 3;
 - в) грунт основания..... алевролит;

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

12. Основное оборудование:

- а) тип турбин..... ПЛ40а-В-500;
б) тип генератора..... СВ-808/130-44;
в) номинальная активная мощность генератора..... 40 МВт;
г) частота вращения..... 136,4 об/мин;
д) тип трансформаторов..... ТД-63000/110-У1;

13. Технико-экономические показатели:

- а) срок окупаемости..... 132 месяцев;
б) себестоимость электроэнергии..... 0,23 руб/кВт·ч;
в) удельные капиталовложения..... 65241 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.

В настоящее время топливно-энергетический комплекс Новгородской области является одной из наиболее устойчиво работающих структур экономики области. Вместе с тем Новгородская область является энергозависимым регионом, практически не располагает запасами традиционных углеводородных энергетических ресурсов, осуществляя их ввоз для производства тепловой и электрической энергии из других регионов Российской Федерации. Собственная генерация электроэнергии обеспечивает менее 25 процентов общей потребности.

Основными проблемами в топливно-энергетическом комплексе области являются:

- ограниченность ввода в действие новых производственных мощностей во всех отраслях топливно-энергетического комплекса области при недостаточных предложениях со стороны инвесторов;
- повышенная зависимость топливно-энергетического комплекса области от состояния централизованного рынка энергоресурсов, незначительное использование альтернативных традиционным видов топлива для производства тепловой и электрической энергии.

Основными факторами, которые могут положительно повлиять на развитие топливно-энергетического комплекса области, являются:

- удобное географическое положение и комфортные природно-климатические условия, незначительная удаленность от крупнейших научно-производственных центров России, доступность автомобильного, железнодорожного транспорта, выгодная логистика, наличие на территории области федеральных трасс и объектов транспортировки энергоресурсов;
- обеспечение потребителей энергоресурсами всех видов при приоритете наличие местных видов возобновляемых топливно-энергетических ресурсов.

Из перечисленных выше проблем и факторов можно сделать вывод, что создание на территории области ГЭС повлечет за собой сугубо положительный эффект и способствует 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 Перегинской ГЭС на реке Ловать, а также проработка специального вопроса – «Методы и приборы определения места повреждения на линиях электропередачи».

1. Общая часть

1.1. Климат

В районе строительства гидроузла: умеренно континентальный, близкий к морскому, для которого характерны избыточное увлажнение, нежаркое лето, теплая продолжительная осень, умеренно-мягкая зима и прохладная затяжная весна.

Среднегодовая температура воздуха +4,8 °C.

Наибольшая относительная влажность воздуха наблюдается в осенне-зимний период, достигая максимума в ноябре-декабре (88%). Наибольшее количество осадков - в летние месяцы, наименьшее - в январе-марте. Количество дней с осадками в среднем 184.

Статистика о значениях среднемесячной температуры представлена в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Среднемесячная температура воздуха

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Температура, °C	-7,6	-7,1	3,0	4,6	11,9	15,4	17,7	15,7	10,8	5,1	-0,7	-5,6

1.2. Гидрологические данные

Среднемноголетний расход реки составляет 160 м³/с. Питание реки Ловать имеет смешанный характер.

Основными притоками реки Ловать являются:

- река Кунья;
- река Насва;
- река Локня;
- река Редья;
- река Полисть.

Протяженность реки составляет 530 км, площадь бассейна – 21,9 тыс. км².

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Ловать в период 1936-1994 гг. представлен в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Гидрологический ряд реки Ловать

№ п/п	Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год, м ³ /с
1	1936	22	19	19	26	257	572	168	43	38	36	34	22	105
2	1937	17	14	11	13	355	492	169	55	49	58	54	28	109
3	1938	22	20	19	140	473	310	247	139	89	93	85	45	140
4	1939	27	25	24	82	583	322	163	58	56	66	56	36	125
5	1940	31	26	22	110	424	351	170	55	47	42	35	28	112

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

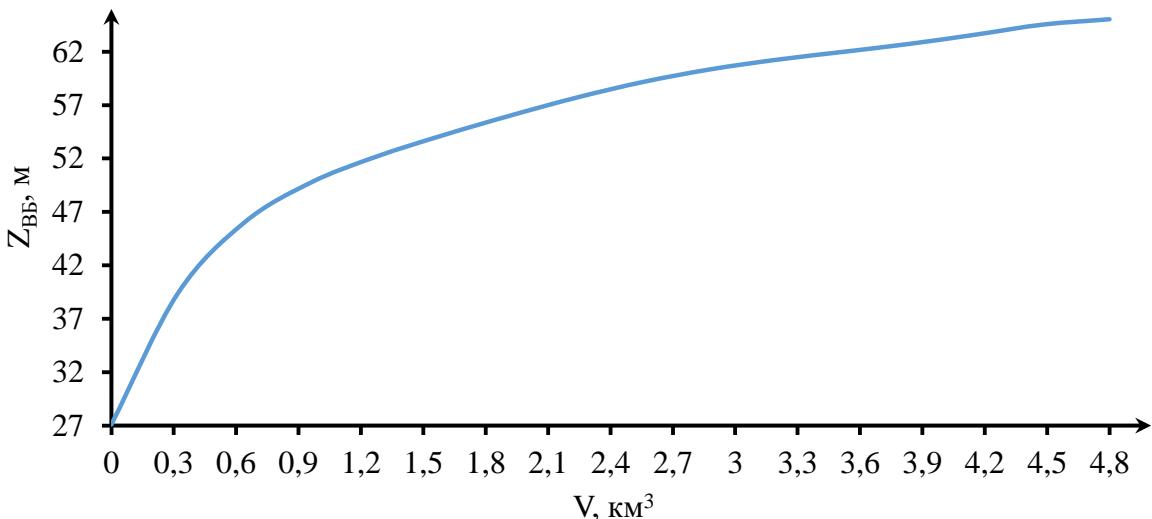


Рисунок 1.2 – Кривая зависимости $Z_{\text{ВБ}} = f(V_{\text{вдхр.}})$

1.3. Инженерно-геологические условия

Река течет по Ловатской низине, которая входит в состав обширной Приильменской низменности. Приильменская низменность достаточно ровная. Тип грунта основания: скальное основание (алевролит).

Физико-механические свойства грунта:

- удельный вес – 26,67 кН/м³;
- сцепление (c) – 100 кПа;
- пористость сухого грунта (n_0) – 0,2;
- угол внутреннего трения (φ_{ep}) – 31°.

Перегинская ГЭС работает в изолированной энергосистеме в районе Новгородского РДУ (ОДУ Северо-Запада).

Годовой максимум нагрузки энергосистемы: $P_c^{max} = 565 \text{ МВт}$.

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.

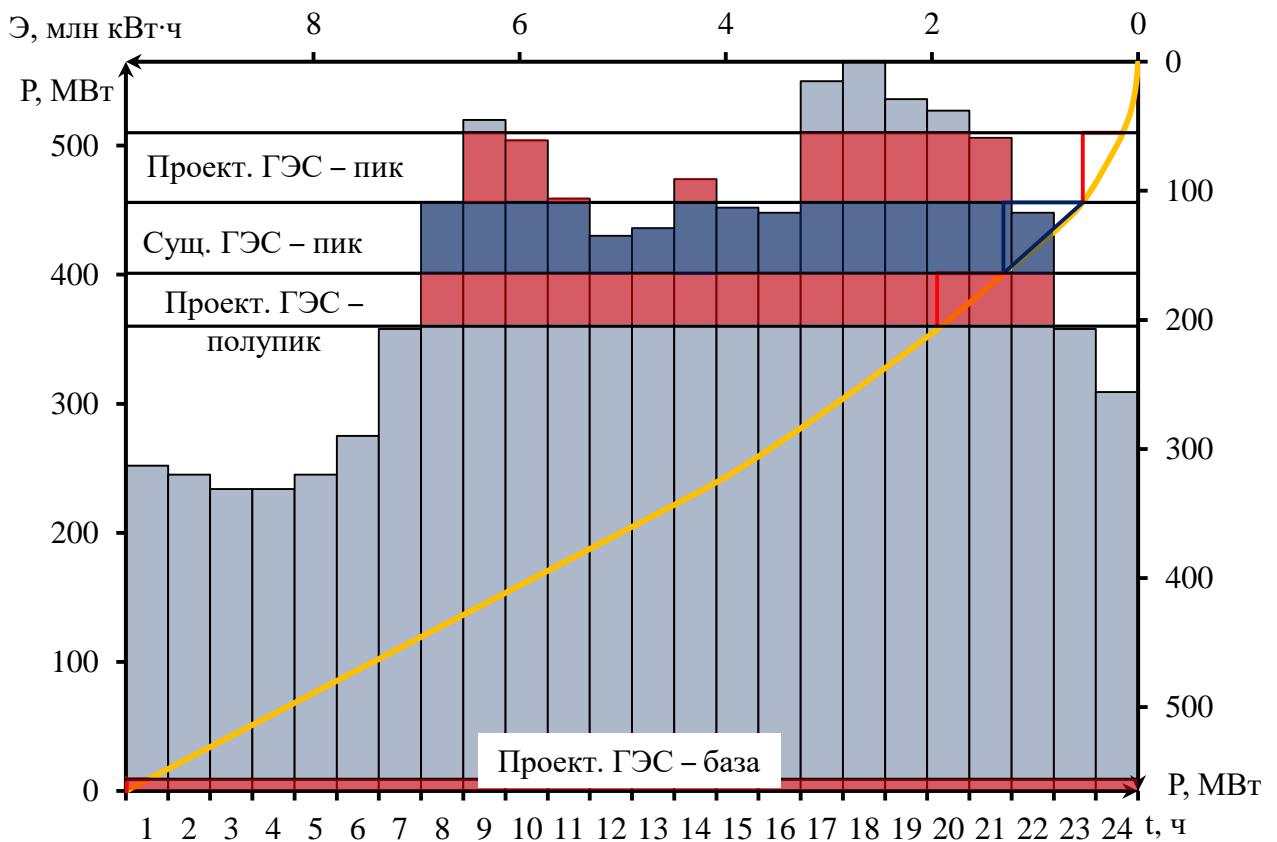


Рисунок 1.3 – Суточный график нагрузки и ИКН для типичных суток января

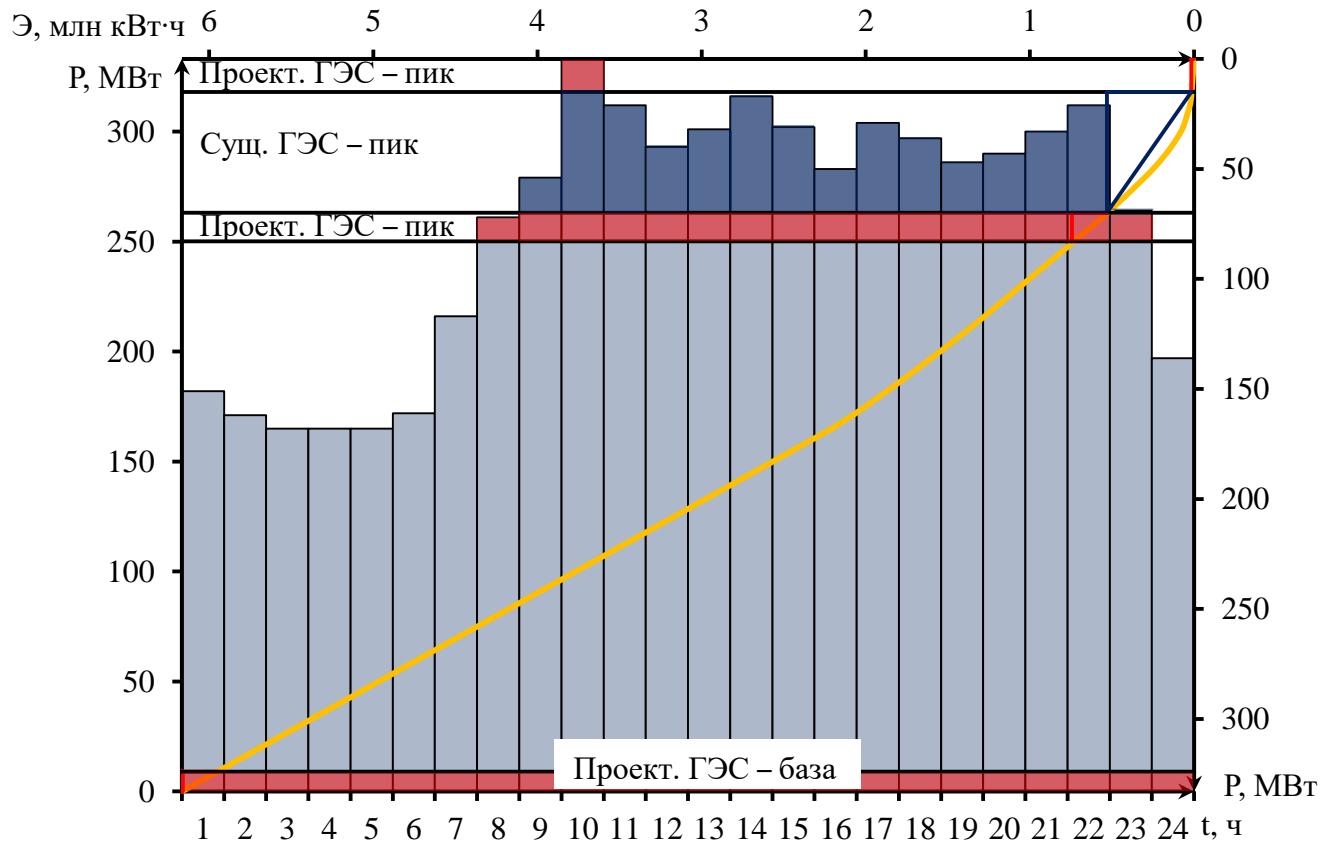


Рисунок 1.4 – Суточный график нагрузки и ИКН для типичных суток июня

2. Водно-энергетические расчеты

2.1. Регулирование стока воды

2.1.1. Определение максимальных расчетных расходов

Средний многолетний расход вычисляется по формуле (2.1).

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

где $\sum Q$ – сумма среднемесячных расходов за 59 лет;
 n – период наблюдений (количество лет).

$$Q_{cp} = \frac{35060,2}{59} = 594,2 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Затем вычисляем модульные коэффициенты К по формуле (2.2).

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

где Q_i – соответствующее значение расхода, за период наблюдений.

Для проверки вычислений следует помнить, что сумма значений К должна равняться общему числу членов ряда n : $\sum K = n = 59$.

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).

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

$$C_\vartheta = \sqrt{\frac{4,245}{59}} = 0,27.$$

Коэффициент асимметрии вычисляется по формуле (2.5).

$$C_S = \frac{\sum(K-1)^3}{n \cdot C_\vartheta^3}, \quad (2.5)$$

$$C_S = \frac{-0,413}{59 \cdot 0,27^3} = -0,36.$$

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

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

$$\delta_{C\vartheta} = \pm \frac{\sqrt{1+3 \cdot 0,27^2}}{\sqrt{2 \cdot (59-1)}} \cdot 100\% = 10,2\%.$$

Данная ошибка незначительная для данного ряда.

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

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

$$\delta_{CS} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{59}} \cdot \sqrt{1+6 \cdot 0,27^2 + 5 \cdot 0,27^4}}{-0,36} \cdot 100\% = -106,2\%.$$

Данная ошибка читается недопустимой, т.к. получилась намного выше среднего значения, поэтому для построения кривой обеспеченности принимаем $C_S = 2C_\vartheta = 0,54$.

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

Таблица 2.1 – Результаты расчетов максимальных расходов

P%	Φ или φ	M_S	K_S	$Q, \text{м}^3/\text{с}$
0,5	3,06	0,826	1,826	1085
3	2,09	0,564	1,564	930

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}, м³/с	Год	Q_{меж}, м³/с	Год	Q_{пол}, м³/с	Год
1	2	288	1959	138	1959	737	1959
2	3	268	1969	119	1969	714	1969
3	5	227	1941	112	1958	651	1978
4	7	224	1958	107	1955	628	1970
5	8	222	1978	104	1985	619	1941
6	10	216	1968	97	1941	589	1968
7	12	215	1985	95	1944	588	1993
8	13	207	1982	92	1961	573	1982
9	15	206	1974	92	1968	571	1988
10	17	205	1993	91	1972	557	1958
11	18	205	1970	89	1942	557	1974
12	20	199	1955	89	1974	547	1985
13	22	194	1944	87	1983	543	1947
14	23	189	1942	86	1949	531	1948
15	25	187	1948	85	1982	530	1965
16	27	183	1972	82	1953	516	1984
17	28	183	1947	79	1978	496	1956
18	30	183	1949	78	1993	492	1944
19	32	180	1988	76	1945	491	1942
20	33	176	1961	73	1948	485	1943
21	35	174	1983	73	1990	484	1994
22	37	173	1956	72	1938	476	1991
23	38	169	1984	71	1973	474	1949
24	40	168	1946	69	1960	474	1955

Окончание таблицы 2.2

m	P, %	Q_{ср.год}, м³/с	Год	Q_{меж}, м³/с	Год	Q_{пол.}, м³/с	Год
25	42	166	1973	67	1946	471	1946
26	43	166	1991	67	1976	460	1972
27	45	165	1943	65	1956	458	1971
28	47	162	1971	64	1957	452	1973
29	48	162	1994	64	1970	446	1977
30	50	162	1965	64	1979	445	1992
31	52	160	1960	63	1947	435	1960
32	53	156	1992	63	1971	433	1983
33	55	155	1945	62	1991	428	1963
34	57	154	1977	61	1964	427	1961
35	58	151	1953	60	1954	424	1986
36	60	146	1979	60	1992	402	1952
37	62	145	1986	59	1943	397	1975
38	63	143	1963	57	1975	392	1945
39	65	142	1975	56	1977	391	1979
40	67	141	1990	55	1994	363	1962
41	68	140	1938	53	1984	360	1957
42	70	138	1957	52	1986	359	1953
43	72	135	1964	50	1988	358	1964
44	73	132	1952	50	1989	356	1939
45	75	127	1954	48	1939	344	1990
46	77	125	1976	48	1950	343	1938
47	78	125	1939	48	1963	339	1937
48	80	124	1962	44	1940	337	1950
49	82	120	1950	44	1962	332	1936
50	83	112	1980	43	1952	330	1954
51	85	112	1989	42	1980	322	1980
52	87	112	1940	42	1981	315	1940
53	88	109	1937	41	1951	299	1976
54	90	105	1936	40	1967	298	1989
55	92	102	1967	39	1965	287	1967
56	93	88	1951	33	1937	231	1951
57	95	85	1981	31	1966	213	1981
58	97	74	1987	31	1987	201	1987
59	98	64	1966	29	1936	163	1966

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

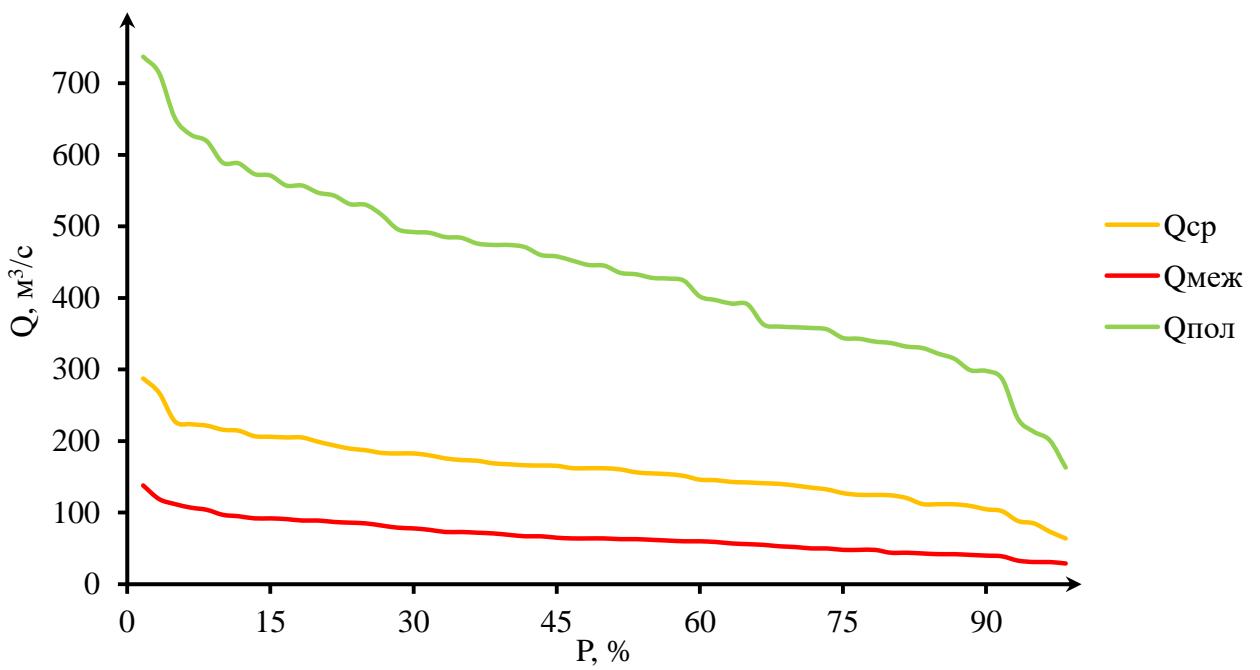


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

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 1936 год.

За расчетный средневодный год принимается год с обеспеченностью 50%, в данном случае это 1965 год.

Вычисляются коэффициенты приведения по межени и половодью.

Для 1965 года ($P_{50\%}$) коэффициенты приведения по половодью и межени соответственно:

$$K_{\pi} = \frac{Q_{баз}}{Q_{1965 \text{ г. по половодью}}} = \frac{445}{530} = 0,84, \quad (2.9)$$

$$K_m = \frac{Q_{баз}}{Q_{1965 \text{ г. по межени}}} = \frac{64}{39} = 1,64. \quad (2.10)$$

Для 1936 года ($P_{90\%}$) коэффициенты приведения по половодью и межени соответственно:

$$K_{\pi} = \frac{Q_{баз}}{Q_{1936 \text{ г. по половодью}}} = \frac{298}{332} = 0,90, \quad (2.11)$$

$$K_m = \frac{Q_{баз}}{Q_{1936 \text{ г. по межени}}} = \frac{40}{29} = 1,38. \quad (2.12)$$

Один из коэффициентов – понижающий, а другой – повышающий, в этом случае необходимо сделать приведение. Расходы по межени нужно умножить на коэффициент для межени, расходы по половодью умножить на коэффициент для половодья. При этом необходимо контролировать среднегодовой расход. Если после приведения среднегодовой расход изменился, то требуется корректировка одного из коэффициентов. В таблицах 2.3 и 2.4 представлены расходы с приведением и корректировкой по средневодному и маловодному году соответственно.

Таблица 2.3 – Расчетные расходы средневодного года

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{ср.}$
	$\text{B m}^3/\text{s}$												
$Q_{50\%}$	34	29	27	30	513	792	284	72	56	39	36	32	162
С привед.	56	48	45	49	431	665	239	117	91	64	60	53	160
С коррект.	49	50	52	55	431	665	239	122	95	67	62	55	162

Таблица 2.4 – Расчетные расходы маловодного года

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{ср.}$
	$\text{B m}^3/\text{s}$												
$Q_{90\%}$	22	19	19	26	257	572	168	43	38	36	34	22	105
С привед.	30	26	26	36	231	515	151	59	53	50	47	30	105
С коррект.	25	28	29	36	231	515	151	59	53	50	47	30	105

Коэффициенты приведения после корректировки для средневодного года: $K_n = 0,84$; $K_m = 1,71$.

По скорректированным данным строится расчетный гидрограф средневодного и маловодного года. Гидрографы представлены на рисунке 2.2.

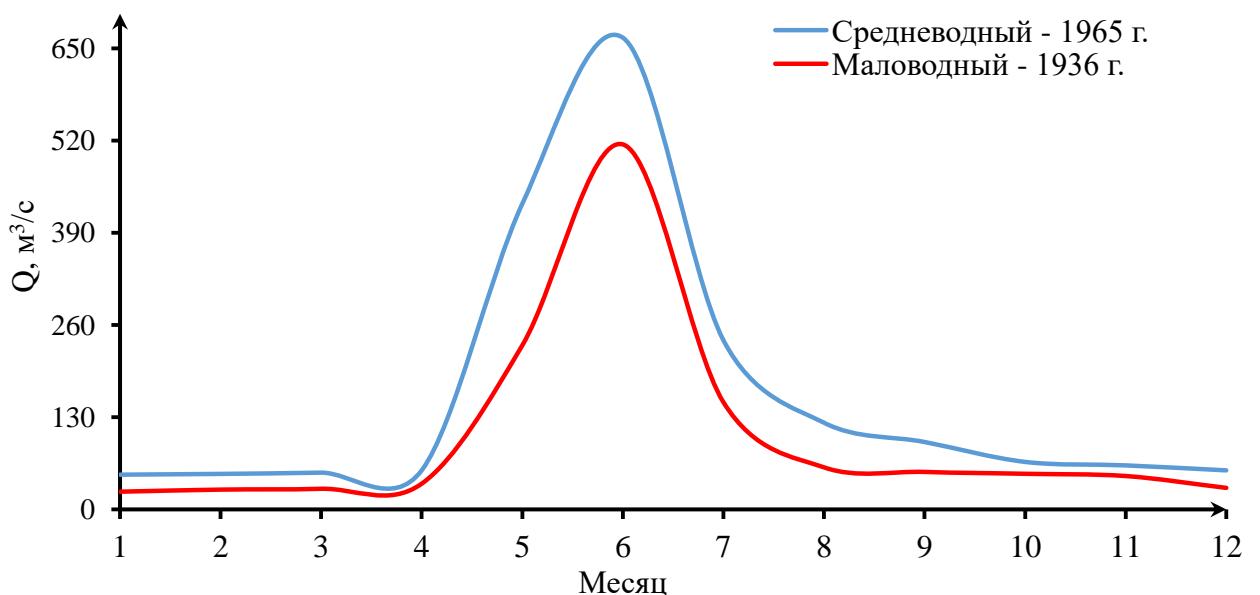


Рисунок 2.2 – Расчетный гидрограф средневодного и маловодного года

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	407	32	8	20	55	52
II	387	31	8	20	36	33
III	353	29	9	20		
IV	313	24	11	20		
V	279	23	62	20		
VI	260	21	133	20		
VII	259	21	41	20		
VIII	279	23	17	20		
IX	313	24	15	20		
X	353	29	15	20		
XI	387	31	14	20	36	33
XII	407	32	9	20	55	52

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.

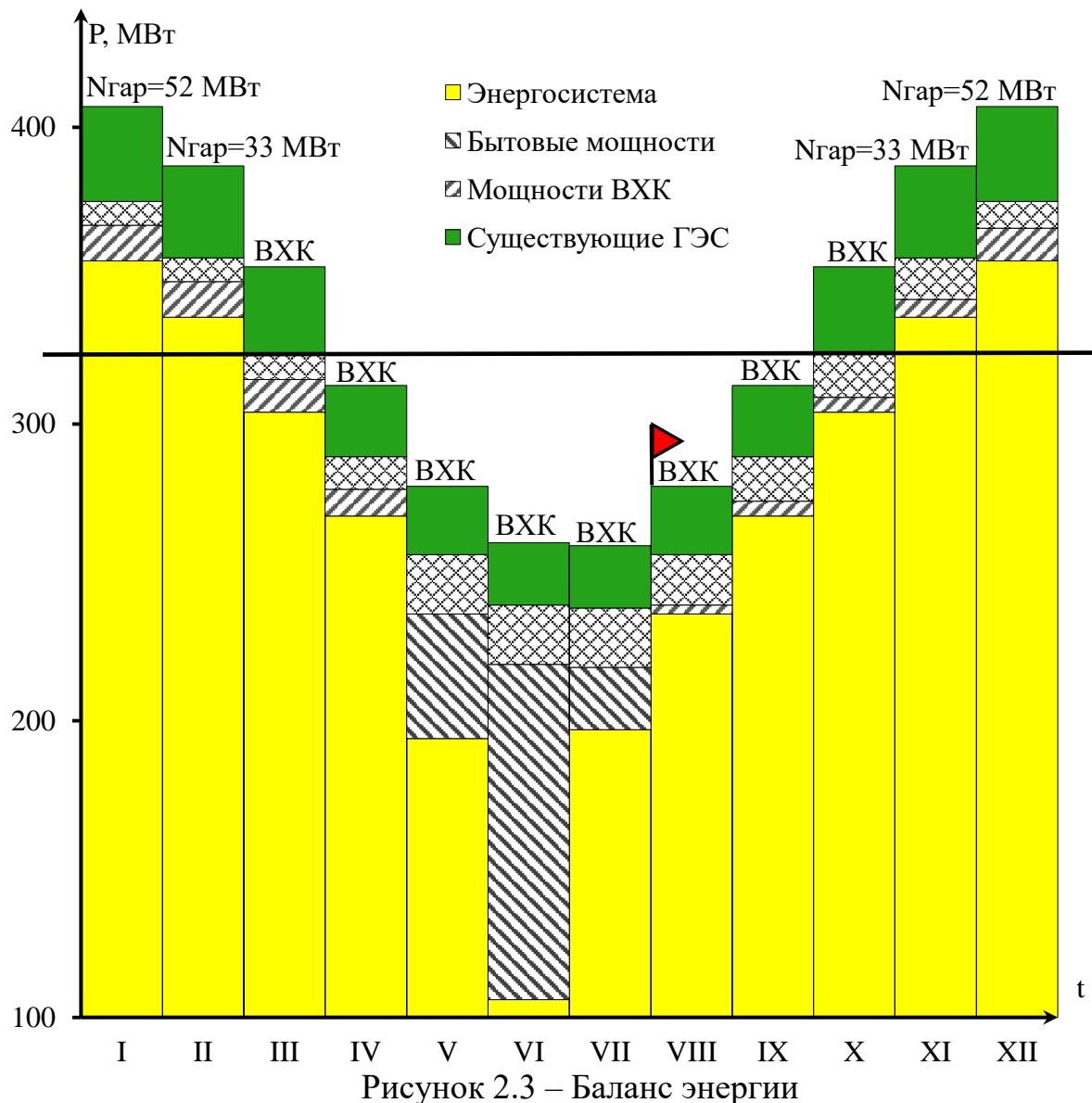


Рисунок 2.3 – Баланс энергии

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 – 52 МВт, а также II и XI месяца – 33 МВт;
- отметка уровня мертвого объема (УМО) – 57,44 м;
- полезный объем водохранилища ($V_{\text{пол}}$) – 1,757 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 3% от максимальной нагрузки, а аварийный – 10%.

$$P_{\text{нагр.}}^{\text{ГЭС}} = P_{\text{max}}^{\text{ГЭС}} \cdot 0,03 = 561 \cdot 0,03 = 17 \text{ МВт}, \quad (2.16)$$

$$P_{\text{авар.}}^{\text{ГЭС}} = P_{\text{max}}^{\text{ГЭС}} \cdot 0,1 = 561 \cdot 0,1 = 56 \text{ МВт}. \quad (2.17)$$

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

$$N_{\text{нагр.}}^{\text{проект.ГЭС}} = 11 \text{ МВт}, \quad (2.18)$$

$$N_{\text{нагр.}}^{\text{сущ.ГЭС}} = 6 \text{ МВт}. \quad (2.19)$$

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:

$$F_{\text{рем.}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = \frac{55}{6} = 9 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}, \quad (2.20)$$

$$F_{\text{рем.}}^{\text{сущ.ТЭС}} = \frac{N_{\text{раб.}max}^{\text{сущ.ТЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = \frac{402}{6} = 67 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}, \quad (2.21)$$

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

Ремонтный резерв ГЭС располагают после периода половодья, перед началом сработки в 8-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.

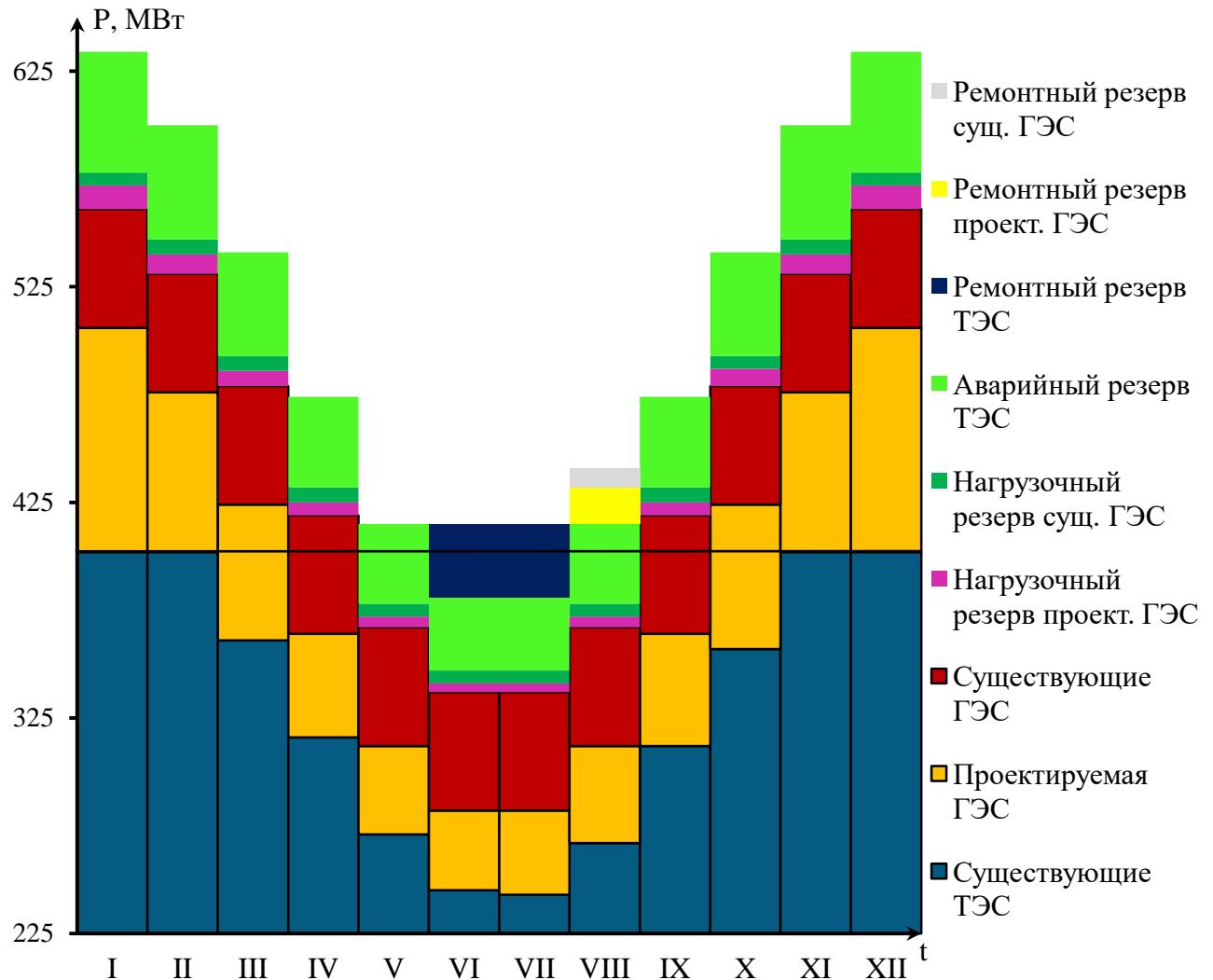


Рисунок 2.4 – Баланс мощностей

2.2.6. Определение установленной мощности

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

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = 104 + 11 = 115 \text{ МВт.}$$

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.

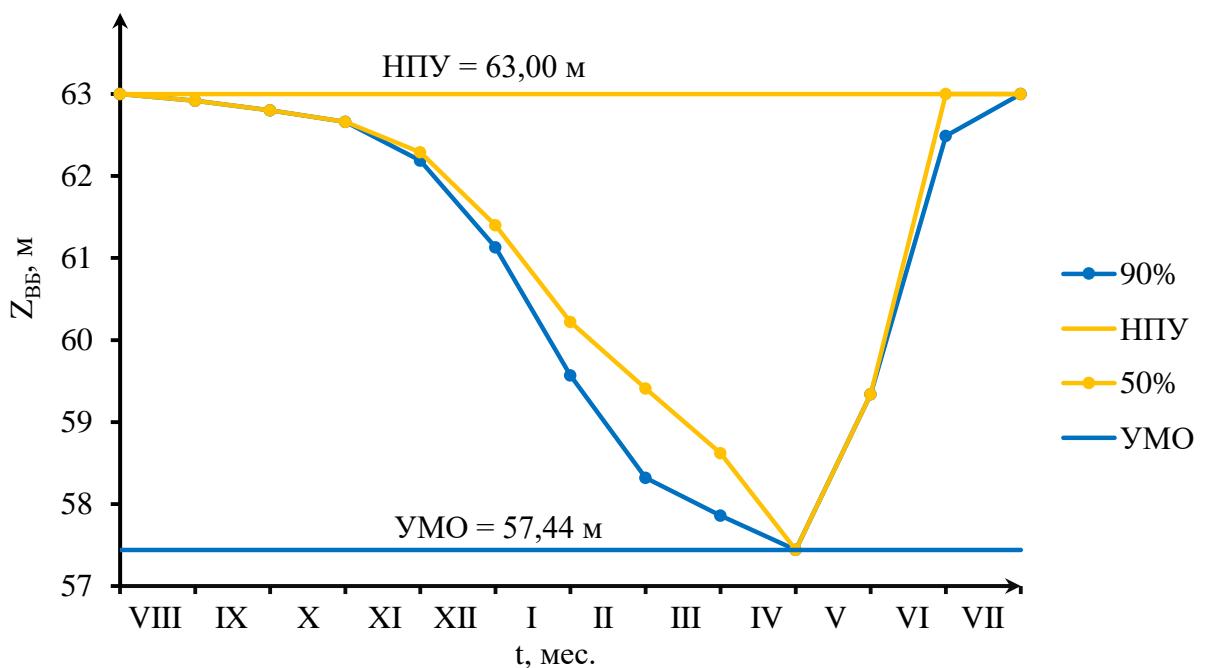


Рисунок 2.5 – График сработки и наполнения водохранилища в маловодном и средневодном году

Само режимное поле представлено на рисунке 3.1.

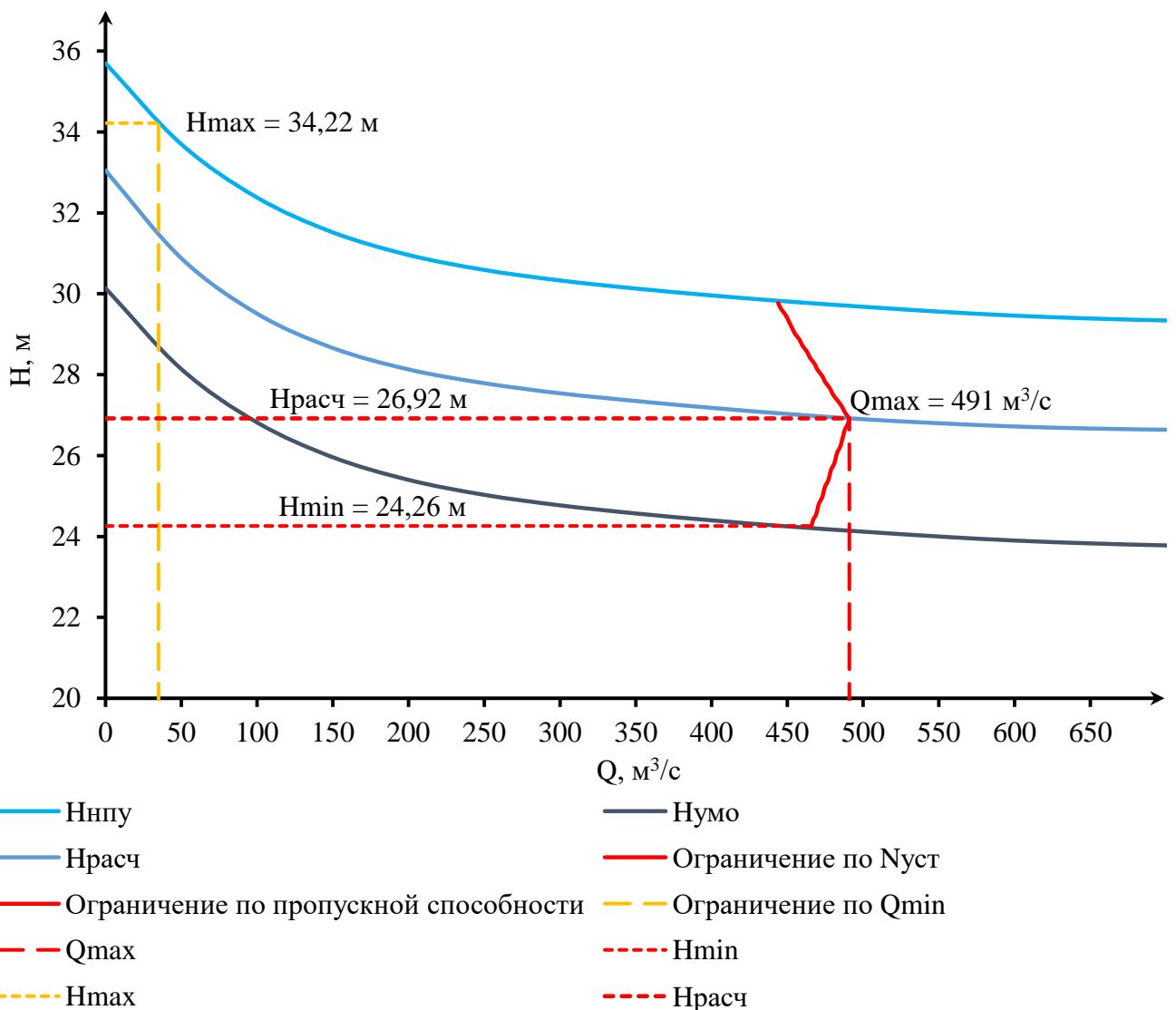


Рисунок 3.1 – Режимное поле с учетом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности

Из режимного поля определяется диапазон изменения напоров и расходов: $H_{\max} = 34,22 \text{ м}$, $H_{\text{расч}} = 26,92 \text{ м}$, $H_{\min} = 24,26 \text{ м}$, $Q_{\min} = 35 \text{ м}^3/\text{с}$, $Q_{\max} = 491 \text{ м}^3/\text{с}$.

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 ($n_{\text{сих}}$), 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, диапазона 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
$Q_{\text{опт}}, \text{л/с}$	1020	1150
$\eta_{\text{м опт}}$	0,913	0,904
$Q'_{\max}, \text{л/с}$	1800	1700
$\sigma(Q'_{\max})$	0,65	0,65
$D_{1m}, \text{м}$	0,460	0,460
$H_{\text{мод}}, \text{м}$	4	4
$t_{\text{мод}}, ^{\circ}\text{C}$	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:

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

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;

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

$v_{\text{мод}}$ – 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

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

– Мощность агрегата в расчетной точке:

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

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

H_p – расчетный напор;

η_t – КПД натурной турбины;

η_g – КПД генератора, принимают $\eta_g = 0,975$.

– 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:

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

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

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

– Произведение приведенного расхода в расчетной точке на КПД:

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

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

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_p – расчетный напор натурной турбины;

m – поправка на масштабный эффект;

η_r – КПД генератора.

– Произведение для построения линии ограничения по генератору:

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

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

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_{\max} – максимальный напор натурной турбины;

m – поправка на масштабный эффект;

η_r – КПД генератора.

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

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

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

$$\eta_t = 1 - (1 - 0,882) \left((1 - 0,75) + 0,75 \sqrt[5]{\frac{0,46}{5,00}} \cdot \sqrt[10]{\frac{4}{26,92}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,3 \cdot 10^6}{1,3 \cdot 10^6}} \right) = 0,925,$$

$$N'_{\text{агр}} = 9,81 \cdot 1,69 \cdot 5,00^2 \cdot 26,92 \cdot \sqrt{26,92} \cdot 0,925 \cdot 0,975 = 52210 \text{ кВт},$$

$$Z'_{\text{арп}} = \frac{115000}{52210} = 2,2 \text{ шт} \Rightarrow Z_{\text{арп}} = 3 \text{ шт},$$

$$N_{\text{арп}} = \frac{115000}{3} = 38333 \text{ кВт},$$

$$m = \frac{0,925}{0,882} = 1,049,$$

$$n' = \frac{125 \cdot \sqrt{1,049 \cdot 26,92}}{5,00} = 132,84 \Rightarrow n'_{\text{сих}} = 136,4 \text{ об/мин},$$

$$n'_{I\max} = \frac{136,4 \cdot 5,00}{\sqrt{1,049 \cdot 24,26}} = 135,2 \text{ об/мин},$$

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

$$n'_{I\min} = \frac{136,4 \cdot 5,00}{\sqrt{1,049 \cdot 34,22}} = 113,8 \text{ об/мин},$$

$$Q'_{H\text{р}} \cdot \eta_{\text{т}} = \frac{38333}{9,81 \cdot 5,00^2 \cdot (1,049 \cdot 26,92)^{1,5} \cdot 0,975} = 1,069,$$

$$Q'_{H\max} \cdot \eta_{\text{т}} = \frac{38333}{9,81 \cdot 5,00^2 \cdot (1,049 \cdot 34,22)^{1,5} \cdot 0,975} = 0,746.$$

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

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

Параметры	Значения					
D ₁ , м	3,75	4	4,5	5	6,3	6,7
η _т , о.е	0,922	0,923	0,924	0,925	0,927	0,928
N' _{арп} , кВт	29273	33342	42244	52210	83068	94053
Z' _{арп} , шт	3,93	3,45	2,72	2,2	1,38	1,22
Z _{арп} , шт	4	4	3	3	2	2
N _{арп} , кВт	28750	28750	38333	38333	57500	57500
m	1,045	1,046	1,048	1,049	1,051	1,052
n', об/мин	176,83	165,86	147,52	132,84	105,54	99,29
n' _{сих} , об/мин	187,5	166,7	150	136,4	107,1	100
n'_{I\max}, об/мин	139,6	132,3	133,9	135,2	133,6	132,6
n'_{I\text{расч}}, об/мин	132,5	125,6	127,1	128,4	126,8	125,9
n'_{I\min}, об/мин	117,6	111,4	112,7	113,8	112,5	111,7
Q'_{H\text{р}} \cdot \eta_{\text{т}}	1,432	1,256	1,321	1,069	1,006	0,888
Q'_{H\max} \cdot \eta_{\text{т}}	0,999	0,877	0,922	0,746	0,702	0,620

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

Параметры	Значения					
D ₁ , м	4	4,25	4,5	5,3	6,3	6,7
η _т , о.е	0,929	0,930	0,930	0,932	0,933	0,934
N' _{арп} , кВт	32169	36355	40758	56659	80143	90740
Z' _{арп} , шт	3,57	3,16	2,82	2,03	1,43	1,27
Z _{арп} , шт	4	4	3	3	2	2
N _{арп} , кВт	28750	28750	38333	38333	57500	57500
m	1,038	1,039	1,039	1,041	1,042	1,044
n', об/мин	162,55	153,07	144,56	122,87	103,43	97,30
n' _{сих} , об/мин	166,7	150	150	125	107,1	100
n' _{I max} , об/мин	132,9	127	134,4	131,8	134,2	133,2
n' _{I расч} , об/мин	126,1	120,5	127,6	125,1	127,4	126,4
n' _{I min} , об/мин	111,9	106,9	113,2	111	113	112,1
Q' _{Hр} · η _т	1,272	1,125	1,338	0,961	1,019	0,899
Q' _{Hmax} · η _т	0,887	0,785	0,933	0,671	0,711	0,628

Данные турбины были отобраны по следующим критериям:

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

Из дальнейшего рассмотрения убраны ГТ: ПЛ40а-В с D₁ = 6,7 м, ПЛ40б-В с D₁ = 4,25 м, ПЛ40б-В с D₁ = 5,3 м, ПЛ40б-В с D₁ = 6,3 м и ПЛ40б-В с D₁ = 6,7 м, т.к. линии расчетного напора находятся ниже точки оптимума.

Зоны работы ГТ обозначены на ГУХе и с расположены в приложении Б, на рисунке Б.1, Б.2, Б.3, Б.4.

3.2. Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

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

$$\nabla Z_{\text{п.к.}} = Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) + H_S, \quad (3.12)$$

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:

$$H_s = 10,33 - \frac{Z_{H6}(Q_{H6})}{900} - \sigma H - \Delta H_s + \Delta Z_{x,пл}, \quad (3.13)$$

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 $Z_{H6}(Q_{H6})$;

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

Расход в характерных точках, получают с помощью формулы подобия, подставляя соответствующий расход в расчетной точке:

$$Q = Q'_I \cdot Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{m \cdot H}, \quad (3.14)$$

где Q'_I – приведенный расход в расчетной точке;

Z_a – количество гидроагрегатов, принято $Z_a = 1$;

H – соответствующий напор;

m – поправка на масштабный эффект.

Все рассчитанные параметры приведены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Расчетные параметры для определения H_s

Параметры	ПЛ40а-В					ПЛ40б-В	
$D_1, м$	3,75	4	4,5	5	6,3	4	4,5
$Q'_{(Hmax)}, м^3/с$	1,096	0,964	1,013	0,820	0,772	0,986	1,036
$Q'_{(Hрасч)}, м^3/с$	1,59	1,384	1,458	1,173	1,103	1,413	1,488
$Q'_{(Hmin)}, м^3/с$	1,55	1,335	1,4	1,135	1,06	1,37	1,43
$Q_{(Hmax)}, м^3/с$	92,18	92,3	122,82	122,81	183,76	94,02	125,1
$Q_{(Hрасч)}, м^3/с$	118,61	117,53	156,79	155,82	232,86	119,51	159,37
$Q_{(Hmin)}, м^3/с$	109,77	107,63	142,92	143,13	212,44	110	145,39
Z_{max}	30,15	30,15	30,76	30,76	31,58	30,19	30,79
$Z_{расч}$	30,68	10,66	31,27	31,25	32,00	30,70	31,30
Z_{min}	30,58	30,47	31,08	31,08	31,84	30,52	31,11

Окончание таблицы 3.7

Параметры	ПЛ40а-В					ПЛ40б-В	
$H_s \max, \text{м}$	-2,24	0,53	-0,36	1,96	2,44	0,77	-0,09
$H_s \text{расч, м}$	-7,15	-4,00	-4,73	-1,58	-0,69	-3,06	-4,00
$H_s \min, \text{м}$	-5,43	-2,35	-3,18	-0,15	0,6	-1,58	-2,33

Отметки установки рабочих колес приведены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Отметки установки рабочего колеса, в зависимости от высоты отсасывания

Параметры	ПЛ40а-В					ПЛ40б-В	
$D_1, \text{м}$	3,75	4	4,5	5	6,3	4	4,5
$\nabla Z_{PK}(H_{\max})$	27,91	30,68	30,40	32,72	34,02	30,96	30,70
$\nabla Z_{PK}(H_p)$	23,53	26,66	26,54	29,67	31,31	27,64	27,30
$\nabla Z_{PK}(H_{\min})$	25,09	28,12	27,90	30,93	32,44	28,94	28,78

Таким образом, после проведенного анализа выбранных диаметров рабочих колес, определен наиболее оптимальный вариант – турбина ПЛ40а-В-500.

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

Целью гидромеханического расчета спиральной камеры является определение размеров ее радиальных сечений и формы спирали в плане. Форма сечения спиральной камеры – с плоским потолком и углом $\gamma = 15^\circ$.

По чертежам проточной части модельной гидротурбины, которые представлены в приложении Б, рисунок Б.5, были определены основные геометрические размеры гидротурбины, которые представлены ниже.

Угол охвата спиральной камеры $\varphi_{сп} = 210^\circ$.

Наружный радиус входного сечения:

$$r_{вх} = 1,789 \cdot 5 = 8,95 \text{ м.} \quad (3.15)$$

Были определены: диаметр расположения входных кромок статора – $D_{нап} = D_a = 7,7 \text{ м}$, выходных кромок $D_{вн} = D_b = 6,75 \text{ м}$.

Радиусы входных и выходных кромок:

$$r_a = \frac{D_a}{2} = \frac{7,7}{2} = 3,85, \quad (3.16)$$

$$r_b = \frac{D_b}{2} = \frac{6,75}{2} = 3,38. \quad (3.17)$$

Высота статора:

$$B_{ct} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 2 + 0,0033 \cdot 5 = 2,02 \text{ м}, \quad (3.18)$$

где b_0 – высота направляющего аппарата.

$$b_0 = 0,4 \cdot D_1 = 0,4 \cdot 5 = 2 \text{ м.}$$

Допустимая средняя скорость воды во входном сечении определена по рисунку 3.2 и равна $v_{bx} = 4 \text{ м/с}$.

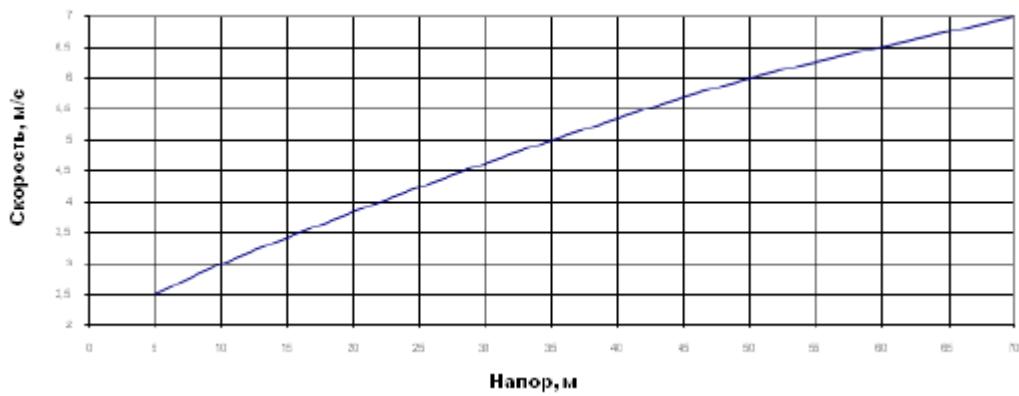


Рисунок 3.2 – Допустимые скорости во входном сечении для бетонных спиральных камер

Определен полный расход через турбину при расчетных значениях напора и мощности:

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{opt}} = \frac{38333}{9,81 \cdot 26,92 \cdot 0,945} = 154 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.19)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{154 \cdot 210}{360} = 90 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.20)$$

Площадь входного поперечного сечения:

$$F_{bx} = \frac{Q_i}{v_{bx}} = \frac{90}{4} = 22,5 \text{ м}^2. \quad (3.21)$$

Высота входного сечения определяется из квадратного уравнения:

$$F_{bx} = b_0(r_a - r_b) + (r_{bx} - r_a)b_{bx} - \frac{(b_{bx} - b_0)^2}{2} \cdot \tan 15^\circ, \quad (3.22)$$

где $b_{\text{bx}1} = 37,21$ м;

$$b_{\text{bx}2} = 4,85 \text{ м.}$$

Из 2 корней подходящий: $b_{\text{bx}2} = 4,85$ м.

$$a_{\text{bx}} = r_{\text{bx}} - r_a = 8,95 - 3,85 = 5,1 \text{ м.} \quad (3.23)$$

Дальнейший расчет спиральной камеры выполнен аналитическим методом.

$$a_i = r_i - r_a = 8,95 - 3,85 = 5,1 \text{ м,} \quad (3.24)$$

$$m_i = k_2 \cdot a_i = 0,55 \cdot 5,1 = 2,81, \quad (3.25)$$

$$k_2 = (b_{\text{bx}} - B_{\text{ct}})/a_{\text{bx}} = (4,85 - 2,02)/5,1 = 0,55, \quad (3.26)$$

$$b_i = m_i + b_o = 2,81 + 2 = 4,81 \text{ м,} \quad (3.27)$$

Интеграл для любого сечения вычисляется по формуле (3.28).

$$J_i = b_o \cdot \ln \frac{r_a}{r_b} + b_i \ln \frac{r_i}{r_a} - r_k \cdot ctg\gamma \cdot \ln \frac{r_k}{r_a} + m_i, \quad (3.28)$$

$$J_i = 2 \cdot \ln \frac{3,85}{3,38} + 4,81 \ln \frac{8,95}{3,85} - 4,603 \cdot ctg15 \cdot \ln \frac{4,603}{3,85} + 2,81 = 4,055.$$

Величина угла спирали и расхода для любого сечения соответственно равны:

$$\varphi_i = \frac{210}{J_{\text{bx}}} \cdot J_i = \frac{210}{4,055} \cdot 4,055 = 210^\circ. \quad (3.29)$$

На рисунке 3.3. представлен график зависимости $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$.

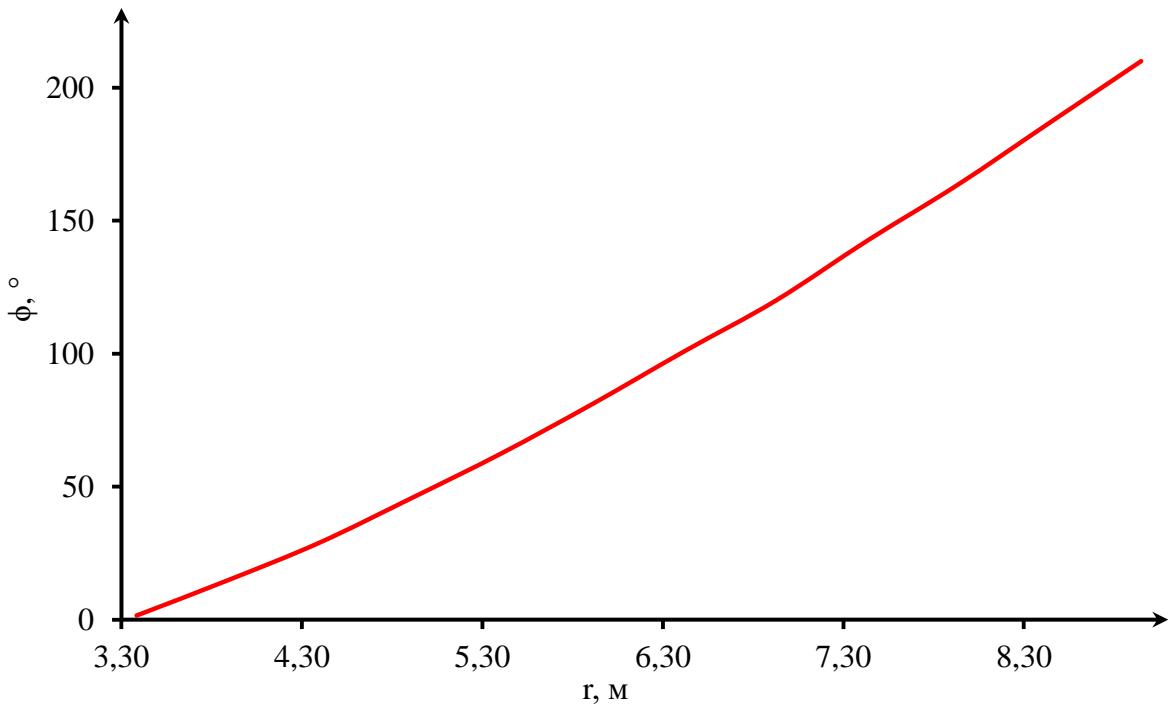


Рисунок 3.3 – График зависимости $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$

Данные расчетов спиральной камеры представлены в приложении Б, таблица Б.1.

План спирали представлен в приложении Б, рисунок Б.6, построен по таблице 3.9. Значения для таблицы получены путем разбиения угла охвата спиральной части камеры на интервалы с $\Delta\varphi_{\text{сп}} = 15^{\circ}$.

Таблица 3.9 – Разбиение угла охвата спиральной камеры

$\varphi, {}^{\circ}$	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	153	165	180	195	210
$r, \text{ м}$	3,38	3,9	4,42	4,89	5,33	5,75	6,15	6,53	6,91	7,27	7,70	7,96	8,29	8,62	8,95

Ширина подвода:

$$B' = 2,885 \cdot 5 = 14,43 \text{ м.} \quad (3.30)$$

Так как ширина подвода $B' > 7 \text{ м}$, нужно установить промежуточный бычок, толщину которого можно приближенно назначить из выражения:

$$b = 1 + \frac{Q_{\max}}{400} = 1 + \frac{154}{400} = 1,39 \text{ м,} \quad (3.31)$$

$$Q_{\max} = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{\max}} = \frac{38333}{9,81 \cdot 26,92 \cdot 0,944} = 154 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.32)$$

3.4. Выбор типа серийного генератора

Подбор генератора осуществляется с помощью справочных данных серийных типов по расчетному значению его номинальной активной мощности и синхронной частоты вращения.

Был выбран гидрогенератор СВ-808/130-44, его номинальные данные представлены в таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-808/130-44

Параметры	Значения
$S_{\text{ном}}$, МВА	47
$P_{\text{ном}}$, МВт	40
$\cos \varphi$	0,85
$U_{\text{ном}}$, кВ	10,5
$n_{\text{ном}}$, об/мин	136,4
КПД, %	97,7
Масса общая, т	470
Диаметр статора, мм	10700
Исполнение	Подвесное

3.5. Выбор вспомогательного оборудования

Маслонапорная установка необходима для создания давления масла в системе регулирования.

Подобран следующий тип маслонапорной установки для $H_{\text{max}} = 34,22$ м и $D_1 = 5$ м:

МНУ 8/1-40-8-2, где:

8 – объем гидроаккумулятора;

1 – количество сосудов;

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

8 – вместительность сливного бака в м³;

2 – количество насосов.

Для поворотно-лопастной турбины выбран электрогидравлический регулятор с комбинатором.

ЭГРК-2И1-150-4, где:

ЭГРК – электрогидравлический регулятор с комбинатором;

2И1 – на интегральных микросхемах;

150 – 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 Новгородской области самой ближайшей подстанцией оказалась ПС «Старорусская» 330/110/10 кВ на расстоянии 52 км от проектируемого гидроузла.

Для рассмотрения принимаются два варианта: схема с тремя одиночными блоками и одним объединенным блоком (один укрупненный и один одиночный блок).

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

4.2. Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.2.1. Выбор синхронного генератора

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

По проведенным ранее расчетам выбирается синхронный генератор СВ 808/130-44. Паспортные данные генератора приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.2. – Паспортные данные генератора СВ 808/130-44

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВ·А	47
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном}}$	МВт	40
Коэффициент мощности	$\cos\phi$	о.е.	0,85
Коэффициент полезного действия	η	%	97,7
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$	кВ	10,5
Индуктивные сопротивления	x''_d	о.е.	0,17
	x'_d	о.е.	0,24
	x_d	о.е.	0,92

4.2.2. Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночными блоками

На рисунке 4.1 представлена схема с одиночными блоками.

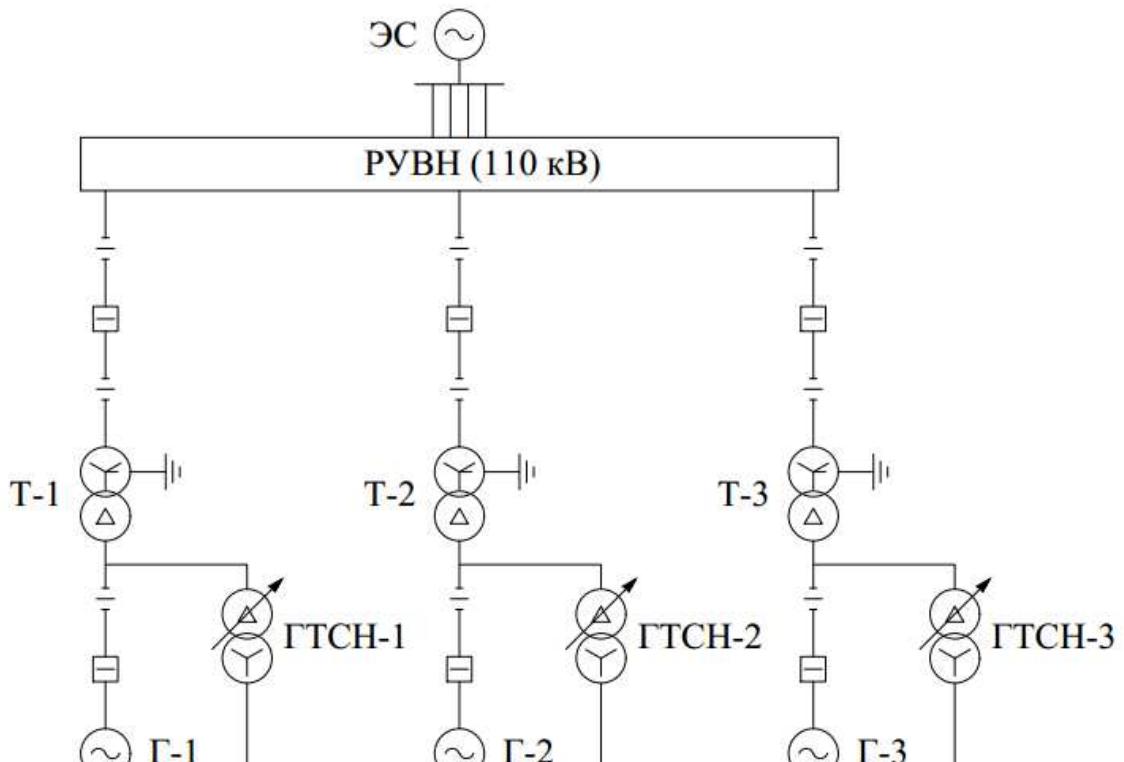


Рисунок 4.1 – Схема с одиночными блоками

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

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:

$$S_{\text{расч.т.}} = \frac{P_{\text{ном.ген.}} - P_{\text{с.н.ГЭС}}}{\cos\varphi_{\text{ген}}} = \frac{40 - (0,01 * 115)}{0,85} = 45,71 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТД-63000/110-У1. Паспортные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные трансформатора ТД 63000/110-У1

$S_{\text{ном.}}$, МВА	U_H , кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_{xx} , кВт	I_x , %
	U_{BH}	U_{HH}				
63	115	10,5	10,5	245	50	0,5

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

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

Время работы блока в течение года:

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

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

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_T \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,05 \cdot 8729 = 436 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.4)$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч.т.}}}{S_{\text{т.ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,245}{1} \cdot \left(\frac{45,71}{63}\right)^2 \cdot 2405 = 310 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного блока:

$$I = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{хх}} + \beta_2 \cdot \Delta W_{\text{н}}, \quad (4.6)$$

где β_1 – тарифная ставка в режиме холостого хода;
 β_2 – тарифная ставка в режиме короткого замыкания.

$$I = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 436 + 1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 310 = 6,34 \text{ тыс. руб/год.}$$

Величина издержек для схемы с одиночными блоками:

$$I_{(\text{од})} = I \cdot 3 = 6,34 \cdot 3 = 19,06 \text{ тыс. руб/год.} \quad (4.7)$$

4.2.3. Выбор повышающего трансформаторов для схемы с объединенным блоком

На рисунке 4.2 представлена схема с объединенным блоком.

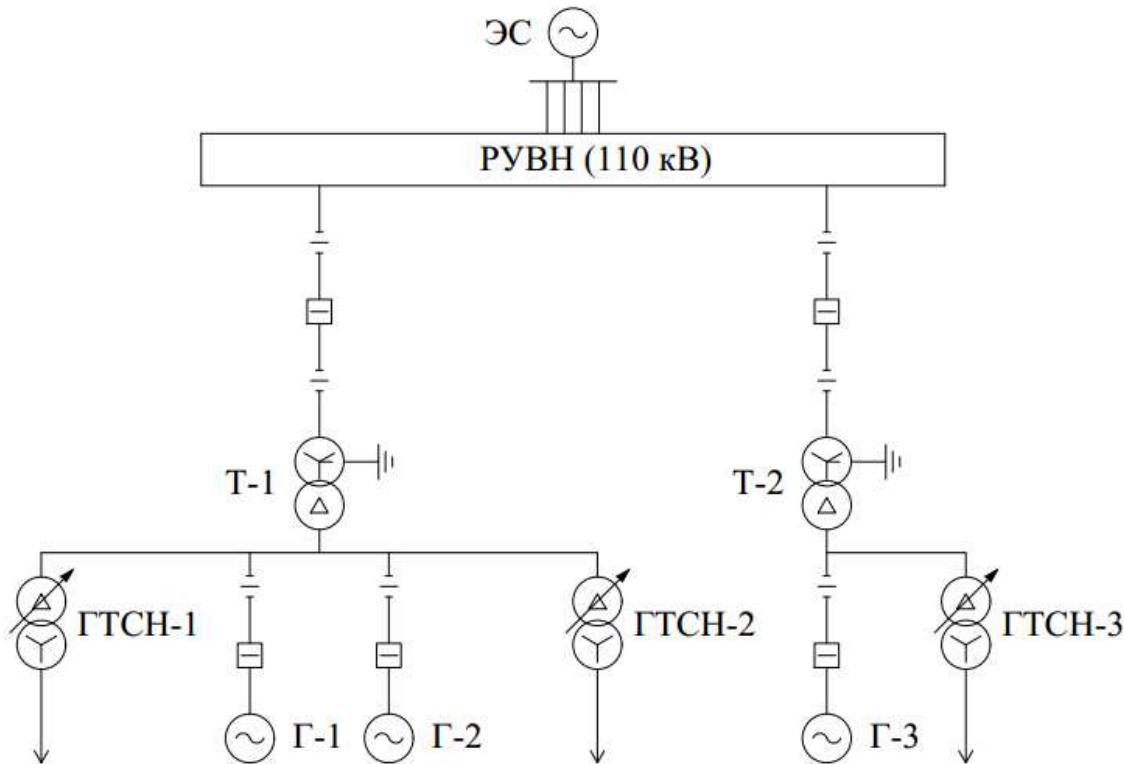


Рисунок 4.2 – Схема с объединенным блоком

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

В обязательном наличии трансформатор расщепленную 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:

$$S_{\text{расч.т.}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{ном.ген.}} - P_{\text{с.н.ГЭС}}}{\cos \varphi_{\text{ген}}} = 2 \cdot \frac{40 - (0,01 \cdot 115)}{0,85} = 91,42 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.8)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТРДЦ-125000/110-У1. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТРДЦ-125000/110-У1

S _{ном} , МВА	U _H , кВ		U _K , %	ΔP _K , кВт	ΔP _{xx} , кВт	I _x , %
	U _{ВН}	U _{НН}				
125	115	10,5	11	400	105	0,55

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

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

Время работы блока в течение года:

$$\begin{aligned} t_{\text{раб}} &= 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_B = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = \\ &= 8729 \text{ ч.} \end{aligned} \quad (4.10)$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_T \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,105 \cdot 8729 = 917 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.11)$$

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\begin{aligned} \Delta W_H &= \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{T_{\text{ном}}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,4}{1} \cdot \left(\frac{91,42}{125}\right)^2 \cdot 2405 = \\ &= 515 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \end{aligned} \quad (4.12)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для укрупненного блока:

$$\begin{aligned} I^y &= \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{хх}} + \beta_2 \cdot \Delta W_H = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 917 + 1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 515 = \\ &= 11,68 \text{ тыс. руб/год.} \end{aligned} \quad (4.13)$$

Величина издержек для схемы с объединенным блоком:

$$I_{(об)} = I^y + I = 11,68 + 6,34 = 18,02 \text{ тыс. руб/год.} \quad (4.14)$$

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 надежностью станции.

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

Выбранный трансформатор собственных нужд обязан иметь РПН.

$$S_{c.n.} = 0,01 \cdot \frac{P_{уст.ГЭС}}{\cos\varphi_{ген}} = 0,01 \cdot \frac{115000}{0,85} = 1353 \text{ кВ} \cdot \text{А.} \quad (4.15)$$

Выбираем трансформатор ТСЗ-1600/10 производства «Чебоксарского Электрозводства». Паспортные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 –Паспортные данные трансформатора ТСЗ-1600/10

$S_{ном}$, МВ·А	U_H , кВ		U_k , %
	$U_{BН}$	$U_{HН}$	
1,6	10,5	6,3	5,5

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

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{уст.ГЭС} - P_{c.n.ГЭС}}{\cos\varphi_{ген}} = \frac{115 - 0,01 \cdot 115}{0,85} = 134 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.16)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 110 кВ:

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

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

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

Число отходящих линий 110 кВ:

$$n_L = \frac{S_{\Sigma}}{(k \cdot P_{нат} / \cos\varphi_c)} + 1 = \frac{134}{(1,4 \cdot 30 / 0,85)} + 1 = 3,71 \approx 4. \quad (4.17)$$

Рабочий ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{раб} = \frac{S_{\Sigma}}{n_L \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{134}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,176 \text{ кА.} \quad (4.18)$$

Расчетный ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,00 \cdot 1,05 \cdot 0,176 = 0,185 \text{ кА}, \quad (4.19)$$

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

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

Послеаварийный ток:

$$I_{\text{п.ав.}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_L - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{134}{(4 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,234 \text{ кА}. \quad (4.20)$$

По полученным значениям токов выбираем стандартный провод марки АС-70/11.

Длительный допустимый ток:

$$I_{\text{длит.доп.}} = 0,265 \text{ кА.}$$

Проверка:

- $0,265 \text{ кА} > 0,185 \text{ кА};$
- $0,265 \text{ кА} > 0,234 \text{ кА.}$

$I_{\text{длит.доп.}} > I_{\text{п.ав.}}$ и $I_{\text{длит.доп.}} > I_{\text{расч}}$, следовательно, выбранный провод 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	$r_0, \text{Ом/км}$	$x_0, \text{Ом/км}$	$b_0, \text{см}^2/\text{км}$
1	0,422	0,444	$2,547 \cdot 10^{-6}$

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

Технико-экономический расчет 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:

$$\begin{aligned} K &= (k + n) \cdot K_{\text{ОРУ}} + i \cdot K_{\text{с.т.}} + m \cdot K_{\text{т.с.н.}} = \\ &= (7 + 1) \cdot 6,3 + 3 \cdot 42,6 + 3 \cdot 0,7 = 180,30 \text{ млн. руб}, \end{aligned} \quad (4.21)$$

где $K_{c.t.}$ – стоимость силового трансформатора;

$K_{t.c.n.}$ – стоимость трансформатора собственных нужд;

K_{Opy} – 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:

$$Z_1 = E_h \cdot K + I = 0,15 \cdot 180,30 + 0,019 = 27,06 \text{ млн. руб}, \quad (4.22)$$

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

K – капитальные затраты;

I – издержки.

Капитальные вложения для схемы с объединенным блоком:

$$\begin{aligned} K &= (k + n) \cdot K_{Opy} + i \cdot K_{c.t.} + m \cdot K_{t.c.n.} = \\ &= (6 + 1) \cdot 6,3 + 42,6 + 71,91 + 3 \cdot 0,7 = 160,71 \text{ млн. руб}. \end{aligned}$$

Полные приведенные затраты для схемы с объединенным блоком:

$$Z_2 = E_h \cdot K + I = 0,15 \cdot 160,71 + 0,018 = 24,13 \text{ млн. руб.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

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

$$\Delta = \frac{27,06 - 24,13}{27,06} \cdot 100\% = 10,9\%.$$

Сравнив экономические показатели двух вариантов блочных схем делаем вывод, что два варианта являются экономически неравноценными, так как разность между двумя вариантами составила 10,9 %, 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 3 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 13 (две рабочие системы шин) и схема 13Н с двумя рабочими и обходной системами сборных шин применяется на напряжении 110...220 кВ при числе присоединений от 5 до 15 при повышенных требованиях к надежности питания каждой ВЛ и при отсутствии возможности отключения всех присоединений секции (системы шин) на время ревизии и ремонта этой секции сборных шин.». Для данной проектируемой станции, исходя из количества присоединений (7) и требований к надежности, маневренности и экономичности, была выбрана схема №110-13 (две рабочие системы шин). Выбранная схема представлена на рисунке 4.3.

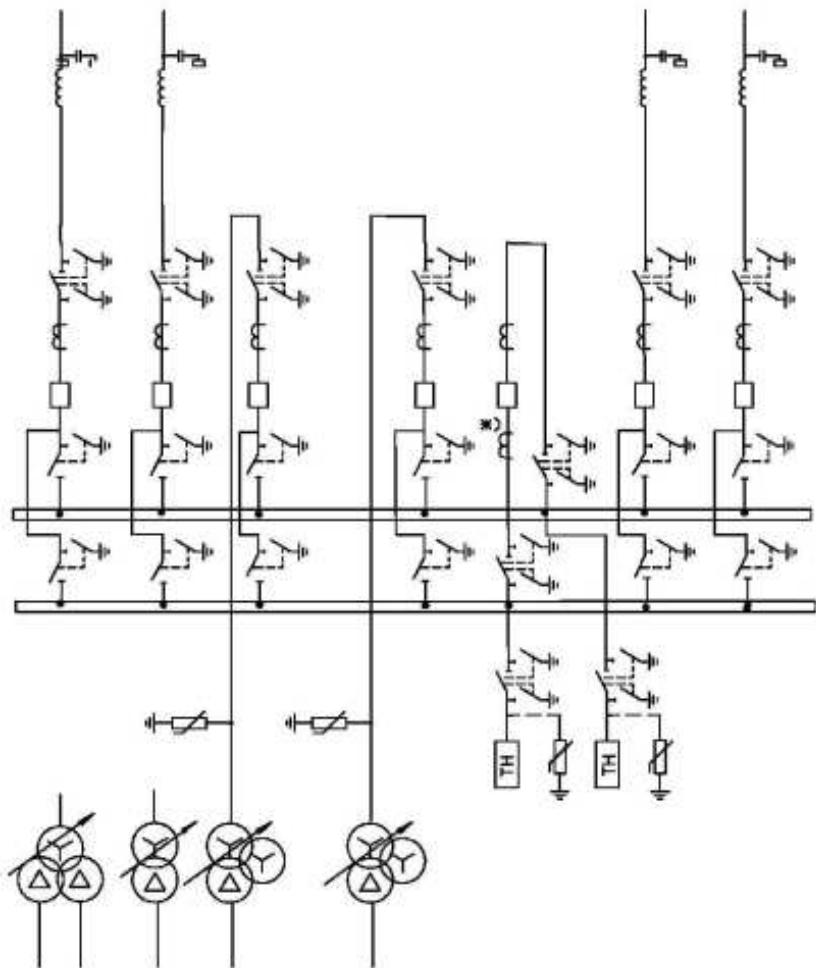


Рисунок 4.3 – Схема РУВН №110-13

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

4.6.1. Расчет исходных данных

Определены индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = 0,17 \cdot \frac{10,5^2}{47} = 0,399 \text{ Ом.} \quad (4.24)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_*'' \cdot U_6 = 1,13 \cdot 10,5 = 11,865 \text{ кВ.} \quad (4.25)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_T = \frac{U_K \% \cdot U_{\text{ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 63} = 22,042 \text{ Ом.} \quad (4.26)$$

Система:

$$x_C = \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{115^2}{100} = 132,250 \text{ Ом.} \quad (4.27)$$

Линии связи 110 кВ с энергосистемой:

$$x_L = x_{0,уд} \cdot l = 0,444 \cdot 52 = 23,088 \text{ Ом.} \quad (4.28)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_C = E_* C \cdot U_{61} = 1,0 \cdot 115 = 115 \text{ кВ.} \quad (4.29)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{10,5}{115} = 0,091. \quad (4.30)$$

Определены активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,399}{0,45 \cdot 314} = 0,003 \text{ Ом,} \quad (4.31)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{тр-ра}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{t,\text{ном}}(-5\%)} = \frac{47}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,95} = 0,248 \text{ кА.} \quad (4.36)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 110 кВ:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{134}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,176 \text{ кА.} \quad (4.37)$$

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

$$I_{\text{раб.утяж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{134}{(4 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,234 \text{ кА.} \quad (4.38)$$

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 надежности.

Распределительная установка среднего напряжения, кампании ООО «Сименс», NXAIR до 17,5 кВ, 50 кА скомпонована 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 2B и классу ограничения распространения дуги РМ – максимальную безотказность в работе и надежность.

NXAIR можно оснастить автоматическими выключателями генератора, прошедшим 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	Расчетные данные
Диапазон применения	10 МВт – 65 МВт	40 МВт
Расчетное напряжение	до 17,5 кВ	10,5 кВ
Сила рабочего тока	до 4000 А	2714 А
Продолжительность расчетного кратковременного тока	до 50 кА/3с	17,388 кА
Расчетный импульсный ток	до 125 кА	48,664 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 шинопровода	
Направление подключений: спереди/сзади	•	
Направление подключений: вверху/внизу	•	
Направление подключений: сбоку		
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:

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

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

$$B_{\text{k.rасч}} \leq B_{\text{k.ном}}.$$

Выбран разъединитель типа РВРЗ-10/4000 МУ3 производства ЗАО «ЗЭТО», параметры представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Параметры и проверка разъединителя РВРЗ-10/4000 МУ3

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{граб.макс}} = 2714 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 17,388 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.ст}} = 50 \text{ кА}$
$i_y = 48,664 \text{ кА}$	$I_{\text{эл.дин.ст}} = 125 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 17,388^2 \cdot (0,07 + 0,01) =$ $= 24,187 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

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

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

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

Параметры	Расчетные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_T = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 11 \text{ кВ}$
$I_{\text{граб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{граб.макс}} = 2,714 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 3 \text{ кА}$

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; относительная влажность воздуха 98 % при температуре 35°C). АС-М3 предназначен для эксплуатации в атмосфере, соответствующей группе II 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	AC-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:

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

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

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

Выбран элегазовый выключатель типа ВЭБ-УЭТМ-110/50/УХЛ1 фирмы «Уралэлектротяжмаш» (Екатеринбург), а также был выбран разъединитель типа РГП-СЭЩ-110/1250/УХЛ1 фирмы «Электрощит 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
$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.утяж}} = 234 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 15,654 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.ст}} = 31,5 \text{ кА}$
$i_y = 35,642 \text{ кА}$	$i_{\text{пик.скв}} = 125 \text{ кА}$	$I_{\text{эл.дин.ст}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 15,642^2 \cdot (0,07 + 0,01) =$ $= 19,604 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

4.8.6. Выбор трансформаторов тока и напряжения на напряжение 110 кВ

Выбран трансформатор тока ТФЗМ-110Б-1-У1. Производитель ПО «Запорожтрансформатор». 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
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.утяж}} = 234 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$

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 АД1300-Т400 Baudouin мощностью 1300 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-808/130-44
Мощность номинальная	полная, МВА	47
	активная, МВт	40
Номинальное напряжение, кВ		10,5
Коэффициент мощности $\cos\phi_g$		0,85
Частота вращения, об/мин		136,4
Номинальный ток статора, А		2584
Индуктивное сопротивление, о.е	синхронное xd , о.е.	0,92
	переходное xd' , о.е.	0,24
	сверхпереходное xd'' , о.е.	0,17
Система возбуждения		самовозбуждение
Кратность форсировки		2,5
Ток ротора, А		1030
Напряжение ротора, В		165

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	ТСЗ-1600/10-У3
Мощность номинальная, кВА	1600
Номинальное напряжение, кВ	10,5
Напряжение короткого замыкания, %	7,5
Мощность короткого замыкания, кВт	15
Мощность холостого хода, кВт	3

5.3. Перечень защит блока генератор-трансформатор

На генераторе СВ-808/130-44:

- 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 ТД 63000/110-У1:

- 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 ТСЗ-1600/10-У3:

- 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. Расчет номинальных токов, выбор системы возбуждения и выпрямительный трансформатор

Определим номинальные токи на генераторном напряжении.

На генераторном напряжении:

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

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{47 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,584 \text{ кА.}$$

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

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

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{2584 \cdot 1}{3000/5} = 4,31 \text{ А.}$$

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

$$I_{\text{д.д.рот.}} = 1,1 \cdot 1030 = 1133 \text{ А.} \quad (5.3)$$

Выбираем систему возбуждения. Данные системы возбуждения представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Данные системы возбуждения

Тип системы возбуждения	Ток (длит/форс), А	Напряжение (длит/форс), В
СТС-200-1200-2,5 УХЛ4	1200/2160	200/450

После выбора системы возбуждения, по каталожным данным определяем выпрямительный трансформатор. Данные выпрямительного трансформатора представлены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Данные выпрямительного 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

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

$$k_{\text{пер}} = \frac{I_{\phi} \cdot k_{\text{cx}}}{I_{\text{н.т.е}}}, \quad (5.4)$$

где I_{ϕ} – ток форсировки, равный 2160 А;

k_{cx} – коэффициент схемы, равный 0,816;

$I_{\text{н.т.е}}$ – номинальный ток, протекающий через выпрямительный трансформатор, 1020 А;

$$k_{\text{пер}} = \frac{2160 \cdot 0,816}{1020} = 1,73.$$

По данным ГОСТ, которые представлены в таблице 5.6, допустимая перегрузочная способность при 60% составляет 5 минут, при этом длительно допустимый режим генератора при перегрузке составляет 120 сек, таким образом выбранный трансформатор способен выдержать перегрузку до срабатывания защит генератора.

Таблица 5.6 – Допустимые длительности перегрузки по току

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

Номинальный ток выпрямительного трансформатора:

$$I_{\text{т.ном}}^{(1)} = \frac{S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (5.5)$$

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

Базовый ток для цепи с выпрямительным трансформатором:

$$I_{\text{т.ном}}^{(2)} = \frac{I_{\text{т.ном}}^{(1)}}{K_{\text{тт}}}, \quad (5.6)$$

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

Базовый ток для цепи ротора:

$$I_{\text{р.ном}}^{(2)} = \frac{I_{\text{р.ном}}^{(1)} \cdot k_{\text{сх}}}{k_{\text{тт}} \cdot k_{\text{тп}}}, \quad (5.7)$$

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

$I_{\text{р.ном}}^{(1)}$ – номинальный ток ротора, паспортное значение, 1030 А;

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

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

$$I_{\text{р.ном}}^{(2)} = \frac{1030 \cdot 0,816}{\frac{200 \cdot 10,5}{5} \cdot 0,475} = 0,96 \text{ A.}$$

Длительно допустимый ток ротора:

$$I_{\text{д.д.рот.}}^{(2)} = \frac{1133 \cdot 0,816}{\frac{200 \cdot 10,5}{5} \cdot 0,475} = 1,05 \text{ A.}$$

5.5. Описание защит и расчет их уставок

5.5.1. Расчет уставок МТЗ и ТО преобразовательного трансформатора ($I > TB$), ($I > TB$)

На рисунке 5.1 представлена схема для расчета защит преобразовательного трансформатора.

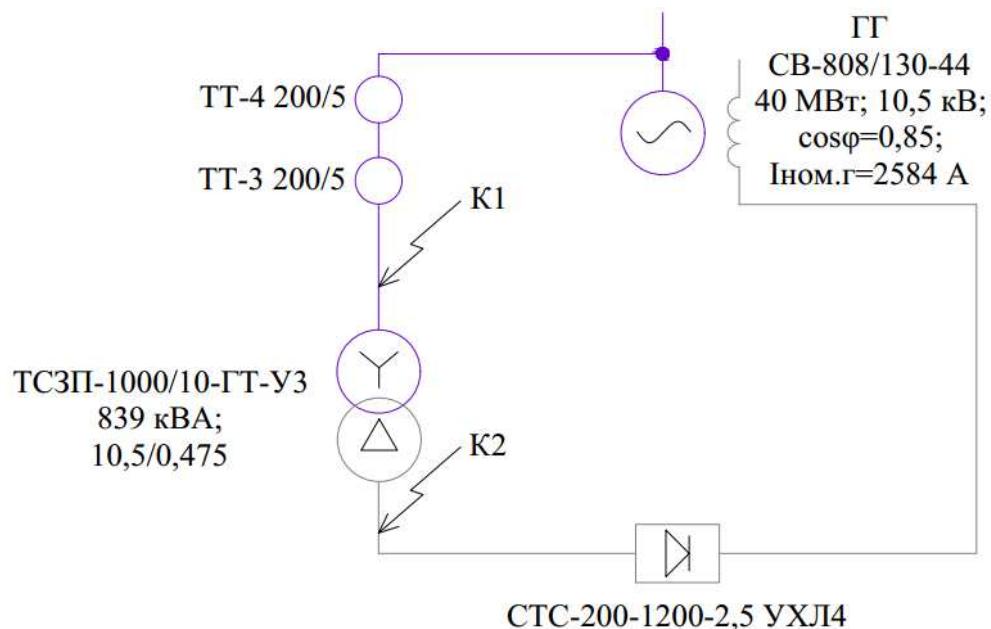


Рисунок 5.1 – Схема для расчета защит преобразовательного трансформатора

Определяем токи короткого замыкания из следующих соотношений: ток трехфазного короткого замыкания перед трансформатором на холостом ходу синхронного генератора (точка К1):

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{E_{\Gamma}''}{x_d''} \cdot I_{\Gamma \text{ ном}}, \quad (5.8)$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{1,08}{0,17} \cdot 2584 = 16416 \text{ A.}$$

Ток двухфазного КЗ в точке К1 на холостом ходу генератора:

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K1}^{(3)}, \quad (5.9)$$

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 16416 = 14217 \text{ A.}$$

Максимальное значение тока трехфазного КЗ за трансформатором (точка K2), протекающего по стороне генераторного напряжения:

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{I_{\text{т.ном}}^{(1)}}{u_{k\%}} \cdot 100\%, \quad (5.10)$$

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{46}{5,5} \cdot 100\% = 836 \text{ A.}$$

Ток двухфазного КЗ в точке K2:

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K2}^{(3)}, \quad (5.11)$$

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 836 = 724 \text{ A.}$$

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:

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\phi} \cdot k_{\text{сх}} \cdot I_{\text{тв ном}}}{k_{\text{в}} \cdot k_{\text{тт}} \cdot k_{\text{пп}}}, \quad (5.12)$$

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

k_{ϕ} – 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), 1200 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.

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,816 \cdot 1200}{0,8 \cdot \frac{200}{5} \cdot \frac{10,5}{0,475}} = 4,17 \text{ A.}$$

Далее переводим его в относительные единицы:

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

$$I_{\text{МТЗ}}^* = \frac{4,17}{1,15} = 3,63 \text{ о. е.}$$

Таким образом, принимаем уставку срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{ср.МТЗ}}^* = 3,63 \text{ о.е.}$$

Определяем чувствительность защиты, коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч.МТЗ}} = \frac{I_{K2}^{(2)}}{k_{\text{тт}} \cdot I_{\text{МТЗ}}}, \quad (5.14)$$

$$k_{\text{ч.МТЗ}} = \frac{724}{\frac{200}{5} \cdot 4,17} = 4,34 > 1,5.$$

Выдержка времени МТЗ отстраивается от времени перегорания предохранителей тиристорных преобразователей и составляет $t_{\text{МТЗ}} = 0,4 \text{ с.}$

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:

$$I_{\text{ТО}} = \frac{k_h \cdot I_{K2}^{(3)}}{k_{\text{тт}}}, \quad (5.15)$$

где k_h – минимальное значение коэффициента надежности для ТО (1,4).

$$I_{\text{ТО}} = \frac{1,4 \cdot 836}{200/5} = 29,26 \text{ A.}$$

Определяется максимальное значение тока намагничивания:

$$I_{\text{МГ}} = \frac{5 \cdot I_{\text{т.ном}}^{(1)}}{k_{\text{тт}}}, \quad (5.16)$$

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

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

$$I_{\text{ср.ТО}} = 29,26 \text{ А.}$$

Далее переводим ее в относительные единицы:

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

$$I_{\text{ср.ТО}}^* = \frac{29,26}{1,15} = 25,44 \text{ о. е.}$$

Определяем коэффициент чувствительности ТО:

$$k_{\text{ч.ТО}} = \frac{I_{K_1}^{(2)}}{k_{\text{тт}} \cdot I_{\text{ср.ТО}}}, \quad (5.18)$$

$$k_{\text{ч.ТО}} = \frac{14217}{200/5 \cdot 29,26} = 12,15 > 2,0.$$

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.

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

Номинальный ток генератора: $I_{\Gamma}^{(1)} = 2584 \text{ А.}$

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $k_{\text{тт}} = 3000/5 \text{ А.}$

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:

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{0ДН}} \cdot f_i \cdot I_{\Gamma}^{(1)}, \quad (5.19)$$

где $K_{\text{одн}} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;
 $f_i = 0,1$ – относительная погрешность трансформаторов тока;

$$I_{\text{НБ(Н)}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 2584 = 129,2 \text{ А.}$$

Уставка начального тока срабатывания дифференциальной защиты генератора по первому условию:

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

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности.

$$I_{\text{CP.0}} \geq K_H \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 129,2 = 258,4 \text{ А.}$$

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

$$I_{\text{CP.0}} \geq I_{K_2}^{(3)} \cdot K_H, \quad (5.21)$$

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

$$I_{\text{CP.0}} \geq 836 \cdot 1,1 = 919,6 \text{ А.}$$

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

$$I_{\text{CP.0}} \geq 919,6 \text{ А,}$$

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

$$I_{\text{CP.0}}^{(2)} \geq \frac{919,6}{3000/5} = 1,53 \text{ А.}$$

Уставка начального тока срабатывания в относительных единицах:

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

где $I_g^{(2)} = 4,31 \text{ А}$ – номинальный ток генераторного напряжения, приведенный к низшей стороне трансформатора тока.

$$I_{\text{CP.0}}^* \geq \frac{1,53}{4,31} = 0,35 \text{ о. е.}$$

Принимаем уставку начального тока срабатывания:

$$I_{\text{CP.0}}^* = 0,35 \text{ о. е.}$$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(max)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{скв.max}}, \quad (5.23)$$

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

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

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

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

$$I_{\text{скв.max}} = \frac{E_q''}{x_d''} \cdot I_{\Gamma}^{(1)}, \quad (5.24)$$

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

$$E_q'' = \sqrt{(\cos\varphi_{\Gamma})^2 + (\sin\varphi_{\Gamma} + x_d'')^2}, \quad (5.25)$$

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

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

$$I_{\text{скв.max}} = \frac{1,1}{0,17} \cdot 2584 = 16706 \text{ А,}$$

$$I_{\text{НБ(max)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 16706 = 1671 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

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

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

I_T – ток торможения в рассматриваемом режиме.

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

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

$$I_T = \sqrt{16706 \cdot (16706 - 1671) \cdot \cos 15^\circ} = 15576 \text{ A},$$

$$K_T > \frac{1671 \cdot 2}{15576} = 0,21.$$

Принимаем уставку $K_T = 0,5$.

3) Уставка начального торможения:

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

$$I_{HT} = \frac{0,35}{0,5} = 0,7 \text{ o. e.}$$

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

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

$$B \geq 0,7 \text{ o. e.}$$

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

На рисунке 5.2 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

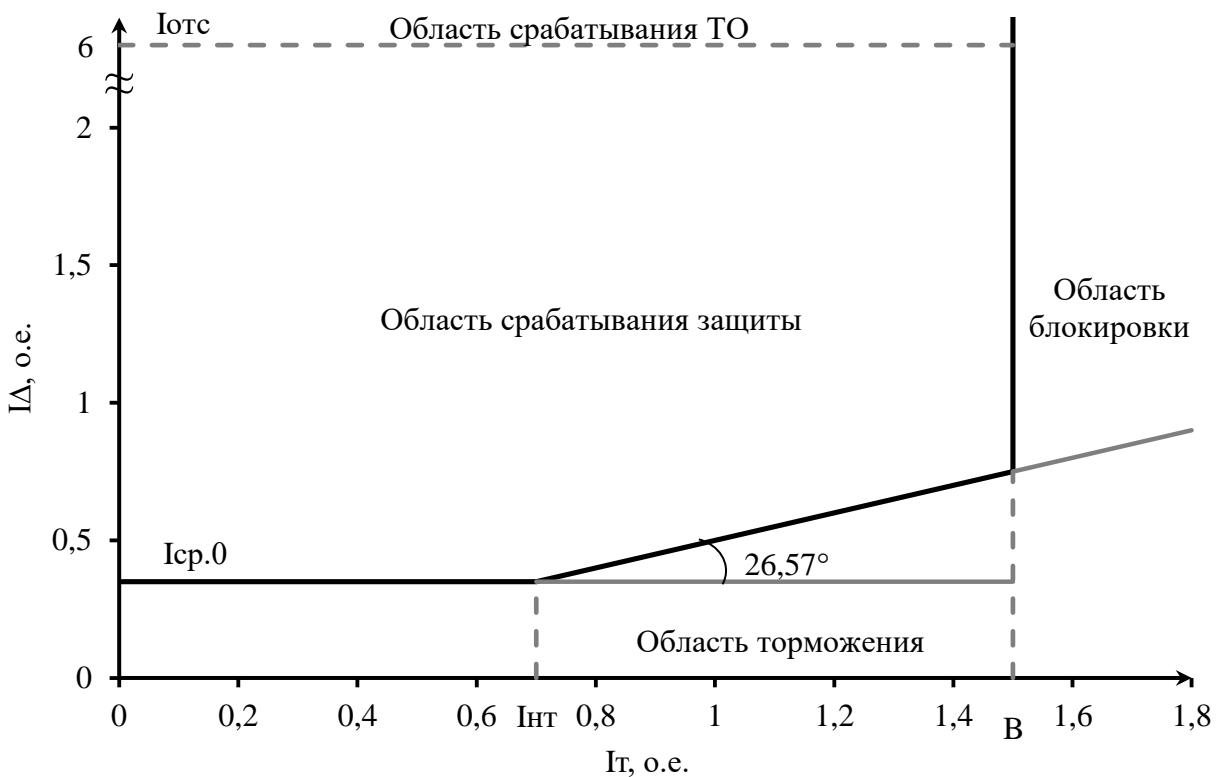


Рисунок 5.2 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

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

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

$$I_{\text{отс}} = 6 \cdot 2584 = 15504 \text{ A.}$$

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

$$I_{\text{отс}}^{(2)} = \frac{15504}{3000/5} = 25,84 \text{ A.}$$

В относительных единицах:

$$I_{\text{отс}}^* = \frac{25,84}{4,31} = 6,00 \text{ о. е.}$$

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 (U_0))

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

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

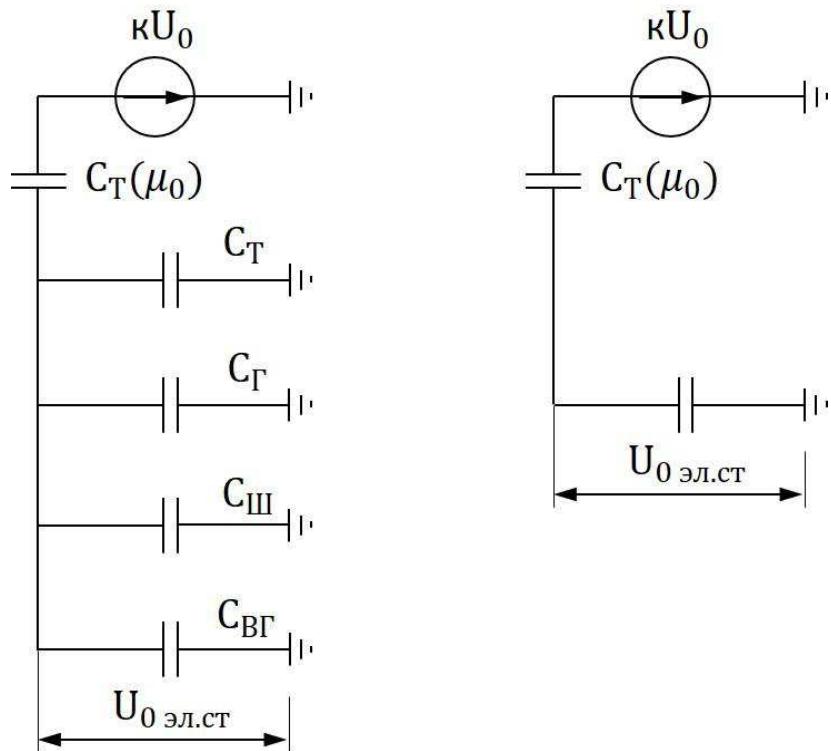


Рисунок 5.3 – Схема замещения для определения напряжения $U_{0\text{ эл.ст.}}$.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{III}} + C_{\text{BГ}}, \quad (5.31)$$

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

$$C_{\Sigma} = 0,007 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,965 \text{ мкФ/фазу.}$$

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, $C_T(\mu_0) = 0,01$;

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

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{115}{\sqrt{3}} = 22,132 \text{ кВ},$$

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = 0,5 \cdot 22,132 \cdot 10^3 \cdot \frac{0,01}{0,01+0,965} = 113,5 \text{ В.}$$

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

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

где $U_{\text{Л}}$ – линейное напряжение генератора, кВ;

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

$$I_C = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 0,965 = 5,51 \text{ А.}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{CP}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3U_{0 \text{ эл.ст}}}{K_{TH}}, \quad (5.35)$$

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

K_{TH} – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,9$ – коэффициент возврата.

$$U_{CP} \geq \frac{1,3}{0,9} \cdot \frac{3 \cdot 113,5}{10,5 / \sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}} = 2,7 \text{ В.}$$

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 третей 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 защищенных 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 ступень защиты $U1>$ предназначена для защиты от повышения напряжения статора в режиме холостого хода.

Уставка $U1>$ рассчитывается:

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

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

K_{TH} – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

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

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

Уставка защиты $U2>$ рассчитывается:

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

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

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 110 кВ принимается минимальной и равной $0,09 \cdot I_H$.

Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

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

5.5.5. 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 обмоток ток обратной последовательности не должен превышать 14% от номинального тока генератора в первичной цепи.

Принимаем уставку сигнального органа:

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

$$I_{2\text{сигн}} = 0,07 \cdot 2584 = 180,9 \text{ A.}$$

Уставка сигнального органа приведенная к низшей стороне трансформатора тока:

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

$$I_{2\text{сигн}}^{(2)} = \frac{180,9}{3000/5} = 0,30 \text{ A.}$$

2) Пусковой орган ($I_{2\text{пуск}}$) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_2 выше уставки срабатывания и осуществляет пуск

интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа.

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

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

Уставку пускового органа выбираем по условию надежного 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 надежности.

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

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

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

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

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

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

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

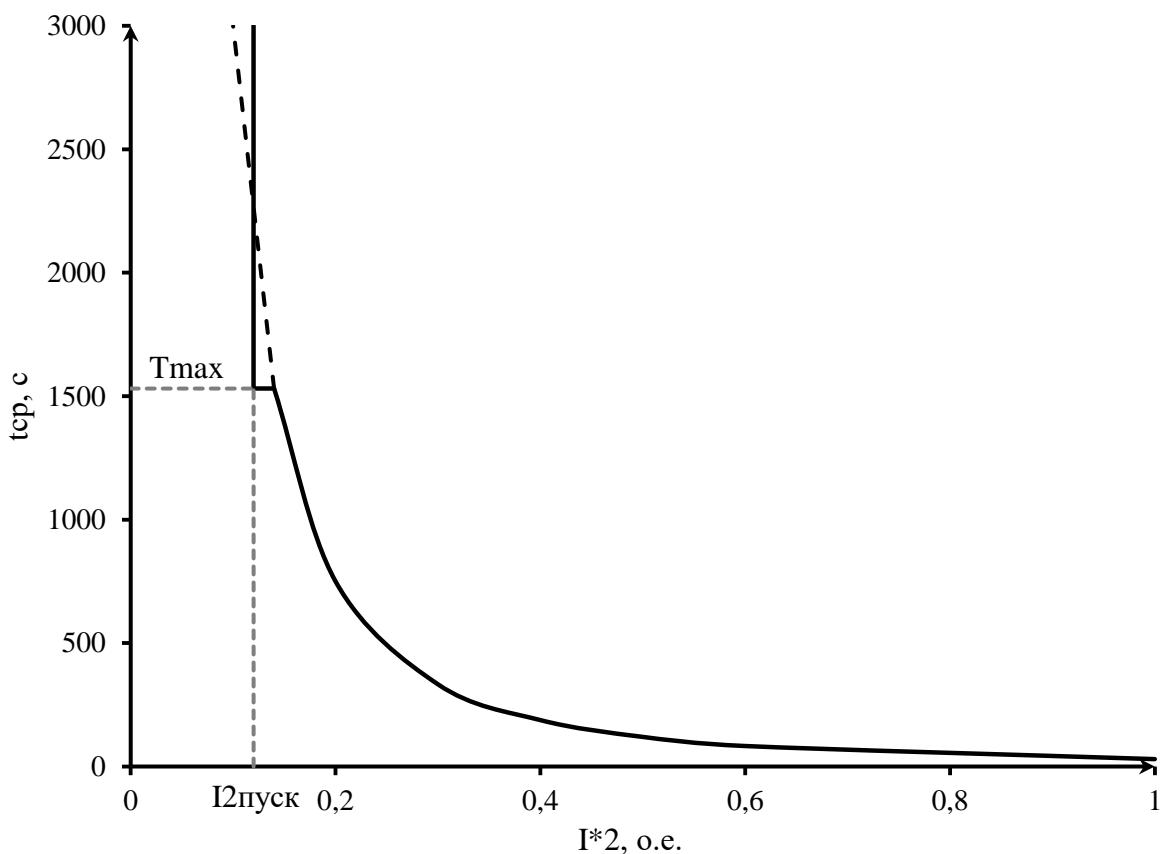


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

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

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

величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ($T_{\text{охл}}$). 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., ($I_{2 \text{ дл.доп.}}^* = I_2^* = 0,14$ о.е.).

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

4) Орган токовой отсечки (I_{20TC}) срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_2 выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных коротких замыканий.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

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

$$I_{2C.3.}^* \leq \frac{I_{2\text{MIN}}^{(2)}}{K_q}, \quad (5.50)$$

Произведем расчет короткого замыкания в относительных единицах:

$$S_{\text{баз.}} = 47 \text{ МВА},$$

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

$$U_{\text{баз.2}} = 115 \text{ кВ},$$

$$I_{\text{баз.1}} = \frac{S_{\text{баз.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз.1}}}, \quad (5.51)$$

$$I_{\text{баз.1}} = \frac{47 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2584 \text{ А},$$

$$I_{6\text{аз.2}} = \frac{S_{6\text{аз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{6\text{аз.2}}}, \quad (5.52)$$

$$I_{6\text{аз.2}} = \frac{47 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 236 \text{ A},$$

$$X_{\text{ген.баз.}}^* = X_d'' \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} \cdot \frac{S_{6\text{аз.}}}{U_{6\text{аз.1}}^2}, \quad (5.53)$$

$$X_{\text{ген.баз.}}^* = 0,17 \cdot \frac{10,5^2}{47} \cdot \frac{47}{10,5^2} = 0,17 \text{ о. е.},$$

$$X_{\text{тр-па.баз.}}^* = \frac{U_{\text{к%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} \cdot \frac{S_{6\text{аз.}}}{U_{6\text{аз.2}}^2}, \quad (5.54)$$

$$X_{\text{тр-па.баз.}}^* = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{63} \cdot \frac{47}{115^2} = 0,08 \text{ о. е.},$$

$$X_{2\text{ баз.}}^* = X_2 \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} \cdot \frac{S_{6\text{аз.}}}{U_{6\text{аз.1}}^2}, \quad (5.55)$$

$$X_{2\text{ баз.}}^* = 0,18 \cdot \frac{10,5^2}{47} \cdot \frac{47}{10,5^2} = 0,18 \text{ о. е.},$$

$$I_{\text{к.з.о.п.}}^{*(2)} = \frac{E^*}{(X_{\text{ген.баз.}}^* + X_{\text{тр-па.баз.}}^*) + (X_{2\text{ баз.}}^* + X_{\text{тр-па.баз.}}^*)}, \quad (5.56)$$

$$I_{\text{к.з.о.п.}}^{*(2)} = \frac{1}{(0,17+0,08)+(0,18+0,08)} = 1,96 \text{ о. е.}$$

Переведем в именованные единицы:

$$I_{\text{к.з.о.п.}}^{(2) \text{ н.н.}} = I_{\text{к.з.о.п.}}^{*(2)} \cdot I_{6\text{аз.1}}, \quad (5.57)$$

$$I_{\text{к.з.о.п.}}^{(2) \text{ н.н.}} = 1,96 \cdot 2584 = 5065 \text{ A.}$$

Далее приведем ток к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{2\text{ к.з.о.п.}}^{(2) \text{ н.н.}} = \frac{I_{\text{к.з.о.п.}}^{(2) \text{ н.н.}}}{k_{\text{тт}}}, \quad (5.58)$$

$$I_{2\text{ к.з.о.п.}}^{(2) \text{ н.н.}} = \frac{5065}{3000/5} = 8,44 \text{ A.}$$

В соответствии с указаниями завода-изготовителя при проектировании принимаем уставку отсечки из диапазона $(0,5 - 0,8) \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$. При этом

коэффициент чувствительности $K_{\chi} > 1,2$. Принимаем уставку $0,8 \cdot I_r^{(2)}$, т.е, 0,8 о.е.:

$$I_2 \text{ с.з.} = 0,8 \cdot 4,31 = 3,45 \text{ А.}$$

Далее проводим проверку по коэффициенту чувствительности:

$$K_{\chi} = \frac{I_2^{(2) \text{ н.н.}}}{I_2 \text{ с.з.}} \geq 1,2, \quad (5.59)$$

$$K_{\chi} = \frac{8,44}{3,45} = 2,4 > 1,2.$$

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 $I_2 \text{ с.з.} = 0,8$ 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:

$$I_1 \text{ сигн.} = \frac{K_H \cdot I_r^{(1)}}{K_B}, \quad (5.60)$$

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

$$I_1 \text{ сигн.} = \frac{1,05 \cdot 2584}{0,98} = 2768,6 \text{ А.}$$

Уставка сигнального органа приведенная к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{1 \text{ СИГН.}}^{(2)} = \frac{I_1 \text{ СИГН.}}{k_{\text{TT}}}, \quad (5.61)$$

$$I_{1 \text{ СИГН.}}^{(2)} = \frac{2768,6}{3000/5} = 4,61 \text{ A.}$$

В относительных единицах:

$$I_{1 \text{ СИГН.}}^* = \frac{I_{1 \text{ СИГН.}}^{(2)}}{I_{\Gamma}^{(2)}}, \quad (5.62)$$

$$I_{1 \text{ СИГН.}}^* = \frac{4,61}{4,31} = 1,07 \text{ о. е.}$$

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

$$I_{1 \text{ ПУСК.}} = \frac{K_H \cdot I_{\Gamma}^{(1)}}{K_B}, \quad (5.63)$$

$$I_{1 \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot 2584}{0,98} = 2847,7 \text{ A.}$$

Уставка пускового органа приведенная к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{1 \text{ ПУСК.}}^{(2)} = \frac{I_{1 \text{ ПУСК.}}}{k_{\text{TT}}}, \quad (5.64)$$

$$I_{1 \text{ ПУСК.}}^{(2)} = \frac{2847,7}{3000/5} = 4,75 \text{ A.}$$

В относительных единицах:

$$I_{1 \text{ ПУСК.}}^* = \frac{I_{1 \text{ ПУСК.}}^{(2)}}{I_{\Gamma}^{(2)}}, \quad (5.65)$$

$$I_{1 \text{ ПУСК.}}^* = \frac{4,75}{4,31} = 1,10 \text{ о. е.}$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.
Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

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

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1) представлена на рисунке 5.5.

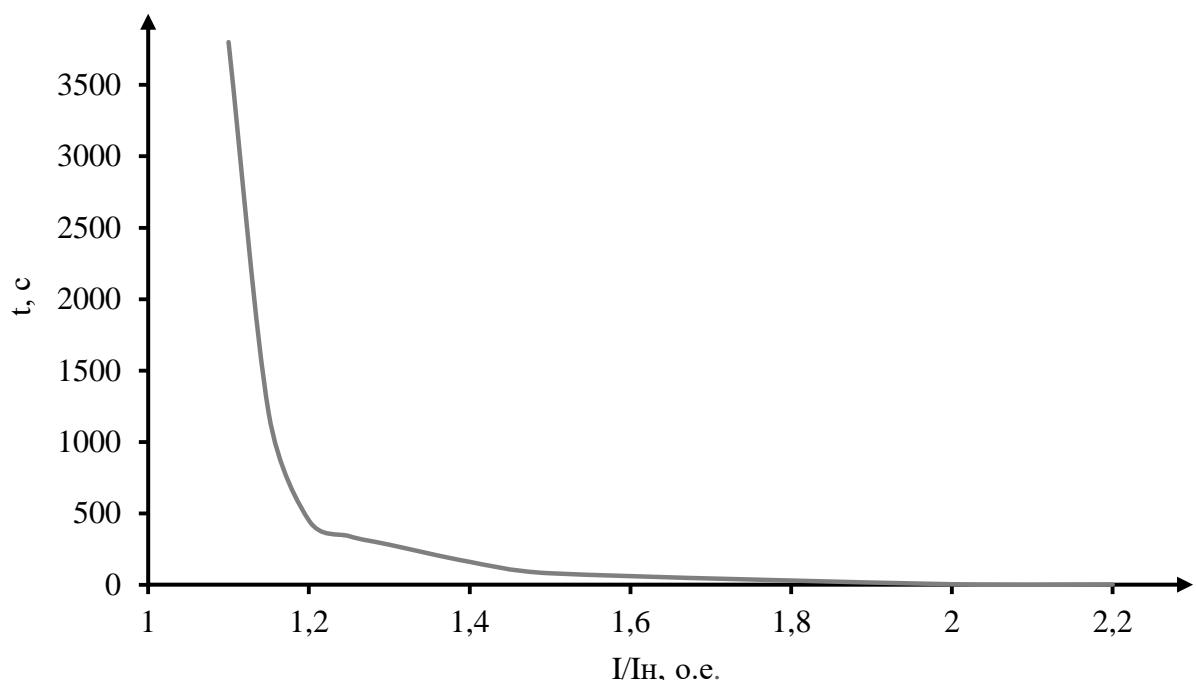


Рисунок 5.5 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок I_1

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:

$$I_{1 \text{ TO}} = \frac{K_H \cdot I_r^{(1)}}{K_B}, \quad (5.66)$$

$$I_{1 \text{ TO}} = \frac{1,2 \cdot 2584}{0,98} = 3164,1 \text{ A.}$$

Уставка органа отсечки приведенная к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{1\text{ TO}}^{(2)} = \frac{I_{1\text{ TO}}}{k_{\text{TT}}}, \quad (5.67)$$

$$I_{1\text{ TO}}^{(2)} = \frac{3164,1}{3000/5} = 5,27 \text{ A.}$$

В относительных единицах:

$$I_{1\text{ TO}}^* = \frac{I_{1\text{ TO}}^{(2)}}{I_r^{(2)}}, \quad (5.68)$$

$$I_{1\text{ TO}}^* = \frac{5,27}{4,31} = 1,22 \text{ о. е.}$$

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

$$I_{\text{к.з.}}^{*(3)} = \frac{E^*}{X_{\text{ген.баз.}}^* + X_{\text{тр-ра.баз.}}^*}, \quad (5.69)$$

$$I_{\text{к.з.}}^{*(3)} = \frac{1}{0,17+0,08} = 4,00 \text{ о. е.,}$$

$$K_q = \frac{I_{\text{к.з.}}^{*(3)}}{I_{1\text{ TO}}^*} \geq 1,2, \quad (5.70)$$

$$K_q = \frac{4,00}{1,22} = 3,3 > 1,2.$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению $U_r <$. Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{\text{CP}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{ном.г}}}{K_B \cdot K_{\text{TH}}} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105} = 66,02 \text{ В.} \quad (5.71)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,0 с на отключение ШСВ 110 кВ, 8,5 с на блочных выключателей 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 в нейтрали генератора и трансформаторам напряжения на выводах генератора.

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

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

Согласование производится для условий работы на шинах 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 Перегинская ГЭС:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1L}, \quad (5.72)$$

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

Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 110 кВ.

$$Z_T = \frac{0,105 \cdot 115^2}{63} = 22,04 \text{ Ом},$$

$$Z_{1L} = \sqrt{r^2 + x^2} = \sqrt{(21,944)^2 + (23,088)^2} = 31,85 \text{ Ом},$$

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot 22,04 + \frac{0,8}{4} \cdot 31,85 = 24,00 \text{ Ом.}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_1^* \leq 0,8 \cdot 0,105 \cdot \frac{47}{63} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{47}{115^2} \cdot 31,85 = 0,085 \text{ о.е.}$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_1^* \cdot Z_{баз.}, \quad (5.73)$$

$$\text{где } Z_{баз.} = \frac{U_{ном.г}^2}{S_{ном}} = \frac{10,5^2}{47} = 2,35 \text{ Ом.}$$

$$Z_1 = 0,085 \cdot 2,35 = 0,20 \text{ Ом.}$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{K_{TT}}{K_{TH}}, \quad (5.74)$$

$$Z_{1C3} = 0,20 \cdot \frac{3000/5}{10500/100} = 1,14 \text{ Ом.}$$

Принимаем уставку: $Z_{1C3} = 1,14 \text{ Ом.}$

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

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 1,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей, останов турбины и сброс АРЗ.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ.Г}}}{\sqrt{3} \cdot I_r^{(1)}}, \quad (5.75)$$

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 2584} = 2,35 \text{ Ом.}$$

Сопротивление нагрузки во вторичных омах:

$$Z_{\text{НАГР}}^{(2)} = Z_{\text{НАГР}} \cdot \frac{K_{\text{TT}}}{K_{\text{TH}}}, \quad (5.76)$$

$$Z_{\text{НАГР}}^{(2)} = 2,35 \cdot \frac{3000/5}{10500/100} = 13,43 \text{ Ом.}$$

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

$$I_\phi^* = \frac{I_\phi}{I_{\text{p.ном}}^{(1)}}, \quad (5.77)$$

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}}^* = \frac{0,95 \cdot U_{\text{НОМ.Г}}^*}{I_\phi^*}, \quad (5.78)$$

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

Сопротивление нагрузки в режиме форсировки во вторичных омах:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}}^2 = Z_{\text{НАГР.Ф}}^* \cdot Z_{\text{баз.}} \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{TH}}}, \quad (5.79)$$

$$Z_{\text{НАГР.Ф}}^2 = 0,45 \cdot 2,35 \cdot \frac{3000/5}{10500/100} = 6,04 \text{ Ом},$$

$$\cos\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos\varphi_{\Gamma}}{0,95 \cdot I_{\Phi}^*}, \quad (5.80)$$

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

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 64,53^\circ$.

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

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_2^* = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}^*}{K_H}, \quad (5.81)$$

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

Z_2 в первичных Омах составит:

$$Z_2 = Z_2^* \cdot Z_{\text{баз.}}, \quad (5.82)$$

$$Z_2 = 0,38 \cdot 2,35 = 0,89 \text{ Ом.}$$

Значение уставки составит:

$$Z_{2C3} = Z_2 \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{TH}}}, \quad (5.83)$$

$$Z_{2C3} = 0,89 \cdot \frac{3000/5}{10500/100} = 5,09 \text{ Ом.}$$

Принимаем уставку: $Z_{2C3} = 5,09 \text{ Ом}$. Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 20%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,23 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 1,02 \text{ Ом}$.

Выдержка времени второй ступени должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени резервных защит линий. Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение поля генератора. Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена в приложении В, рисунок В.1.

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 приведенная к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{Р.СИГН.}}^{(2)} = \frac{K_H \cdot I_{\text{р.ном}}^{(2)}}{K_B}, \quad (5.84)$$

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

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

В относительных единицах:

$$I_{\text{Р.СИГН.}}^* = \frac{I_{\text{Р.СИГН.}}^{(2)}}{I_{\text{р.ном}}^{(2)}}, \quad (5.85)$$

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

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

Уставка пускового органа приведенная к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{Р.ПУСК.}}^{(2)} = \frac{K_H \cdot I_{\text{р.ном}}^{(2)}}{K_B}, \quad (5.86)$$

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

В относительных единицах:

$$I_{\text{Р.СИГН.}}^* = \frac{I_{\text{Р.ПУСК.}}^{(2)}}{I_{\text{р.ном}}^{(2)}}, \quad (5.87)$$

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

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

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей, представлен в таблице 5.9. На рисунке 5.6 представлена характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора.

Таблица 5.9 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки I/I_H , 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

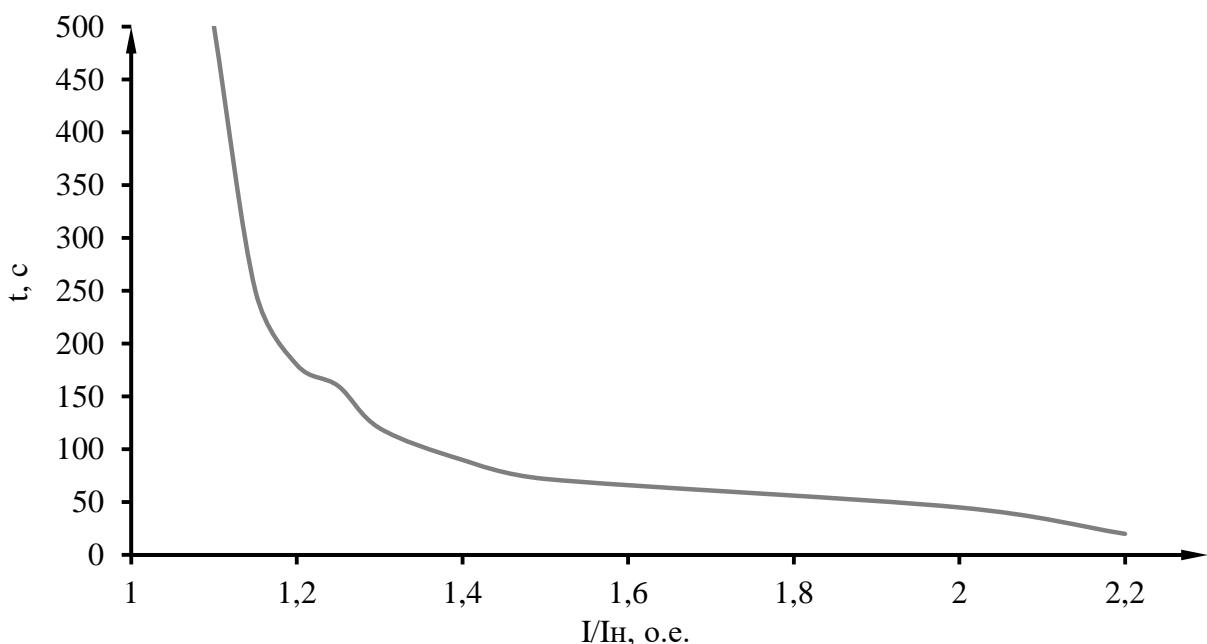


Рисунок 5.6 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

Уставка ТО приведенная к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{P, \text{TO}}^{(2)} = \frac{I_{\Phi}^* \cdot K_H \cdot I_{p, \text{ном}}^{(2)}}{K_B}, \quad (5.88)$$

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

В относительных единицах:

$$I_{\text{P.T.O.}}^* = \frac{I_{\text{P.T.O.}}^{(2)}}{I_{\text{p.nom}}^{(2)}}, \quad (5.89)$$

$$I_{\text{P.T.O.}}^* = \frac{2,25}{0,96} = 2,36 \text{ о. е.}$$

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

5.6. Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

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

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

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

5.7. 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 02.11.2013 № 986.

1. В зависимости от высоты и типа грунта оснований назначен III класс ГТС. Высота $63 - 27 = 36$ м; грунт основания скальный.

2. В зависимости от назначения и условий эксплуатации назначен III класс ГТС. Установленная мощность ГЭС 115 МВт.

3. В близи Перегинской ГЭС проживает примерно 300 человек. Назначен III класс ГТС.

Итог: назначен III класс ГТС.

6.2. Проектирование сооружений напорного фронта

6.2.1. Определение отметки гребня плотины

Отметка гребня грунтовой плотины вычислена по формуле:

$$\nabla \text{ГГП} = \nabla \text{НПУ} + h_s = 63,00 + 2,61 = 65,61 \text{ м}, \quad (6.1)$$

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

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a = 2,01 + 0,003 + 0,6 = 2,613 \text{ м}, \quad (6.2)$$

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

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

$a = 0,6$ м – конструктивный запас.

Высота ветрового нагона рассчитана по формуле (6.3).

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 1,74 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{16^2 \cdot 1380}{9,81 \cdot 18} \cdot \cos(0) = 0,003 \text{ м}, \quad (6.3)$$

где $k_w = 1,74 \cdot 10^{-6}$ – коэффициент, принимаемый по СП;

$V_w = 16$ м/с – расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды;

$L = 1380$ м – длина разгона волн;

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

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище, в условиях курсового проекта.

$$d = \frac{\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА}}{2} = \frac{63,00 - 27,00}{2} = 18 \text{ м}. \quad (6.4)$$

Вычислены безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 1380}{16^2} = 52,882, \quad (6.5)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{16} = 13243,500, \quad (6.6)$$

где $t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$.

Из графика по верхней огибающей кривой по значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ определены параметры:

$$\begin{aligned} - \text{для } \frac{gL}{V_w^2} = 52,882 & \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,014; & \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,4; \\ - \text{для } \frac{gT}{V_w} = 13243,500 & \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,115; & \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 5,1. \end{aligned}$$

Средний период и средняя высота волны соответственно:

$$\bar{T} = \frac{g\bar{T}}{V_w} * \frac{V_w}{g} = 1,4 \cdot \frac{16}{9,81} = 2,283 \text{ с}, \quad (6.7)$$

$$\bar{h} = \frac{g\bar{h}}{V_w^2} * \frac{V_w^2}{g} = 0,014 \cdot \frac{16^2}{9,81} = 0,365 \text{ м}. \quad (6.8)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,283^2}{2 \cdot 3,14} = 8,142 \text{ м}. \quad (6.9)$$

Проверяется условие $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, условие выполняется, так как $18 > 8,142 \cdot 0,5 = 4,071$.

Высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,365 \cdot 2,08 = 0,76 \text{ м}, \quad (6.10)$$

где k_i – коэффициент, определяемый по графику.

Высота наката волн 1% обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн определена по формуле:

$$h_{run1\%} = k_r k_p k_{sp} k_{run} h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,28 \cdot 2,3 \cdot 0,76 = 2,01 \text{ м}, \quad (6.11)$$

где $k_r = 1$, $k_p = 0,9$ – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса;
 $k_{sp} = 1,28$ – коэффициент, принимаемый по СП;

$k_{run} = 2,3$ – коэффициент, принимаемый по графикам в зависимости от пологости волны $\frac{\lambda_d}{h_{1\%}} = \frac{8,142}{0,76} = 10,71$ на глубокой воде.

Для бетонной плотины с вертикальной напорной гранью отметка гребня определена по формуле:

$$\nabla ГБП = \nabla НПУ + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a = 63,00 + 0,76 + 0,003 + 0,5 = 64,26 \text{ м}, \quad (6.12)$$

где $a = 0,5$ м – величина запаса, зависит от класса сооружения.

6.2.2. Определение ширины водосливного фронта

Напор на сооружение при основном расчетном случае:

$$H_{\text{осн}} = \nabla НПУ - \nabla НБ(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}) = 63,00 - 33,47 = 29,53 \text{ м}. \quad (6.13)$$

Паводок может быть пропущен через гидроагрегаты, так как $H_{\text{осн}} > H_{\text{T}}^{min} = 24,26$.

Расход через один гидроагрегат при основном расчетном случае:

$$Q_{\text{га}}^{\text{осн}} = \frac{N_{\text{га}}[\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{38,333 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (29,53 - 0,3) \cdot 0,944} = 142 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.14)$$

Согласно СП количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов – m , должно быть не более ($n - 1$) при числе гидроагрегатов ГЭС $n \leq 6$. Следовательно, $m = 3 - 1 = 2$.

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = Q_{\text{га}}^{\text{осн}} \cdot m = 142 \cdot 2 = 284 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.15)$$

Расчетный расход воды через водосливную плотину для основного расчетного случая составляет:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} - Q_c, \quad (6.16)$$

$$Q_c = \frac{V_{\text{п}} + V_{\text{пр}}}{T_{\text{cp}}} = \frac{(1,757 + 0,937) \cdot 10^9}{23587200} = 114 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.17)$$

где $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 930 \text{ м}^3/\text{с}$ – расчетный максимальный расход для основного расчетного случая.

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = 930 - 284 - 114 = 532 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_B} = \frac{532}{56} = 9,5 \text{ м}, \quad (6.18)$$

где q_B – удельный расход на водосливе, равный:

$$q_B = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 45 = 56 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.19)$$

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}} = 7 \cdot 6,47 = 45 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.20)$$

где $[v_h]$ – допустимая скорость на рисберме;

$h_{\text{НБ}} = 6,47 \text{ м}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $\nabla \text{НБ} = f(Q_{\text{НБ}})$ при $Q_{\text{осн max}}$.

Ширина водосливного фронта определяется по формуле:

$$B = b \cdot n = 7 \cdot 3 = 21 \text{ м}, \quad (6.21)$$

где $b = 7 \text{ м}$ – стандартная ширина пролета, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования;

$n = 3$ – 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}):

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{532}{0,49 \cdot 21 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,15 \text{ м}, \quad (6.22)$$

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{532}{0,49 \cdot 0,922 \cdot 1 \cdot 21 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,43 \text{ м}, \quad (6.23)$$

где $\sigma = 1$ – коэффициент подтопления;

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (3-1) \cdot 0,45}{3} \cdot \frac{5,15}{7} = 0,922, \quad (6.24)$$

где b – ширина пролета;

n – число пролетов;

$\zeta_y = 0,7$ – коэффициент формы боковых устоев;

$\zeta_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане для полукруглого очертания.

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 5,43 - \frac{1,1 \cdot 0,547^2}{2 \cdot 9,81} = 5,41 \text{ м}, \quad (6.25)$$

$$V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{(\nabla \text{НПУ} - \Delta h) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{532}{(63-27) \cdot (21 + (3-1) \cdot 3)} = 0,547 \text{ м/с}, \quad (6.26)$$

где $\delta_B = 3$ м – толщина быка;

$B = 21$ м – ширина водосливного фронта с учетом дополнительного пролета.

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla \Gamma B = \nabla \text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 63,00 - 5,5 = 57,50, \quad (6.27)$$

где $H_{\text{ст}} = 5,5$ м – стандартный напор, ближайший к H в соответствии с техническим регламентом.

6.2.4. Проверка пропуска поверочного расчетного расхода

Напор на сооружение при поверочном расчетном случае:

$$H_{\text{пов}} = \nabla \Phi \text{ПУ} - \nabla \text{НБ} (Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}) = 65,00 - 33,52 = 31,48 \text{ м}. \quad (6.28)$$

Паводок может быть пропущен через гидроагрегаты, так как $H_{\text{пов}} > H_{\text{T}}^{min} = 24,26$.

Расход через один гидроагрегат при поверочном расчетном случае:

$$Q_{\text{га}}^{\text{пов}} = \frac{N_{\text{ра}} [\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{пов}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{38,333 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (31,48 - 0,3) \cdot 0,944} = 133 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.29)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = Q_{\text{га}}^{\text{пов}} \cdot m = 133 \cdot 2 = 266 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.30)$$

Расчетный расход воды через водосливную плотину для поверочного расчетного случая составляет:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} - Q_c = 1085 - 266 - 114 = 705 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.31)$$

где $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 1085 \text{ м}^3/\text{с}$ – расчетный максимальный расход для поверочного расчетного случая.

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}):

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{705}{0,49 \cdot 21 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,21 \text{ м}, \quad (6.32)$$

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{705}{0,49 \cdot 0,905 \cdot 1 \cdot 21 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,55 \text{ м}, \quad (6.33)$$

где ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определен по формуле (6.34).

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (3-1) \cdot 0,45}{3} \cdot \frac{6,21}{7} = 0,905, \quad (6.34)$$

где $b = 7$ – ширина пролета;

$n = 3$ – число пролетов, с учетом дополнительного пролета;

$\zeta_y = 0,7$ – коэффициент формы боковых устоев;

$\zeta_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане для полукруглого очертания.

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 6,55 - \frac{1,1 \cdot 0,687^2}{2 \cdot 9,81} = 6,50 \text{ м}, \quad (6.35)$$

$$V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla \Phi \text{ПУ} - \Delta \text{Н} \text{А}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{705}{(65-27) \cdot (21 + (3-1) \cdot 3)} = 0,687 \text{ м}/\text{с}, \quad (6.36)$$

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

$B = 21 \text{ м}$ – ширина водосливного фронта с учетом дополнительного пролета.

Расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla \Phi \text{ПУ}_p = \nabla \Gamma \text{В} + H_{\text{пов}} = 57,50 + 6,50 = 64,00 \text{ м}. \quad (6.37)$$

Принята проектная отметка $\nabla \Phi \text{ПУ} = 64,00 \text{ м}$.

6.2.5. Построение профиля водосливной грани

Профиль водосливной грани представлен на рисунке 6.1. Координаты для построения профиля получены с помощью умножения данных таблицы на

значение $H_{ct} = 5,5$ м, они представлены в таблице 6.1. Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя очерчено по дуге с радиусом 13,0 м.

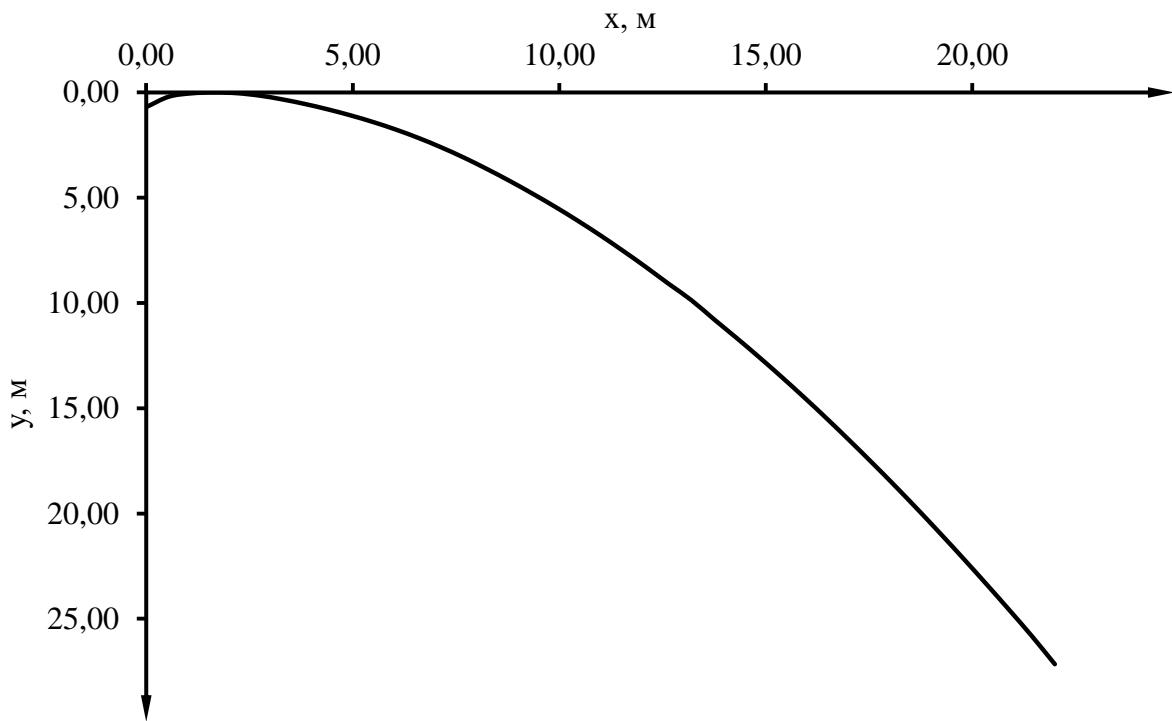


Рисунок 6.1 – Профиль водосливной грани

Таблица 6.1 – Координаты для построения профиля

В метрах

X	Y	X*	Y*	X	Y	X*	Y*
0	0,126	0	0,693	2,1	1,369	11,55	7,530
0,1	0,036	0,55	0,198	2,2	1,508	12,1	8,294
0,2	0,007	1,1	0,039	2,3	1,653	12,65	9,092
0,3	0	1,65	0	2,4	1,794	13,2	9,867
0,4	0,006	2,2	0,033	2,5	1,96	13,75	10,78
0,5	0,027	2,75	0,149	2,6	2,122	14,3	11,671
0,6	0,06	3,3	0,33	2,7	2,289	14,85	12,59
0,7	0,1	3,85	0,55	2,8	2,462	15,4	13,541
0,8	0,146	4,4	0,803	2,9	2,64	15,95	14,52
0,9	0,198	4,95	1,089	3	2,824	16,5	15,532
1	0,256	5,5	1,408	3,1	3,013	17,05	16,572
1,1	0,321	6,05	1,766	3,2	3,207	17,6	17,639
1,2	0,394	6,6	2,167	3,3	3,405	18,15	18,728
1,3	0,475	7,15	2,613	3,4	3,609	18,7	19,85
1,4	0,564	7,7	3,102	3,5	3,818	19,25	20,999
1,5	0,661	8,25	3,636	3,6	4,031	19,8	22,171
1,6	0,764	8,8	4,202	3,7	4,249	20,35	23,37
1,7	0,873	9,35	4,802	3,8	4,471	20,9	24,591
1,8	0,987	9,9	5,429	3,9	4,698	21,45	25,839
1,9	1,108	10,45	6,094	4	4,938	22	27,159
2	1,235	11	6,793				

Отметка верха быка определена по формуле:

$$\nabla\Gamma\mathcal{B} = \nabla\Gamma\mathcal{B} + 1,6 \cdot H_{ct} = 57,50 + 1,6 \cdot 5,5 = 66,30 \text{ м.} \quad (6.38)$$

Проектная отметка гребня плотин напорного фронта принята:

$$\begin{aligned} \nabla\Gamma\mathcal{P} &= \text{НАИБ}[\nabla\Gamma\mathcal{G}\mathcal{P}; \nabla\Gamma\mathcal{B}\mathcal{P}; \nabla\Gamma\mathcal{B}] = \\ &= \text{НАИБ}[65,61; 64,26; 66,30] = 66,30 \text{ м.} \end{aligned} \quad (6.39)$$

6.2.6. Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНА} = 63,00 - 27,00 = 36 \text{ м.} \quad (6.40)$$

Критическая глубина потока:

$$h_{kp} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + \sum \delta_B)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 532^2}{(21 + 2 \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 3,52 \text{ м.} \quad (6.41)$$

Вычисляем отношение и определяем значение коэффициента скорости φ в зависимости от длины сливной грани:

$$\mathcal{E}_{T_0} = \frac{T_0}{h_{kp}} = \frac{36}{3,52} = 10,23. \quad (6.42)$$

Принимаем $\varphi = 0,95$, т.к. высота плотины составляет от 15 до 40 м.

По графику М.Д. Черноусова в зависимости от коэффициента скорости φ и \mathcal{E}_{T_0} определяем \mathcal{E}_c и \mathcal{E}''_c :

$$-\mathcal{E}_c = 0,24;$$

$$-\mathcal{E}''_c = 2,80.$$

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h'_c = \mathcal{E}_c \cdot h_{kp} = 0,24 \cdot 3,52 = 0,84 \text{ м,} \quad (6.43)$$

$$h''_c = \mathcal{E}''_c \cdot h_{kp} = 2,80 \cdot 3,52 = 9,86 \text{ м.} \quad (6.44)$$

Так как $h''_c = 9,86 \text{ м} > h_{h6} = 6,47 \text{ м}$ – в НБ отогнанный прыжок.

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

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 23,46 \cdot \sqrt{0,84} = 3,23 \text{ м,} \quad (6.45)$$

$$v_c = \frac{Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}}{h'_c \cdot (B + \delta_B \cdot (n-1))} = \frac{532}{0,84 \cdot (21 + 3 \cdot (2-1))} = 23,46 \text{ м/с.} \quad (6.46)$$

Принимаем толщину плиты водобоя 3,0 м.

Длина водобоя при наличии на нем гасителей:

$$l_{\text{в}} = 0,8 \cdot l_{\text{пр}} = 0,8 \cdot 44,7 = 36 \text{ м,} \quad (6.47)$$

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h''_c - h'_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 9,86 - 0,84) = 44,7 \text{ м.} \quad (6.48)$$

Так как в створе находится алевролит, и плотина имеет высоту менее 40 метров (36 м). В качестве гасителя энергии выбираем водобойную стенку.

6.2.7. Расчет водобойной стенки

Расчет высоты водобойной стенки $h_{\text{ст}}$ проводим, рассматривая стенку как неподтопленный водослив практического профиля, следующим образом:

Рассчитываем высоту водобойной стенки по формуле:

$$h_{\text{ст}} = \sigma \cdot h''_c - H_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 9,86 - 5,31 = 5,54 \text{ м,} \quad (6.49)$$

где $H_{\text{ст}}$ – напор над водобойной стенкой;

σ – коэффициент запаса (принимаем 1,1);

m – коэффициент расхода водослива зависит от типа водослива, $m = 0,35$;

q_c – удельный расход на водобое.

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{q_c}{m \sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{\alpha q_c^2}{2g(\sigma h''_c)^2}, \quad (6.50)$$

$$q_c = \frac{Q_p}{(B + (n-1) \cdot \delta_6)} = \frac{532}{(21 + (2-1) \cdot 3)} = 20 \text{ м}^2/\text{с,} \quad (6.51)$$

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{20}{0,35 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 20^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 9,86)^2} = 5,31 \text{ м.}$$

Рассчитываем сопряжения бьефов за стенкой:

После определения высоты стенки проверяют форму сопряжения бьефов за стенкой, принимая полную удельную энергию перед стенкой равной $T_0 = h_{\text{ст}} + H_{\text{ст}}$:

$$T_0 = h_{\text{ст}} + H_{\text{ст}} = 5,54 + 5,31 = 10,85 \text{ м.} \quad (6.52)$$

Вычисляем отношение и определяем значение коэффициента скорости φ в зависимости от длины сливной грани:

$$\mathcal{E}_{T_0} = \frac{T_0}{h_{kp}} = \frac{10,85}{3,52} = 3,08, \quad (6.53)$$

где $\varphi = 0,95$ – коэффициент скорости.

По графику М.Д. Черноусова в зависимости от коэффициента скорости φ и \mathcal{E}_{T_0} определяем \mathcal{E}''_c .

$$\mathcal{E}''_c = 1,95.$$

Вычисляем h''_c :

$$h''_c = \mathcal{E}''_c \cdot h_{kp} = 1,95 \cdot 3,52 = 6,86 \text{ м.} \quad (6.54)$$

Так как $h''_c = 6,86 \text{ м} > h_{H6} = 6,47 \text{ м}$ – в НБ отогнанный прыжок.

Делаем вывод, что требуется вторая водобойная стенка, так как за первой образуется отогнанный прыжок.

Рассчитываем высоту второй водобойной стенки по формуле:

$$h_{2ct} = \sigma \cdot h''_c - H_{ct} = 1,1 \cdot 6,86 - 5,11 = 2,44 \text{ м,} \quad (6.55)$$

где H_{ct} – напор над водобойной стенкой;

σ – коэффициент запаса (принимаем 1,1);

m – коэффициент расхода водослива зависит от типа водослива, $m = 0,35$;

q_c – удельный расход на водобое.

$$H_{ct} = \left(\frac{q_c}{m\sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{\alpha q_c^2}{2g(\sigma h''_c)^2}, \quad (6.56)$$

$$H_{ct} = \left(\frac{20}{0,35 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 20^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 6,86)^2} = 5,11 \text{ м,}$$

$$q_c = \frac{Q_p}{(B + (n-1) \cdot \delta_6)} = \frac{532}{(21 + (2-1) \cdot 3)} = 20 \text{ м}^2/\text{с.} \quad (6.57)$$

Рассчитываем сопряжения бьефов за стенкой:

После определения высоты стенки проверяют форму сопряжения бьефов за стенкой, принимая полную удельную энергию перед стенкой равной $T_0 = h_{ct} + H_{ct}$:

$$T_0 = h_{ct} + H_{ct} = 2,44 + 5,11 = 7,55 \text{ м.} \quad (6.58)$$

Вычисляем отношение и определяем значение коэффициента скорости φ в зависимости от длины сливной грани:

$$\mathcal{E}_{T_0} = \frac{T_0}{h_{kp}} = \frac{7,55}{3,52} = 2,14, \quad (6.59)$$

где $\varphi = 0,95$ – коэффициент скорости.

По графику М.Д. Черноусова в зависимости от коэффициента скорости φ и \mathcal{E}_{T_0} определяем \mathcal{E}''_c .

$$\mathcal{E}''_c = 1,00.$$

Вычисляем h''_c :

$$h''_c = \mathcal{E}''_c \cdot h_{kp} = 1,00 \cdot 3,52 = 3,52 \text{ м.} \quad (6.60)$$

Так как $h''_c = 3,52 \text{ м} < h_{\text{нб}} = 6,47 \text{ м}$ – в НБ затопленный прыжок.

Делаем вывод, что двух водобойных стенок достаточно, так как за второй стенкой образуется затопленный прыжок.

6.2.8. Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы

Определение отметки ЦО и количества водопропускных сооружений.

Диаметр водовыпускного отверстия $D = 3,0 \text{ м}$.

Отметка центра выходного сечения водовыпуска ЦО выше потолка галереи:

$$D/2 + 2,0 \text{ м} = 1,5 + 2,0 = 3,5 \text{ м,} \quad (6.61)$$

$$\nabla \text{ЦО} = \nabla \text{ГАЛ} + h_{\text{гал}} + 3,5 = 27,00 + 3 + 3,5 = 33,50 \text{ м.} \quad (6.62)$$

Напор над центром выходного сечения водовыпуска:

$$H = \frac{\nabla \text{НПУ} + \nabla \text{УМО}}{2} - \nabla \text{ЦО} = \frac{63,00 + 57,44}{2} - 33,50 = 26,72 \text{ м.} \quad (6.63)$$

Расход через отверстие:

$$q_{\text{вв}} = \mu \omega \sqrt{2gH} = 0,8 \cdot 7,07 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 26,72} = 130 \text{ м}^3/\text{с,} \quad (6.64)$$

где $\mu = 0,8$ – коэффициент расхода;

$\omega = 7,07 \text{ м}^2$ – площадь водовыпускного отверстия.

Количество водовыпускных отверстий, необходимое для пропуска расчетного расхода:

$$n = \frac{Q_c}{q_{\text{вв}}} = \frac{114}{130} = 0,9. \quad (6.65)$$

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

Для гравитационных бетонных плотин на скальном основании конструируют без фундаментной плиты, так как несущая способность скального основания достаточно высокая. Заложение низовой грани на первом этапе можно принять равным $0,67 \div 0,7$, а при оценке устойчивости плотины величину заложения можно скорректировать.

Разница между НПУ и отметкой подошвы:

$$h = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 63 - 24 = 39 \text{ м}, \quad (6.66)$$

$$B_n = 0,7 \cdot h = 27,3 \text{ м}. \quad (6.67)$$

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 отметку верха уступа быка принята на 1 м выше максимальной отметки уровня нижнего бьефа.

Разрезной бык состоит из двух полубыков, их суммарная толщина 3 м.

Глубина и ширина паза рабочего затвора составляют – 0,75 x 1,0 м.

Глубина и ширина паза ремонтного затвора – 0,75 x 0,8 м.

Расстояние между затворами принимаем 0,5 м, с целью обеспечения прохода персонала для осмотра и ремонта затворов.

6.3.4. Устои

Устраивается один разделяющий устой: между водосливной плотиной и зданием ГЭС, длиной 97,5 м, и шириной 4 м, а также один сопрягающий устой для обеспечения плавного растекания потока в НБ, длиной 57,6 м и шириной 2,5 м.

6.3.5. Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотин следует предусматривать устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих входы в продольные галереи. Диаметр вертикальных скважин принимаем 20 см. Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа назначаем $a_{\text{др}} = 2$ м. При этом должно выполняться условие:

$$a_{\text{др}} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{\text{кр.м}}}, \quad (6.68)$$

где $H_d = 34,52$ м – напор над расчетным сечением;

$\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$I_{\text{кр.т}} = 25$ – критический средний градиент напора для бетона плотины.

$$2 \text{ м} \geq \frac{34,52 \cdot 1,15}{25} = 1,59 \text{ м.}$$

Принимаем $a_{\text{др}} = 2$ м.

6.3.6. Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи расположены через 15 м.

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

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначены следующие проектные отметки $\nabla_{\text{пол.гал.}} = 27,00$ м и $\nabla_{\text{пол.гал.}} = 42,00$ м, и размеры галерей, соответственно, $2,5 \times 3,0$ и $2 \times 2,5$ м.

6.3.7. Основные элементы плотины

В состав плотины входят: фундаментная плита, водосливная грань, быки и устои, деформационные швы и их уплотнения, водобой и рисберму с ковшом, анкерный понур, шпунт, зубья, дренажи в теле плотины и основании.

Цементационная завеса применяется в тех случаях, когда невозможна забивка шпунта вследствие содержания большого количества валунов, прослоек скалы в грунте или, когда основание сложено скальными грунтами. Толщина противофильтрационной завесы δ_z должна быть:

$$\delta_3 > \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{J_{cr,m}} = \frac{24,16 \cdot 1,15}{15} = 1,9 \text{ м}, \quad (6.69)$$

где $\Delta H_3 = H_d - H_{as} = 24,16 \text{ м}$ – потери напора на завесе;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

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

Принимаем $\delta_3 = 2 \text{ м}$.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы назначают в пределах:

$$l_3 = (0,05 \div 0,1)B_n = 0,1 \cdot 27,3 = 2,7 \text{ м}, \quad (6.70)$$

где B_n – ширина подошвы плотины.

Глубину цементационной завесы принимают равной:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8)H_{max} = 0,51 \cdot 34,52 = 17,6 \text{ м}, \quad (6.71)$$

$$H_{max} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{min} = 63,00 - 28,48 = 34,52 \text{ м}. \quad (6.72)$$

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

Дренаж выполнен в виде вертикальных скважин диаметром 200 мм. Глубину скважин принимают равной $h_{\text{др}} = 0,6 \cdot h_{\text{зав}} = 0,6 \cdot 17,6 = 10,6 \text{ м}$.

Через дренажные скважины фильтрующуюся воду выводят в цементационную или дренажную галерею, а отвод воды в НБ осуществляют самотеком или насосами.

6.4. Конструктивные элементы нижнего бьефа

6.4.1. Водобой

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

Для отвода фильтрующейся воды устроены дренажные колодцы в раздельных устоях и сопрягающих стенах. Толщина водобоя определена по формуле В.Д. Домбровского.

6.4.2. Рисберма и ковш

Рисберма – участок за водобоем, предназначенный для успокоения и рассеяния потока. Выполняется в виде крепления из бетонных или железобетонных плит, расположенных в шахматном порядке. Вес конструкции

рисбермы по течению уменьшается, достигается это путем уменьшения толщины плит. Толщину плит рисбермы 1-го порядка назначаем 2 м, далее по потоку толщина плит уменьшаются, толщина последней плиты равна 0,7 м.

6.5. Определение основных нагрузок на плотину

6.5.1. Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующих сил $G_{\text{пл}}$ и G_6 определяются в программе AutoCAD: $S_{\text{пл}} = 538,945 \text{ м}^2$, $S_6 = 1032,778 \text{ м}^2$.

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

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_B} = \frac{538,945 \cdot 7 \cdot 9,81 \cdot 2400}{7+3} = 8882,24 \text{ кН/м}, \quad (6.73)$$

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

b – ширина пролета;

δ_B – толщина быка;

ρ_6 – плотность бетона.

Вес быка и точку его приложения определию аналогичным образом:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_B \cdot \rho_6 \cdot g}{b + \delta_B} = \frac{1032,778 \cdot 3 \cdot 2400 \cdot 9,81}{7+3} = 7294,72 \text{ кН/м}. \quad (6.74)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.75)$$

где f – площадь затвора.

$$f = (\nabla \Phi \text{ПУ} - \nabla \Gamma \text{В} + 0,5) \cdot b = (64,00 - 57,50 + 0,5) \cdot 7 = 49 \text{ м}^2, \quad (6.76)$$

$$Q_3 = 0,055 \cdot 49 \cdot \sqrt{49} \cdot 9,81 = 185,07 \text{ кН}.$$

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

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_B} = \frac{185,07}{7+3} = 18,51 \text{ кН/м}. \quad (6.77)$$

6.5.2. Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления на верховую и низовую грани бетонной плотины имеют форму равнобедренного прямоугольного треугольника.

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

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 39^2}{2} = 7460,51 \text{ кН/м}, \quad (6.78)$$

$$h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 63,00 - 24,00 = 39 \text{ м}. \quad (6.79)$$

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 4,48^2}{2} = 98,45 \text{ кН/м}, \quad (6.80)$$

$$h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{min}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 28,48 - 24,00 = 4,48 \text{ м}. \quad (6.81)$$

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны верхнего бьефа определяется:

$$W_B = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^B = 1000 \cdot 9,81 \cdot 760,5 = 7460,51 \text{ кН/м}, \quad (6.82)$$

где $S_{\text{ЭП}}^B = 760,500 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения тела давления, определена с помощью программы AutoCAD.

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа определяется:

$$W_H = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^H = 1000 \cdot 9,81 \cdot 10,035 = 98,45 \text{ кН/м}, \quad (6.83)$$

где $S_{\text{ЭП}}^H = 10,035 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения тела давления, определена с помощью программы AutoCAD.

6.5.3. Равнодействующая взвешивающего давления

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

$$p_{\text{взВ}} = \rho_w \cdot g \cdot h_2 = 1000 \cdot 9,81 \cdot 4,48 = 43,95 \text{ кН}, \quad (6.84)$$

$$h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{min}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 28,48 - 24,00 = 4,48 \text{ м}. \quad (6.85)$$

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}} \cdot \rho_w \cdot g = 122,304 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 1199,80 \text{ кН/м}, \quad (6.86)$$

где $S_{\text{эп}} = 122,304 \text{ м}^2$ – площадь эпюры взвешивающего давления, включая зубья, определена с помощью AutoCAD.

6.5.4. Сила фильтрационного давления

В качестве воздействия на плотину учитывается часть эпюры фильтрационного давления, действующего непосредственно на подошву плотины:

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 107,767 = 1057,19 \text{ кН/м}, \quad (6.87)$$

где $S_{\text{эп}} = 107,767 \text{ м}^2$ – площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины.

6.5.5. Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_h = \gamma_h \cdot h_h \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_h}{2} \right) = 10 \cdot 2 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 9,81 \text{ кН/м}^2, \quad (6.88)$$

где $\gamma_h = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

h_h – толщина слоя наносов, принимаем $h_h = 2 \text{ м}$;

$\varphi_h = 20^\circ$ – угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_h = \frac{h_h \cdot p_h}{2} = \frac{2 \cdot 9,81}{2} = 9,81 \text{ кН/м}. \quad (6.89)$$

Определяем пассивное давление грунта со стороны нижнего бьефа.

Удельный вес взвешенного грунта $\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}}$ равняется:

$$\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} = \gamma_{\text{гр}}^{\text{сух}} - (1 - n) \cdot \gamma_w = 26,67 - (1 - 0,2) \cdot 9,81 = 18,82 \text{ кН/м}^2, \quad (6.90)$$

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

n_0 – пористость сухого грунта;

γ_w – удельный вес воды.

Пассивное давление грунта основания на плотину со стороны нижнего бьефа определяют по формулам:

Под водобойной плитой:

$$p_{\text{гр.пасс.}} = \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{гр}} \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left(45 + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right), \quad (6.91)$$

где $h_{\text{гр}}$ – толщина слоя грунта от низа водобойной плиты до подошвы плотины;
 $\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}}$ – удельный вес взвешенного бетона плиты и грунта, соответственно;
 $\varphi_{\text{гр}}$ – угол внутреннего трения грунта.

$$\begin{aligned} p_{\text{гр.пасс.}} &= 18,82 \cdot 3 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 + \frac{31}{2} \right) + 2 \cdot 100 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 + \frac{31}{2} \right) = \\ &= 529,88 \text{ кН/м}^2. \end{aligned}$$

Численное значение равнодействующей пассивного давления грунта на 1 п. м. длины плотины соответствует площади эпюры пассивного давления грунта:

$$E_{\text{пасс.}} = \frac{p_{\text{гр.пасс.}}}{2} \cdot h_{\text{гр}} = \frac{529,88}{2} \cdot 3 = 794,82 \text{ кН.} \quad (6.92)$$

6.5.6. Волновое давление

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

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.93)$$

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

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,76^2}{8,142} = 0,22 \text{ м}, \quad (6.94)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,76 \cdot \left(\frac{8,142}{3,14} + \frac{0,22}{2} \right) = 10,8 \text{ кН/м.}$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{8,142}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,76 = 1 \text{ м.} \quad (6.95)$$

6.5.7. Давление пригрузка

Сила давления пригрузка действует на часть тела плотины в нижнем бьефе, находящейся под водой, при уровне НБ, соответствующем $\nabla \text{УНБ}_{min}$.

$$W_{\text{приг}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 4,438 = 43,54 \text{ кН/м}, \quad (6.96)$$

где $S_{\text{эп}} = 4,438 \text{ м}^2$ – площадь эпюры давления пригрузка, действующего на тело плотины.

6.6. Оценка прочности плотины

Оценка общей прочности плотины произведена в сечении на уровне подошвы плотины.

Для удобства расчетов составлена таблица 6.2, в которой занесены все нагрузки, умноженные на соответствующий коэффициент надежности по нагрузке γ_f . В приведенных формулах изгибающий момент относительно середины расчетного 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 6.2 – Основные нагрузки на плотину

Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
T_B	1,0	→	7460,51	13,00	96986,63
T_H	1,0	←	98,45	1,49	-146,69
W_B	1,0	↓	0,00	0,00	0,00
W_H	1,0	↓	0,00	0,00	0,00
G_6	0,95	↓	6929,98	5,61	-38877,19
$G_{\text{пл}}$	0,95	↓	8438,13	4,05	-34174,43
$W_{\text{взв}}$	1	↑	1199,80	0,00	0,00
W_ϕ	1	↑	1057,19	9,50	10043,31
$W_{\text{приг}}$	1	↓	43,54	12,05	524,66
E_H	1,2	→	11,77	3,67	43,20
$E_{\text{пасс}}$	0,8	←	635,86	1,00	-635,86
$W_{\text{волн}}$	1,0	→	10,08	37,25	375,48
q_z	0,9	↓	16,66	11,85	-197,42
		$\Sigma \downarrow \uparrow$	13171,32	ΣM	33941,69

Расчет краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 п.м. длины) выполнен по формулам:

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{\Sigma N}{B} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{13171,32}{27,3} + \frac{6 \cdot 33941,69}{27,3^2} = -209,22 \text{ кН/м}^2, \quad (6.97)$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.98)$$

где $\gamma_w = 9,81 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды.

$$\sigma_x^u = -209,22 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 39 \cdot (1 - 0^2) = -382,59 \text{ кН/м}^2,$$

$$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 63,00 - 24,00 = 39 \text{ м}, \quad (6.99)$$

$$m_u = \operatorname{tg} \alpha_1, \quad (6.100)$$

где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\operatorname{tg} 90^\circ = 0$.

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (9,81 \cdot 39 + (-209,22)) \cdot 0 = 0,00, \quad (6.101)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2, \quad (6.102)$$

$$\sigma_1^u = -209,22 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 39 \cdot 0^2 = -209,22 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 39 = -382,59 \text{ кН/м}^2. \quad (6.103)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{\Sigma N}{B} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{13171,32}{27,3} - \frac{6 \cdot 33941,69}{27,3^2} = -755,72 \text{ кН/м}^2, \quad (6.104)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.105)$$

$$H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{min} - \nabla \text{ПОД} = 28,48 - 24,00 = 4,48 \text{ м}, \quad (6.106)$$

$$\sigma_x^t = -755,72 \cdot 0,70^2 - 9,81 \cdot 4,48 \cdot (1 - 0,70^2) = -392,72 \text{ кН/м}^2,$$

$$m_t = \operatorname{ctg} \alpha_2 = \operatorname{ctg} 55^\circ = 0,70, \quad (6.107)$$

где $\alpha_2 = 55^\circ$ – угол между низовой гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.108)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 4,48 - 755,72) \cdot 0,70 = 498,24 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_1^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H^t_d \cdot m_t^2, \quad (6.109)$$

$$\sigma_1^t = -755,72 \cdot (1 + 0,70^2) + 9,81 \cdot 4,48 \cdot 0,70^2 = -1104,49 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_3^t = -\gamma_w \cdot H^t_d = -9,81 \cdot 4,48 = -43,95 \text{ кН/м}^2, \quad (6.110)$$

где $\sigma_y^u, \sigma_x^u, \sigma_y^t, \sigma_x^t$ – нормальные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно у верховой и низовой граней, кПа;

τ_{xy}^u, τ_{xy}^t – касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно у верховой и низовой граней, кПа;

$\sigma_1^u, \sigma_3^u, \sigma_1^t, \sigma_3^t$ – главные напряжения, соответственно у верховой и низовой граней, кПа;

$\sum N$ – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

$\sum M$ – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

B – ширина подошвы плотины.

Расчет краевых напряжений представлен в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжения, кН/м ²	Напорная грань	Низовая грань
σ_y	-209,22	-755,72
σ_x	-382,59	-392,72
τ_{xy}	0,00	498,24
σ_1	-209,22	-1104,49
σ_3	-382,59	-43,95

6.7. Критерии прочности плотины и ее основания

Проверка выполнения условий, полученных напряжений для основного сочетания нагрузок.

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.111)$$

где $\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надежности по ответственности;

$\gamma_{lc} = 1,0$ – коэффициент сочетания нагрузок;

$R_b = 2800$ кПа – расчетное сопротивление бетона сжатию;

$\gamma_{cd} = 0,95$ – коэффициент условия работы.

$$1,15 \cdot 1,0 \cdot |-43,95| \leq 0,95 \cdot 2800,$$

$$50,54 \text{ кН/м}^2 < 2660,00 \text{ кН/м}^2.$$

2. Отсутствие растягивающих напряжений на верховой грани плотины:

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.112)$$

$$-209,22 \text{ кН/м}^2 < 0.$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.113)$$

$$209,22 \text{ кН/м}^2 > 95,65 \text{ кПа.}$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

6.8. Обоснование устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на несkalьных 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:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.114)$$

где $\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$\gamma_{lc} = 1,0$ – коэффициент сочетания нагрузок;

$\gamma_{cd} = 0,95$ – коэффициент условий работы;

R – расчетное значение обобщенной несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу);

F – сдвигающая сила.

$$R = (G_{\text{пл}} + G_6 + q_3 - W_\phi - W_{\text{взб}} + W_{\text{в}} + W_{\text{н}} + W_{\text{приг}}) \cdot \cdot \operatorname{tg} \varphi + E_{\text{пасс}} \cdot \gamma'_c + c \cdot \omega, \quad (6.115)$$

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. $\omega = B_n \cdot 1$.

$$R = (8438,13 + 6929,98 + 16,66 - 1057,19 - 1199,80 + 0 + 0 + 43,54) \cdot \operatorname{tg} 31^\circ + 635,86 \cdot 0,7 + 100 \cdot 27,3 = 11089,23 \text{ кН},$$

$$F = T_B - T_H + W_{\text{волн}} + E_{\text{пасс}}, \quad (6.116)$$

$$F = 7460,51 - 98,45 + 10,08 + 11,77 = 7383,91 \text{ кН},$$

$$\frac{11089,23 \cdot 0,95}{7383,91 \cdot 1,0} = 1,43 > 1,15.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости и имеет запас в 24,3%.

7. Мероприятия по охране окружающей среды

7.1. Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Перегинского гидроузла выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе сводка леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

- формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
- изменение процессов переноса и седиментации наносов;
- формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды в нижнем бьефе Перегинского гидроузла;
- формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СТО 70238424.27.140.036 – 2009 «Гидроэлектростанции водохранилища ГЭС основные правила проектирования и строительства нормы и требования» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;

- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин.

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты.

7.2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СТО 70238424.27.140.036 – 2009 «Гидроэлектростанции водохранилища ГЭС основные правила проектирования и строительства нормы и требования», в соответствии с которыми:

- разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора;
- мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантов проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ;
- работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища;
- требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления:

- на территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения;
- оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте;
- металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки;
- выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом;
- нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки;

– очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию;

– навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля;

– почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

7.3. Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период

Организационные мероприятия:

– разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ);

– разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

– разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

– получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

– получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

– оформление решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;

– расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;

– организация и проведение производственного экологического контроля.

Санитарно-технические мероприятия:

– раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

– размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах;

– передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

– передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

– учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

– организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;

- организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;
- соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
- передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
- организация стоянок автотранспорта в специально оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

7.4. Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме. Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (7.1)$$

где N – объем бетонных работ, м³ (195000 м³);

q – удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$);

ρ – плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,4$ т/м³).

$$M = \frac{195000 \cdot 1,8}{100} \cdot 2,4 = 8424 \text{ т.}$$

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные. Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5. Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г., таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (7.2)$$

где N – количество арматуры, т (26130 т);

q – удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$);

ρ – удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0$ т/м³).

$$M = \frac{26130 \cdot 1,0}{100} \cdot 2,0 = 522,6 \text{ т.}$$

Таким образом, в результате строительства будет образовано 8424 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 522,6 т отходов черных металлов в виде кусков металла. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны

быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

7.5. Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Перегинской ГЭС на окружающую среду будет оказываться:

- сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизельгенераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- на среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

- регулирование водного режима;
- очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
- обеспечение условия непадания масел и других загрязняющих веществ.

8. Мероприятия по пожарной безопасности. Охрана труда

8.1. Безопасность гидротехнических сооружений

Перегинская ГЭС, согласно проекту, относится к третьему классу ГТС. Одной из важнейших задач эксплуатационной службы является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений.

Для контроля состояния Перегинской ГЭС сооружения должны быть оснащены контрольно-измерительной аппаратурой для отслеживания напряженно-деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля. Также в состав эксплуатационного персонала должно быть введено специальное подразделение (служба мониторинга), задачей которого является измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей.

Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется в соответствии с федеральным законом от 21.07.1997 N 117-ФЗ (ред. От 08.12.2020) «О безопасности гидротехнических сооружений» обеспечение безопасности гидротехнических сооружений осуществляется на основании следующих общих требований:

- обеспечение допустимого уровня риска аварий гидротехнических сооружений;
- представление деклараций безопасности гидротехнических сооружений;
- осуществление федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений;
- непрерывность эксплуатации гидротехнических сооружений;
- осуществление мер по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений, в том числе установление критерии их безопасности, оснащение гидротехнических сооружений техническими средствами в целях постоянного контроля за их состоянием, обеспечение необходимой квалификации работников, обслуживающих гидротехническое сооружение;
- ответственность за действия (бездействие), которые повлекли за собой снижение безопасности гидротехнических сооружений ниже допустимого уровня.

На основании вышеперечисленного и Акта обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой обосновывается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по их предотвращению и ликвидации явлений, препятствующих безопасной эксплуатации.

Ответственность за обеспечение безопасности несет собственник гидроэлектростанции.

8.2. Опасные производственные факторы, действующие на предприятии

К опасным производственным факторам относятся:

- наличие движущихся частей приводов и механизмов;
- наличие токоведущих частей машин и оборудования, находящихся под напряжением;
- наличие больших объемов масла в маслохозяйстве и оборудовании;
- наличия оборудования, при нормальной работе которого используется элегаз SF_6 ;
- 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 Перегинской ГЭС. Общие положения

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемой ГЭС следует считать обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса; сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве, а также предупреждение возможности их возникновения.

Контроль за выполнением требований нормативов по охране труда осуществляется руководителями гидроэлектростанции и подразделениями на всех ступенях управления. Исполнение правил обязательно для всех работников, связанных с эксплуатацией сооружений и оборудования проектируемой ГЭС, а также для работодателей, в ведении которых находятся названные работники.

Для выполнения о обеспечения правил охраны труда должны выполняться следующие требования:

- проектирование, строительство, реконструкция и ремонт гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования ГЭС, территория и акватория в зоне ответственности ГЭС, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать нормам законодательства, требованиям технических регламентов, стандартов;

- при случае возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к использованию предварительно

разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС;

– должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных (аварийно-спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала;

– должны быть разработаны и вывешены на видных местах схемы и пути эвакуации работников из зон возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения;

– подразделения ГЭС, соответствующие безопасные помещения должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, системами автономных устройств жизнеобеспечения, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Персонал, в свою очередь должен быть извещен и знать об объеме укомплектования рабочих зон и безопасных помещений указанными средствами;

– инструктажи во всех подразделениях на Перегинской 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 иочно 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 Перегинской ГЭС должен быть обучен приемам оказания первой помощи при несчастных случаях на производстве и овладеть навыками их применения.

Руководителем Перегинской 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 Перегинской 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, утвержденны РАО «ЕЭС России». В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции.

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;
- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС;
- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

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

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устраниению 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 Перегинской 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 Перегинской 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 Перегинской ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- кабельные помещения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультовые 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 спитого 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, тунNELи с кабелями 0,4-10,5 кВ должны иметь противопожарные стенки, делящие их на секции. Наличие сквозных отверстий между секциями 1 коридора (туннеля) не допускается. Проходы между секциями осуществляются путем установки 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 закольцованны и разделены секционными

задвижками. Трубопроводы постоянно заполнены водой, расположены в помещениях с температурой не менее +5°C, прокладка производится открыто. Запорно-пусковые устройства устанавливаются по одному на каждый объект пожаротушения, на каждый объект без резерва.

Автоматизируются следующие действия:

- пуск рабочих пожарных насосов при открытии любого запорно-пускового устройства по импульсу;
- поступающему от датчика пожаротушения любого защищаемого объекта;
- пуск резервного насоса в случае отказа рабочего насоса или не срабатывания системы;
- пуск пожаротушения в течение установленного времени по импульсу электроконтактного манометра на трубопроводе;
- остановка насосов после прекращения пожара и закрытия запорно-пускового устройства через определенное время;
- пуск насосов при опробовании дистанционно;
- сигнализировать персоналу о пусках рабочего и резервного насосов;
- сигнализировать персоналу об отсутствии напряжения питания насосов.

8.5.3. Подготовка рабочего персонала по пожарной безопасности. Общие требования

Каждое помещение (кабинеты РУСН и т.п.) на Перегинской 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 Перегинской 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 Перегинскую ГЭС, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

Занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала проводятся в целях углубления знаний по пожарной безопасности с учетом особенностей технологического процесса производства, средств и методов борьбы с пожарами по специально разработанным программам. По окончании подготовки по пожарно-техническому минимуму персонал сдает зачеты, которые оформляются соответствующим документом.

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

8.5.4. Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках

1. На дверях помещения аккумуляторной батареи должны быть надписи: “Аккумуляторная”, “Огнеопасно”, “Курение запрещено” или вывешены соответствующие знаки. На дверях должны быть установлены предупреждающие плакаты “Осторожно электрическое напряжение” в соответствии с требованиями СТО 34.01.-30.1-001-2016.

2. При замене или ремонте нагревательных устройств, светильников, электродвигателей вентиляции и электропроводки основных и вспомогательных помещениях аккумуляторных батарей должны учитываться требования их монтажа, установки и эксплуатации во взрывоопасных зонах в соответствии с ПУЭ.

3. В помещениях аккумуляторных батарей должно регулярно проверяться состояние приточно-вытяжной вентиляции, которая блокируется с зарядным устройством и обеспечивает номинальный режим работы.

4. Полы и стеллажи для установки стационарных аккумуляторов должны быть выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ и технических условий.

5. При реконструкции аккумуляторной батареи помещение может отапливаться калориферным устройством, располагаемым вне этого помещения, с применением устройств против заноса искр через вентиляционные каналы. Трубопроводы парового или водяного отопления аккумуляторных помещений

должны соединяться на сварке. Запрещаются фланцевые соединения и установка вентиляй.

6. Ремонт и хранение кислотных и щелочных аккумуляторов должны осуществляться в разных помещениях.

7. В аккумуляторном помещении забор воздушно-газовой среды при вентиляции должен производиться как из верхней, так и из нижней его части. Если потолок имеет выступающие конструкции или наклон, должна быть предусмотрена вытяжка воздуха соответственно из каждого отсека или из самой верхней части потолка.

8. При естественном освещении помещения аккумуляторных батарей стекла окон должны быть матовыми или покрываться белой kleевой краской, стойкой к агрессивной среде.

9. Работы с использованием паяльных ламп в помещениях аккумуляторных батарей должны проводиться после прекращения зарядки батареи при условии тщательного проветривания и анализа воздушной среды.

10. Запрещается непосредственно в помещениях аккумуляторных батарей курить, хранить кислоты и щелочи в количествах, превышающих односменную потребность, оставлять спецодежду, посторонние предметы и сгораемые материалы.

9. Технико-экономические показатели

9.1. Оценка объемов реализации энергии и расходов

9.1.1. Оценка объемов реализации электроэнергии

Реализация электроэнергии – это стадия производства электрической энергии, при которой происходит ее сбыт на оптовом или розничном рынке.

Электроэнергия – это уникальный товар, так как она не может быть накоплена и ее реализация должна осуществляться мгновенно, по мере производства. В результате этого рынок электроэнергии разделяется на такие составляющие как: «Рынок регулируемых договоров», «Рынок на сутки вперед» и «Балансирующий рынок». Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 9.1.

Таблица 9.1. – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации

Год	2026	2027	2028	2029
Установленная мощность, МВт	38	115	115	115
Число часов использования установленной мощности	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии, МВт·ч	12773	38320	38320	38320
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1	1	1	1
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	128	383	383	383
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	12646	37937	37937	37937
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	1377	1424	1471	1512
Выручка от реализации электроэнергии, млн. руб.	17,44	54,01	55,79	57,36
НДС к выручке, млн. руб.	2,66	8,24	8,51	8,75

9.1.2. Текущие расходы на производство электроэнергии

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг. Текущие расходы посчитаны с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозов на среднесрочный и долгосрочный этап жизни проекта компании ОАО

«РусГидро», а также всем дочерним организациям и зависимыми организациями ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов.

Текущие расходы влияют на себестоимость продукции, так как характеризуют величину затрат на единицу продукции.

В нашем случае, текущие расходы 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 определены по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, и т.д.) ГЭС определяем на 1 МВт установленной мощности, данные представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,20	29,34
Прочие расходы	274,00	31,50
Итого		60,84

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из стоимости активов. Удельные значения расходов на ремонт оборудования представлены в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Удельное значение расходов на ремонт оборудования

Этапы проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,06
От 6 до 15 лет	0,09
От 16 до 25	0,14
Свыше 25 лет	0,20

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС, по данным единых сценарных условий РусГидро 2017 года, представлены в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, млн.руб.
ОАО "СО – ЕЭС"	135,38	15,56
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097	1,09
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318	0,32
Итого		16,97

Налог на воду, в соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации для реки Ловать, составляет на 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу приведены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Год	2026	2027	2028	2029	2030
Амортизационные отчисления, млн. руб.	88,44	96,40	69,47	106,97	111,14
Расходы на страхование, млн. руб.	19,56	23,91	35,30	72,18	73,16
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	152,51	152,51	152,51	152,51	152,51
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	1,18	1,47	3,28	6,65	6,84
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	17,71	17,71	17,71	17,71	17,71
Налог на воду, млн. руб.	4,56	4,98	4,98	4,98	4,98
Итого, млн. руб.	283,96	296,97	283,24	361,00	366,34

Значительное повышение затрат по гидроузлу за первый год исследуемого периода можно объяснить увеличением расходов на эксплуатационные нужды, т.к. увеличивается количество оборудования.

В дальнейшие четыре года статья расходов увеличивается за счет страхования и ремонта производственных фондов, поскольку стоимость имущества увеличивается (закупается и монтируется новое оборудование, подключается обслуживающий персонал).

Текущие затраты за рассматриваемый период представлены на рисунке 9.1.

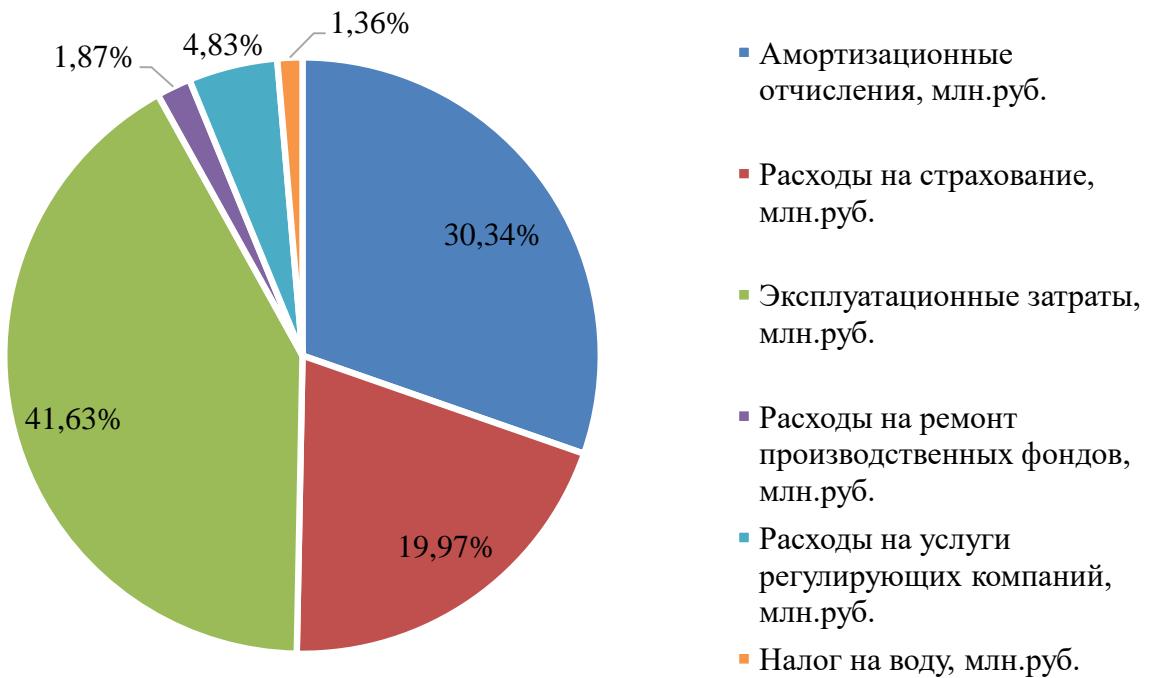


Рисунок 9.1. – Структура текущих затрат

9.1.3. Налоговые расходы

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

Учтены следующие налоги:

- налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- взносы в социальные фонды – 34%;
- налог на имущество – 2,2%;
- налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы с начала реализации проекта приведены в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Налоговые расходы

Год	2029	2030	2031	2032	2033
Налог на прибыль, млн.руб.	207,64	213,77	219,29	224,90	223,22
НДС, млн.руб.	110,12	263,77	269,06	274,43	230,21
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	19,37	19,46	19,54	19,63	19,72
Налог на имущество, млн.руб.	72,60	69,07	67,09	65,10	86,053

Налоги, отчисляемые государству, увеличиваются пропорционально возрастающим доходам проекта.

9.2. Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль – это положительная разница между доходами и затратами на производство или приобретение, хранение, транспортировку, сбыт этих товаров и услуг. Является важнейшим показателем финансовых результатов хозяйственной деятельности, определяет рентабельность производства.

Основной формой отражения производственной деятельности, проектируемой ГЭС, по производству электроэнергии является «Отчет о прибылях и убытках». В отчете определяем следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогам, чистая прибыль.

Форма и отражения основной производственной деятельности Перегинской ГЭС является отчет об прибыли и убытках.

Годовая прибыль представлена в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Год	2027	2028	2029	2030	2031
Выручка (нетто), млн.руб.	1216,8 2	1257,8 5	1293,9 5	1321,1 1	1347,4 9
Текущие расходы, млн.руб.	348,44	408,13	437,19	443,59	450,01
ЕБИТ (Прибыль до налогообложения), млн.руб.	1004,6 2	1018,2 9	1043,2 2	1071,5 7	1099,1 2
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	146,89	203,66	208,65	214,31	219,83
NOPAT (Чистая прибыль), млн.руб.	857,72	814,63	834,58	857,26	879,30
Ставка налога на прибыль Т, %	20	20	20	20	20

Как видно после ввода в эксплуатацию первого гидроагрегата наблюдается рост чистой прибыли, проект начинает себя окупать. Дальнейший ввод мощностей лишь наращивает прибыль. Отток денежных средств в первые годы реализации проекта связан с подготовительными работами. Затем после выхода ГЭС на полную мощность растет объем продаж электроэнергии и мощности, что приводит к росту чистой прибыли. Дальнейший рост, связан с тарифом на электроэнергию и мощностью согласно сценарным условиям РусГидро.

9.3. Анализ денежных потоков

На рисунке 9.2 представлен график Cash-Flow с указанием укрупненных этапов строительства станции.

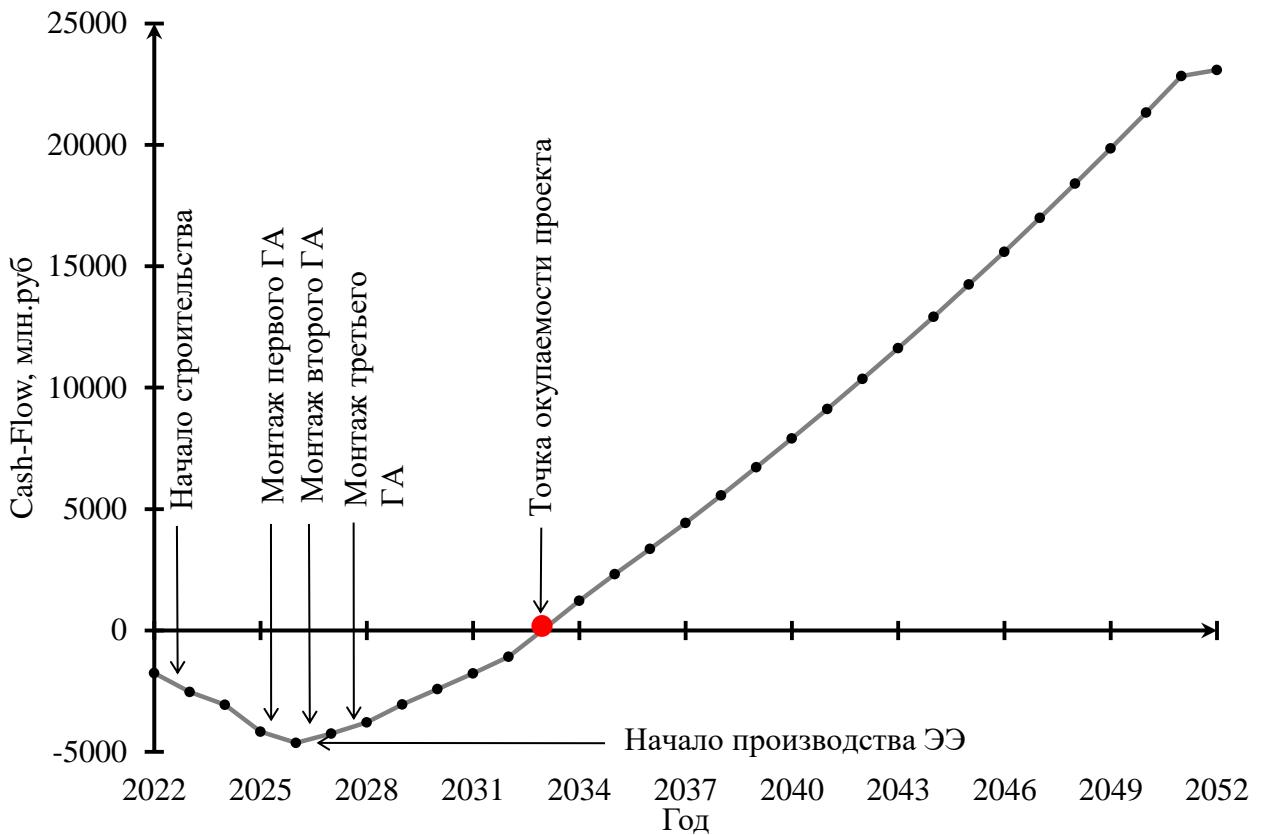


Рисунок 9.2 – График Cash-Flow

Первая часть графика в начальный период проекта находится в отрицательной стороне. Причина этому – высокие капиталовложения.

Из графика видно, что по данному проекту с начала реализации отрицательный денежный поток, который связан со строительными работами и приобретением оборудования вплоть до 2025 года (ввод в работу ГА 1). С начала производства электроэнергии денежный поток переходит в положительные направление. Начиная с 2027 года по проекту отрицательный денежный поток начинает сокращаться и к 2033 году становится положительным. После доходы начинают покрывать расходы и приносить прибыль. Из графика видно, что период окупаемости приблизительно 11 лет.

9.4. Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Выдержка из Приложения к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг.»).

9.4.1. Методология, исходные данные и оценка инвестиционного проекта

Целью оценки определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

- чистый, дисконтированный доход (NPV);
- индекс прибыльности (PI);
- срок окупаемости (PP);
- и т.д.

Расчет 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.».

Расчеты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- период прогнозирования Перегинской ГЭС составляет 30 лет, что соответствует сроку службы основного оборудования;
- используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся в 1 кв. 2022 года;
- предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации существующих правил и законов.

9.4.2. Показатели коммерческой эффективности проекта

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

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии Перегинской ГЭС мощностью 115 МВт. Под расходами понимаются кредитные средства, а также собственные средства, реализующего инвестиционный проект строительства Перегинской ГЭС.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 9.8.

Таблица 9.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Перегинской ГЭС на реке Ловать»

Показатели	Значения
Ставка дисконтирования	11,6
Период окупаемости – РВ, мес	132
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб.	559,26
Индекс прибыльности – PI	1,14
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	12,82
Себестоимость эл. энергии руб./кВт·ч	0,23
Удельные капиталовложения, руб./кВт	65241

Индекс прибыльности PI больше нуля, себестоимость электроэнергии приемлемая. Следовательно, проект можно рассматривать, как экономически удачный и целесообразный.

9.4.3. Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального бюджетов. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств.

К притокам бюджетных средств относятся притоки от налогов, установленных действующим законодательством.

Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральные и региональные бюджеты

Год	2023	2024	2025	2026	2027
Налоговые поступления, млн. руб.	37,98	59,94	57,88	69,58	212,71
В Федеральный бюджет, млн. руб.	19,54	18,86	18,96	20,45	156,16
В региональный бюджет, млн. руб.	18,44	41,08	38,92	49,13	56,55

Строительство Перегинской ГЭС обеспечит регулярное поступление денежных средств в федеральный и региональный бюджеты. С момента производства электроэнергии, денежные поступления значительно возрастут.

9.5. Анализ чувствительности

Анализ чувствительности инвестиционного проекта проводится для того, чтобы учесть и спрогнозировать влияния изменений различных первоначальных параметров: инвестиционных затрат, притока денежных средств, уровня реинвестиций (средств, полученных в виде доходов по инвестициям и вновь направленных на инвестирование тех же объектов).

Целями проведения этого анализа является оценка степени влияния изменения каждого (или нескольких сразу) из входных параметров, чтобы предусмотреть наихудшее развитие ситуации в проекте.

Степень устойчивости проекта по отношению к возможным изменениям условий реализации обычно характеризуется показателями границ безубыточности (предельных уровней объемов производства), цен производимой продукции и других параметров.

Наиболее значимыми, для данного проекта являются: объем инвестиций, ставки налогов, и объем сбыта, имделено особое внимание.

Основным методом исследования риска является анализ чувствительности:

- изменение цены сбыта представлено на рисунке 9.3;
- изменение ставки дисконтирования представлено на рисунке 9.4;
- изменение объема сбыта представлено на рисунке 9.5.

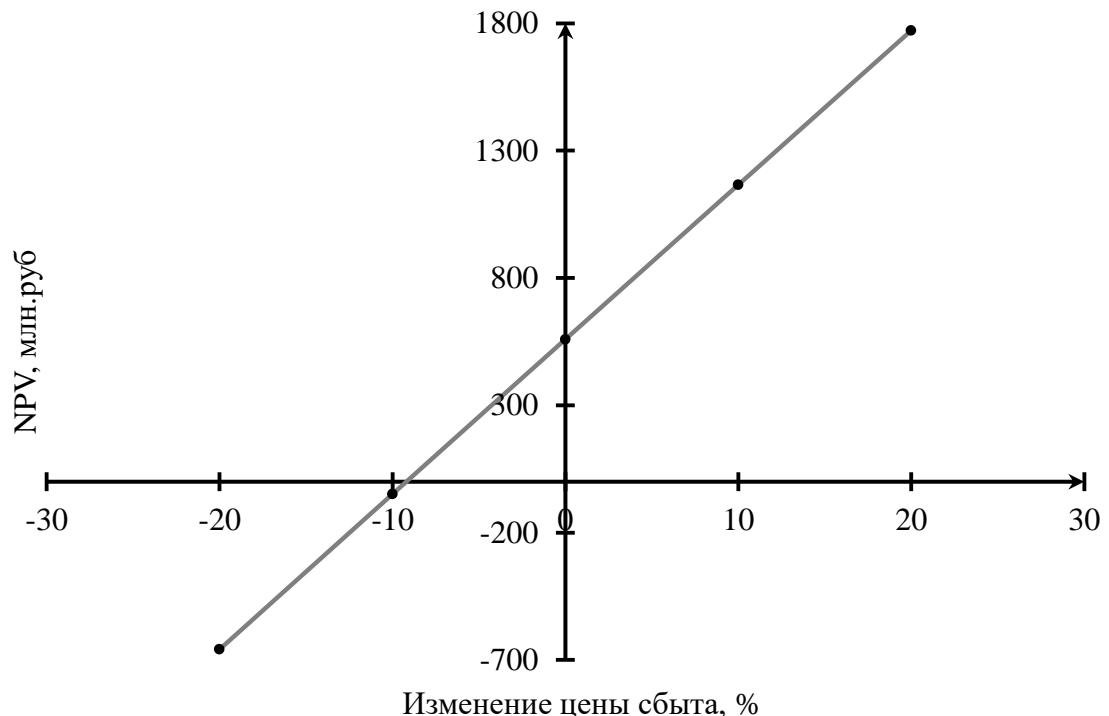


Рисунок 9.3 – Изменение NPV в зависимости от изменения цены сбыта

График показывает, что увеличение цены сбыта влечет за собой увеличение NPV и наоборот.

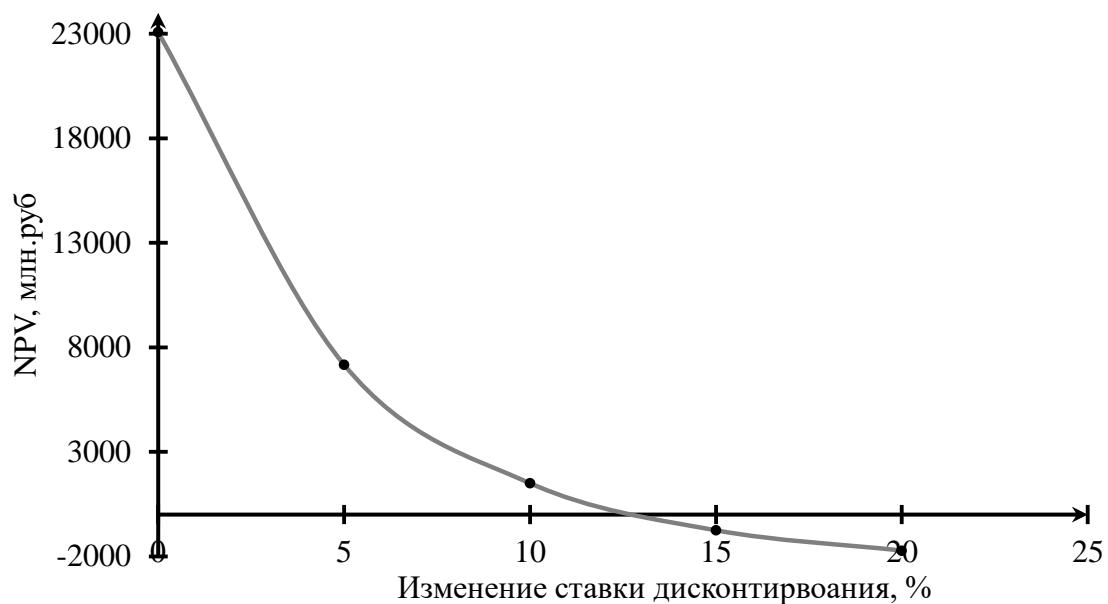


Рисунок 9.4 – Изменение NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования

График показывает, что увеличение ставки дисконтирования влечет за собой уменьшение величины NPV.

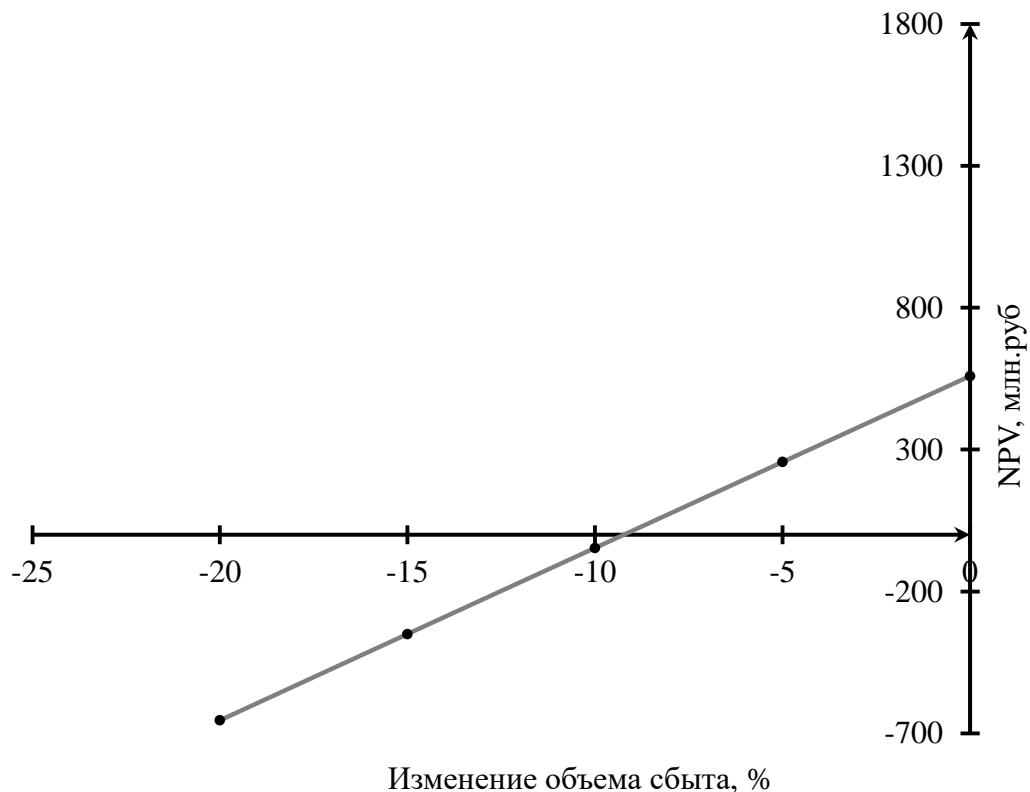


Рисунок 9.5 – Изменение NPV в зависимости от изменения объема сбыта

График показывает, что уменьшение объема сбыта влечет за собой уменьшение NPV.

10. Методы и приборы определения мест повреждения на линиях электропередачи

10.1. Определение мест повреждения на линиях электропередачи

Линии электропередачи (ЛЭП) высокого напряжения (ВН) – довольно часто повреждаемые элементы энергосистемы (ЭЭС). Выход из работы ЛЭП сопровождается недоотпуском электроэнергии или снижением надежности, себестоимости и качества электроснабжения. Поэтому одной из важнейших задач линейных ремонтных служб предприятий электросетей является быстрейший поиск места повреждения и организация ремонтно-восстановительных работ.

Определение мест повреждений может использоваться для надлежащей работы релейной защиты или для целей осмотра и ремонта. В первом случае важно быстро обнаружить место повреждения, учитывая тот факт, что точность может быть ограничена только зоной срабатывания защиты. Определение места повреждения для целей осмотра и ремонта должно быть максимально точным. Это выполняется через функцию определения места повреждения, реализованную в устройстве защиты, регистраторе помех или отдельном устройстве.

Как уже упоминалось ранее, надежность электроснабжения в большей степени зависит от времени восстановления поврежденных элементов электрооборудования. Общее время восстановления складывается из времени отыскания повреждения и времени проведения ремонтных работ.

Точное определение места повреждения для осмотра и ремонта позволяет:

- более оперативно восстановить работу линии;
- предотвратить устойчивую неисправность;
- проверить работу релейной защиты.

Оперативное восстановление работы линии является результатом более эффективной работы энергетических служб, которые, обладая точной информацией о расстоянии до места повреждения, могут быстро определить это место даже в горах и в лесных массивах.

Большинство повреждений на высоковольтных линиях являются неустойчивыми короткими замыканиями. Точное определение места этих КЗ позволяет выполнить профилактические работы (например, замена изоляторов, обрезка деревьев), чтобы предотвратить систематические повреждения.

Определение мест повреждения при устойчивых и неустойчивых КЗ с помощью устройств ОМП, производится для ВЛ напряжением 110 кВ и выше протяженностью 20 км и более.

В отдельных случаях, в зависимости от характера трассы, значимости ВЛ и других местных условий выполняется установка устройств ОМП и на линиях протяженностью менее 20 км.

10.2. Классификация методов определения места повреждения

Существующие методы ОМП ВЛ 110 кВ и выше подразделяются на:

1. Методы, основанные на фиксации (записи) параметров аварийного режима (токов и напряжений);
2. Методы, основанные на измерении временных интервалов при распространении электромагнитных волн (импульсов) по ВЛ (локационные и волновые).

Классификация методов ОМП ВЛ 110 кВ и выше показана на рисунке 10.1.

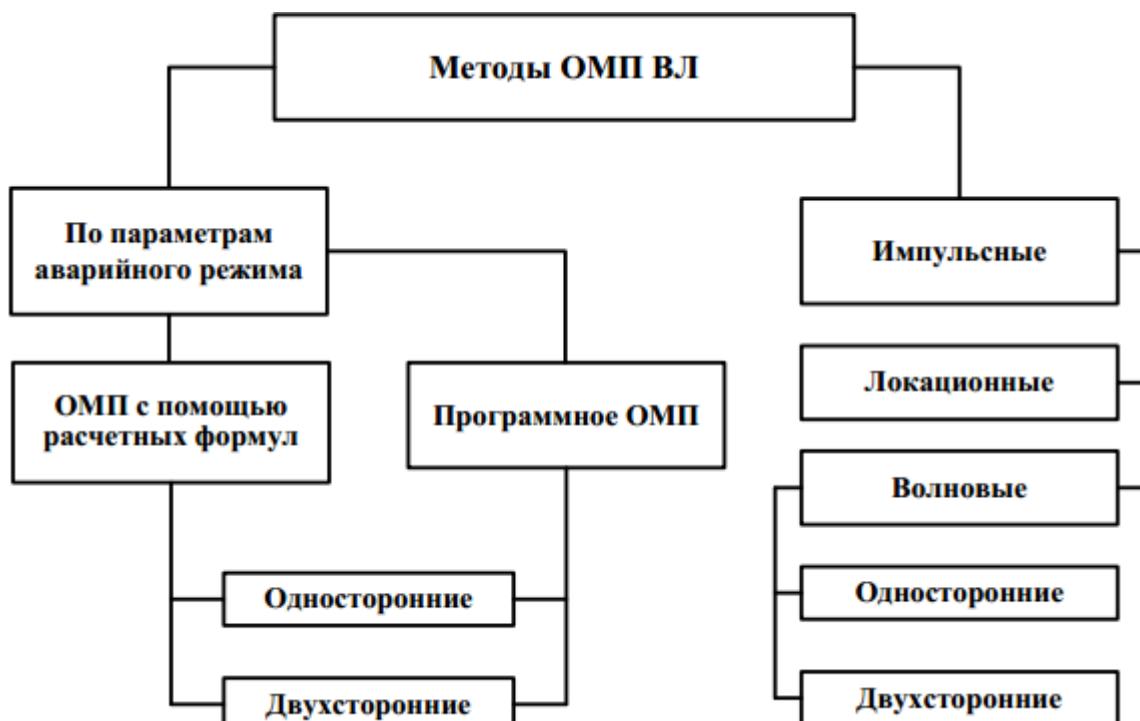


Рисунок 100.1 – Классификация методов ОМП ВЛ 110 кВ и выше

Методы расчета мест повреждения по параметрам аварийного режима, в свою очередь, разделяются на:

- ОМП при помощи расчетных формул на основе измерений токов и напряжений (нулевой и обратной последовательностей) выполненных устройствами ОМП, регистраторами аварийных событий и микропроцессорными устройствами РЗА;
- программные способы расчета, на основе алгоритмической модели ВЛ или схемы замещения электрической сети.
- методы с двухсторонним измерением основаны на фиксации в момент КЗ с помощью устройств ОМП ПАР на концах ВЛ с последующим определением (расчетом) расстояния до места повреждения.
- методы с односторонним измерением обеспечивают фиксацию: сопротивления участка ВЛ, пропорциональному расстоянию до места КЗ, параметров аварийного режима: токов, напряжений и других параметров.

Импульсные методы ОМП ВЛ разделяют на локационные и волновые.

Локационный метод ОМП основан на измерении времени между моментом посылки в ВЛ зондирующего электрического импульса и моментом прихода к началу ВЛ импульса, отраженного от места повреждения.

Волновые методы ОМП разделяют на односторонние и двухсторонние.

Волновой метод двухстороннего ОМП основан на измерении времени между моментами достижения концов ВЛ фронтами электромагнитных волн, возникающих в месте повреждения.

Волновой односторонний метод основан на измерении времени между моментом прихода к началу ВЛ фронта волны, возникшей в месте повреждения и моментом вторичного прихода фронта волны после двух отражений (в начале ВЛ и месте повреждения).

Для повышения точности ОМП рекомендуется следующая приоритетность в использовании способов ОМП при аварийных отключениях ВЛ:

В качестве основного способа расчета ОМП для всех ВЛ напряжением 110 кВ и выше рекомендуется использовать программное обеспечение для ОМП по данным аварийных осциллографов, двухсторонний расчет с помощью специализированных модулей ОМП программных комплексов WinBres, АРМ-СРЗА.

В качестве вспомогательных способов расчета и ОМП рекомендуется использовать:

- односторонний и двухсторонний расчет места повреждения при помощи формул, таблиц напряжений и токов КЗ;
- односторонний расчет места повреждения с помощью специализированных модулей ОМП программных комплексов WinBres, АРМ-СРЗА;
- показания микропроцессорных устройств одно- и двухстороннего ОМП, показания микропроцессорных РАС с функцией ОМП, МП РЗА;
- волновой односторонний и двухсторонний метод.

10.3. Факторы, влияющие на точность методов ОМП ПАР и волнового типа

Работа устройств ОМП ПАР основывается на принципе измерения тока и напряжения во время повреждения. За счет использования этих двух электрических величин при определении места повреждения выполняется расчет, который характеризуется ошибками, возникающими из-за нескольких факторов:

- переходные составляющие тока;
- искажение тока, вызванное насыщением сердечника в трансформаторах тока;
- ток предварительного заряда в линии, возникающий непосредственно перед возникновением короткого замыкания;
- переходное сопротивление в месте короткого замыкания;
- емкость линии относительно земли;

- взаимная индукция кабелей;
- неточность данных, касающихся полного сопротивления линии, в частности, неточное определение нулевого полного сопротивления линии из-за изменения сопротивления земли вдоль линии;
- явление прохождения тока в точке соединения линии с ответвлениями в разветвленных системах.

Устройства ОМП волнового типа измеряют время, а не ток и напряжение. Таким образом, устраняется влияние на погрешность измерения многих вышеупомянутых факторов.

Однако, такие устройства также имеют свои недостатки. Основные факторы, влияющие на погрешность ОМП в таких устройствах:

- малые углы повреждений;
- повреждения вблизи места установки устройств обнаружения;
- качество синхронизации устройств;
- неверно определенная скорость распространения волны в линии;
- погрешность определения бегущей волны;
- прохождение и отражение волны.

Термин «малые углы повреждений» относится к ситуации, в которых повреждение происходит в тот момент, когда мгновенное напряжение близко к нулю. Это препятствует обнаружению повреждения из-за низкого значения амплитуды формируемой электромагнитной волны. Для возникновения в высоковольтной линии волны напряжения и тока с высокой амплитудой требуется резкое изменение напряжения, что в данном случае невозможно. Эту проблему можно устранить путем одновременного определения места повреждения устройствами волнового и ПАР типов, где последнее будет отвечать за определение места повреждения, возникающего при малом значении угла.

Погрешность, связанная с повреждением, возникающим вблизи места установки устройства ОМП, возникает из-за многократного отражения волны между точкой установки устройства и местом повреждения. Такая погрешность может быть устранена путем применения достаточно высокой частоты дискретизации измерительного входа устройства.

Погрешность синхронизации устройства возникает в случае использования приборов двухстороннего ОМП. Эта ошибка обычно составляет ± 1 мкс, что соотносится с погрешностью измерения расстояния ± 150 м для одного устройства.

Скорость распространения волны в линии – одно из значений, используемых для расчета расстояния до места повреждения. Она зависит от параметров линии и пути прохождения электромагнитной волны – проводников (повреждения без замыкания на землю) или проводников и земли (замыкание на землю). Скорость распространения по воздушной линии составляет примерно $v = 295\ 000$ км/с, в то время как скорость распространения по подземной линии составляет примерно $v = 188\ 000$ км/с. При установке устройства волнового ОМП скорость распространения волны определяется инициацией бегущей

волны в линии путем использования коммутируемых конденсаторов или силовых выключателей.

Погрешность обнаружения бегущей волны связана с уменьшением амплитуды и увеличением длины перемещающейся по линии волны. Если повреждение возникает ближе к станции А, нежели к станции В, то из-за более высокой протяженности фронта волны до станции В обнаружение волны на этой станции произойдет позднее, что вызовет дополнительную ошибку.

Прохождение и отражение волны также вызывает ослабление и искажение бегущей волны в точках изменения волнового сопротивления. Волновое сопротивление в линии определяется соотношением между амплитудой напряжения и тока волны, протекающей в данной линии. Обычно, это значение лежит в диапазоне 200-400 Ом и зависит, в основном, от уровня напряжения линии. Когда набегающая волна достигает точки изменения волнового сопротивления, называемого узлом, часть энергии волны отражается от этой точки, а часть перемещается дальше.

10.4. Устройства определения мест повреждения

Устройства ОМП представляют собой программно-аппаратные комплексы (ПАК), выполняющие функцию ОМП, и могут реализовываться как:

- автономные специализированные устройства на собственной программно-аппаратной платформе;
- встроенные, на программно-аппаратной платформе устройств РАС;
- встроенные, на программно-аппаратной платформе устройств РЗА;
- специализированные программные модули, исполняемые на программно-аппаратной платформе АСУ ТП ПС и использующие данные аварийных осцилограмм.

10.4.1. Программные способы расчета мест повреждений ВЛ

Программный комплекс WinBres.

Программный комплекс WinBres предназначен для просмотра и анализа цифровых осцилограмм, записанных микропроцессорными терминалами релейной защиты и автоматики, а также определения по ним места повреждения на ВЛ.

Программный комплекс WinBres помимо чтения осцилограмм всех модификаций терминалов производства НПП «Бреслер», осцилограмм международного формата COMTRADE стандарта 1991 и 1999 годах (текстового и двоичного формата файла данных), также поддерживает чтение файлов осцилограмм сторонних фирм-производителей.

С помощью данного программного комплекса возможно выполнять несколько вариантов расчета мест повреждения – диспетчерский вариант расчета мест повреждений и расширенный вариант расчета ОМП.

Суть диспетчерского варианта расчета ОМП заключается в том, чтобы свести к минимуму количество операций, требуемых от пользователя для запуска расчета ОМП на выбранной ВЛ. Для удовлетворения данного требования программный комплекс предусматривает возможность запуска расчета ОМП непосредственно из формы «Проводник WinBres», без открытия и анализа файлов аварийных осцилограмм с разных сторон выбранной ВЛ в области просмотра осцилограмм. Диспетчеру рекомендуется использовать режим проводника «По линиям», так как, в этом случае, легче найти необходимый для расчета модуль ОМП. Последовательность действий, которую необходимо выполнить диспетчеру для запуска расчета ОМП в форме «Проводник WinBres», состоит из следующих этапов:

- выбор модуля ОМП в дереве объектов проводника. Модули ОМП отображаются в дереве проводника при помощи названий, соответствующих ВЛ;
- запуск расчета ОМП при помощи кнопки «ОМП» панели инструментов главной формы;
- выбор, а при необходимости, и импорт файлов осцилограмм аварийного процесса в автоматически появляющейся форме выбора осцилограмм для ОМП;
- печать протокола из автоматически появляющейся формы результата расчета ОМП.

Расширенный вариант расчета отличается от диспетчерского тем, что требует открытия соответствующих осцилограмм (либо осцилограммы) задействованного модуля ОМП и осуществляется при помощи вспомогательного окна «ОМП». Анализируя сигналы открытых осцилограмм, пользователь, при необходимости, может сам определять моменты времени, предшествующего и аварийного установившихся режимов, а также вид повреждения, воздействуя тем самым на результат расчета ОМП. Не исключен и полностью автоматический вариант расчета, в этом случае WinBres полностью повторяет результат диспетчерского варианта расчета.

Модуль определения места повреждения ВЛ программы АРМ-СРЗА.

Данная программа позволяет определять место повреждения на линиях без отпаек и на линиях с отпайками по показаниям тока и напряжения нулевой и обратной последовательностей.

Всего мест установки приборов ОМП может быть одно, два или три.

Порядок расчета:

- выбрать сеть и изображение к ней;
- выбрать линию, на которой необходимо найти повреждение;
- ввести показания;
- настроить предшествующий режим (коммутации), т.е. отменить все ранее созданные коммутации;
- сделать расчет.

10.4.2. Устройство Бреслер-0107.090

Устройство «Бреслер-0107.090» предназначено для определения места повреждения воздушных и кабельных линий электропередачи 6-750 кВ. В терминале реализованы алгоритмы двухстороннего и одностороннего параметрического ОМП, использующие для расчета зафиксированные во время аварии токи и напряжения, а также волновое ОМП, которое позволяет исключить влияние неточного описания параметров ЛЭП на результат расчета.

Область применения:

- в линиях 6-750 кВ с односторонним или двухсторонним питанием независимо от протяженности линии;
- в сетях сложной конфигурации с ответвлениями большой мощности и неоднородностью параметров.

В зависимости от исполнения, одним терминалом одновременно может обслуживаться до 10 линий.

В терминалах «Бреслер-0107.090» реализованы следующие функции:

- алгоритм волнового ОМП: время определения места повреждения определяется скоростью передачи данных по каналу связи;
- алгоритм двухстороннего модельного ОМП: время определения места повреждения определяется скоростью передачи данных по каналу связи, погрешность – менее 1% от длины линии;
- алгоритм одностороннего модельного ОМП: время определения места повреждения менее 1 сек, погрешность – менее 3% от длины линии;
- алгоритм двухстороннего формульного ОМП (не является основным методом и может быть использован лишь как дополнительный или при отсутствии описания линии электропередачи, необходимого для формирования модели ЛЭП);
- алгоритм одностороннего формульного ОМП (не является основным методом и может быть использован лишь как дополнительный или при отсутствии описания линии электропередачи, необходимого для формирования модели ЛЭП).

Для синхронизации комплектов ОМП применяется источник точного времени «БРЕСЛЕР ГНСС-01». Устройство предназначено для приема сигналов точного времени от спутниковых систем навигации GPS/ГЛОНАСС и синхронизации подключенных к нему устройств по шине RS-485 с использованием сообщений протокола NMEA и сигналов 1PPS. Схема синхронизации комплексов ОМП представлена на рисунке 10.2.

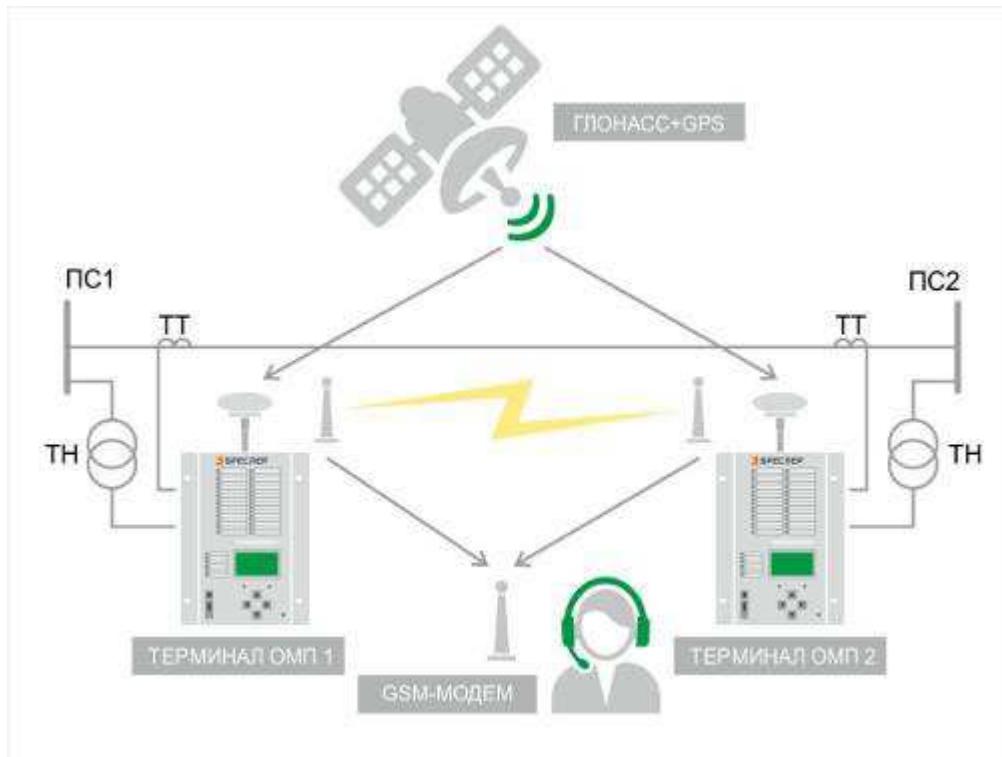


Рисунок 10.2 – Схема синхронизации комплексов ОМП

В качестве канала связи может быть использован любой вид передачи цифровой информации, обеспечивающий скорость передачи от 50 до 230400 бит/с, например, связь через GSM-модемы и другие современные приемопередатчики ВЧ-связи с функцией «прозрачного бит-канала».

В случае неисправности канала связи или при выводе одного из терминалов в ремонт определение места повреждения выполняется по одностороннему алгоритму.

Устройство ОМП представлено в следующих конструктивных исполнениях:

- терминальное исполнение серии «Брэслер-0107.090» конструктива 1/319”;

- шкафное исполнение на базе терминала серии «Брэслер-0107.090».

На рисунке 10.3 представлено терминальное исполнение устройства «Брэслер-0107.090».



Рисунок 10.3 – Терминал «Бреслер-0107.090»

10.4.3. Устройство ШЭ-МТ-151

Шкаф определения места повреждения линии ШЭ-М-151 предназначен для выполнения функции определения места повреждения линий напряжением 6-220 кВ с односторонним и двухсторонним питанием методом одностороннего замера.

Состав шкафа (не более 4-х комплектов):

- комплект определения места повреждения 6-35кВ;
- комплект определения места повреждения 110-220кВ.

Функции комплекта 6-35 кВ:

– функция ОМП обеспечивается определение расстояния до точки короткого замыкания при междуфазных КЗ. ОМП при междуфазных КЗ выполняется на основании данных об удельном реактивном сопротивлении прямой последовательности;

– возможно изменение направления работы ОМП, при котором функция осуществляется для линии “за спиной”, а также выполнение функции ОМП в прямом и обратном направлении.

Функции комплекта 110-220 кВ:

– функция ОМП обеспечивается определение расстояния до точки короткого замыкания при междуфазных КЗ. ОМП при междуфазных КЗ

выполняется на основании данных об удельном реактивном сопротивлении прямой последовательности. ОМП при однофазном КЗ на землю выполняется на основании данных об удельном активном и реактивном сопротивлении нулевой и прямой последовательности. Для учета взаимоиндукции параллельной линии используются удельные активное и реактивное сопротивления параллельной ЛЭП;

– возможно изменение направления работы ОМП, при котором функция осуществляется для линии “за спиной”, а также выполнение функции ОМП в прямом и обратном направлении.

На рисунке 10.4 представлено изображение шкафа ШЭ-МТ-151.

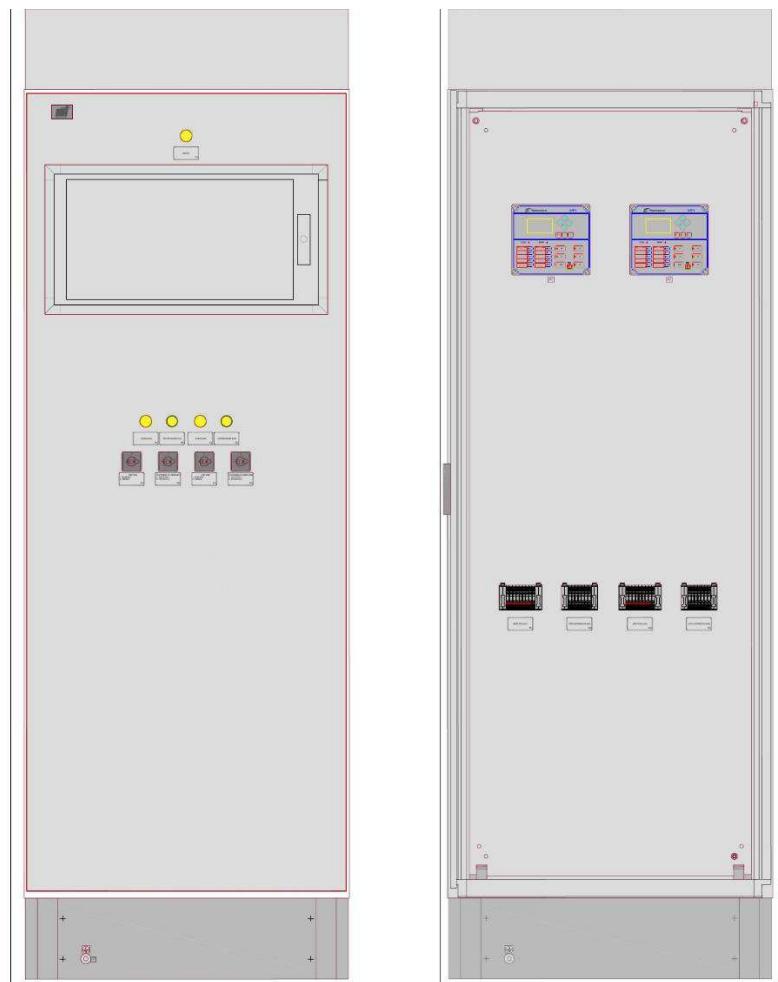


Рисунок 10.4 – Шкаф ШЭ-МТ-151

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были рассчитаны и определены основные параметры и объекты Перегинского гидроузла на реке Ловать, являющимся сооружением III класса.

В ходе водно-энергетических расчетов была определена установленная мощность, которая равна 115 МВт, и среднемноголетняя выработка 357 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 – 34,22 м;
- расчетный – 26,92 м;
- минимальный – 24,26 м.

При выборе турбин рассматривалось два варианта: ПЛ40а-В и ПЛ40Б-В. В результате расчетов был выбран оптимальный вариант с тремя гидротурбинами ПЛ40а-В-500. По справочным данным для данной турбины с синхронной частотой вращения 136,4 об/мин подобран серийный гидрогенератор СВ-808/130-44 с номинальной активной мощность 40 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 ТД 63000/110-У1, трансформаторы собственных нужд ТСЗ-1600/10, для ВЛ – сталеалюминиевые 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 – 24,00 м;
- число водопропускных отверстий – 3;

- ширина пролетов – 7 м;
- отметка гребня плотины – 66,30 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 III класса – 1,15). Таким образом, плотина Перегинского 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 – 132 месяца;
- чистый приведенный доход – 559 млн.руб.;
- себестоимость электроэнергии – 0,23 руб/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 65241 руб/кВт.

Таким образом, строительство Перегинского 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. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012. – 48 с.
2. Александровский А.Ю. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силаев. – Саяногорск; 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. Часть 1. Водно-энергетические расчеты режимов ГЭС / Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. – 106 с.
5. Васильев Ю.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2 т. / Ю.С. Васильев, Д.С. Щавелев. – Т. 1. Основное оборудование гидроэлектростанций. – Москва: Энергоатомиздат, 1988. – 400 с.
6. Васильев Ю.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2 т. / Ю.С. Васильев, Д.С. Щавелев. – Т. 1. Основное оборудование гидроэлектростанций. – 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. – Введ. 30.07.2012 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 290 с.
13. СТО РусГидро 04.02.75-2011 Гидроэлектростанции. Энергоэффективность и энергосбережение. Основные требования. – Введ.

19.09.2011 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 63 с.

14. СТО 17230282.27.140.022-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования. – Введ. 10.01.2008 – 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. – Введ. 30.07.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 50 с.

16. Куценов Д.А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учеб. 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» – Введ. 18.04.2008 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2008 – 12 с.

18. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – Изд. 4-е, перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

19. Номенклатурный каталог 2020 [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com.ru/blog/information-materials/#bx>.

20. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» – Введ. 20.12.2007 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007 – 131 с.

21. Каталог «Трансформаторно–реакторное оборудование» [Электронный ресурс] // УЭТМ. – Режим доступа: <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/?url=transformarno-reaktornoe+oborudovanie>.

22. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л. Файбисович. – Москва: ЭНАС, 2012. – 376 с.

23. Каталог «Ограничители перенапряжений 6-220 кВ» [Электронный ресурс] // «ОАО «Разряд». – Режим доступа: <http://www.zavod-razryad.ru/>.

24. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.

25. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» [Электронный ресурс] // ОАО «Свердловский завод». – Режим доступа: <http://www.cztt.ru/main.html>.

26. Каталог «Разъединители» [Электронный ресурс] // ЗАО «ЗЭТО». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>.

27. ГОСТ Р 57114-2016 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно – технологичное управление» – Введ. 01.03.2017 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2017 – 19 с.

28. ГОСТ Р 56302-2014 «Оперативно–диспетчерское управление диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики» – Введ. 01.09.2015 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.

29. ГОСТ Р 56303-2014 «Оперативно-диспетчерское управление нормальные семы электрических соединений объектов электроэнергетики» – Введ. 01.09.2015 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.

30. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 «Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций» – Введ. 28.09.2017 – 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. Издание 7. – Москва: ДЕАН, 2013. – 706 с.

34. 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.

35. 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.

36. 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.

37. Киселев П.Г. Справочник по гидравлическим расчетам / П.Г. Киселев. – Москва: Энергия, 1974. – 312 с.

38. 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.

39. Гидротехнические сооружения (речные): учебное пособие / Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов. – Москва: АСВ, 2011. – 584 с.

40. 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.

41. 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.

42. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг.» – Москва, 2017. – 22 с.

43. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации N 117-ФЗ (ред. от 18.03.2020) по состоянию на 5 августа 2000 г. – Москва: Кодекс, 2020. – 1228 с.

44. Лебедев В.Д. «Измерительные преобразователи тока для цифровых устройств релейной защиты и автоматики» – Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем / В.Д. Лебедев, Г.А. Филатова, А.Е. Нестерихин. – Екатеринбург: Научные труды IV Международной научно–технической конференции, 2013. – 7 с.

45. Цифровые измерительные трансформаторы [Электронный ресурс]: офиц. сайт производ. // ООО НПО «ЦИТ». – Режим доступа: <https://digitrans.ru>.

46. Мир цифровой обработки. Цифровая обработка сигналов / А. Опенгейм, Р. Шафер, С.А. Кулешова, А.С. Ненашева – Москва: Техносфера, 2006. – 858 с.

47. Коберниченко В.Г. Основы цифровой обработки сигналов: учеб. пособие / В.Г. Коберниченко. – Екатеринбург: Министерство науки и высшего образования Российской Федерации; Издательство Уральского Университета, 2018. – 150 с.

48. Трансформаторы тока: учеб. пособие / В.В. Афанасьев, Н.М. Адоньев, В.М. Кибель И.М. Сирота, Б.С. Стогний. – Санкт–Петербург: Энергоатомиздат, 1989. – 416 с.

49. Направления исследований для повышения достоверности информации цифровой подстанции. Электротехнические системы и комплексы / А.В. Паздерин, П.В. Мурzin, И.Н. Одинаев, Ф.З. Бобокалонов. – Москва: Издание 45, 2019. – 8 с.

50. Анализ математических методов снижения погрешности трансформатора тока в режиме насыщения. Электротехнические системы и комплексы / И.Н Одинаев, П.В. Мурzin, А.В. Паздерин, В.А. Тацалин, А. Шукало. – Москва: Выпуск 47, 2019. – 8 с.

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-ща, км³}			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}				
VIII	59	1	1	0	57	12	70	69	70	3,942	0,031	3,911	63,00	62,92	62,96	29,59	33,07	20	BХК
IX	53	1	1	0	51	18	70	69	70	3,911	0,047	3,864	62,92	62,80	62,86	29,59	32,97	20	BХК
X	50	1	1	0	48	21	70	69	70	3,864	0,054	3,810	62,80	62,66	62,73	29,59	32,84	20	BХК
XI	47	1	0	1,1	45	89	70	134	135	3,810	0,231	3,579	62,66	62,12	62,39	31,18	30,91	36	36
XII	30	1	0	1,7	27	190	70	217	218	3,579	0,491	3,088	62,12	60,96	61,54	32,06	29,18	55	55
I	25	1	0	2,3	22	207	70	229	230	3,088	0,538	2,550	60,96	59,14	60,05	32,14	27,61	55	55
II	28	1	0	1,9	25	131	70	156	157	2,550	0,338	2,212	59,14	57,58	58,36	31,47	26,59	36	36
III	29	1	0	-4	32	37	70	69	70	2,212	0,096	2,116	57,58	57,09	57,34	29,59	27,45	17	BХК
IV	36	1	0	-2	37	32	70	69	70	2,116	0,083	2,033	57,09	56,65	56,87	29,59	26,98	16	BХК
V	231	1	2	-1	229	-160	70	69	70	2,033	-0,415	2,448	56,65	58,70	57,68	29,59	27,79	17	BХК
VI	515	1	5	0	509	-440	70	69	70	2,448	-1,140	3,588	58,70	62,14	60,42	29,59	30,53	18	BХК
VII	151	1	2	0	148	-79	70	69	70	3,588	-0,205	3,793	62,14	62,62	62,38	29,59	32,49	20	BХК

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-ща, км³}			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}				
VIII	59	1	1	0	57	12	70	69	70	3,942	0,031	3,911	63,00	62,92	62,96	29,59	33,07	20	BXK
IX	53	1	1	0	51	18	70	69	70	3,911	0,047	3,864	62,92	62,80	62,86	29,59	32,97	20	BXK
X	50	1	1	0	48	21	70	69	70	3,864	0,054	3,810	62,80	62,66	62,73	29,59	32,84	20	BXK
XI	47	1	0	1,1	45	77	70	122	123	3,810	0,200	3,610	62,66	62,19	62,43	30,98	31,15	33	33
XII	30	1	0	1,7	27	176	70	203	204	3,610	0,456	3,154	62,19	61,13	61,66	31,95	29,41	52	52
I	25	1	0	2,3	22	192	70	213	214	3,154	0,496	2,658	61,13	59,57	60,35	32,03	28,02	52	52
II	28	1	0	1,9	25	114	70	139	140	2,658	0,294	2,364	59,57	58,32	58,95	31,25	27,40	33	33
III	29	1	0	-4	32	37	70	69	70	2,364	0,095	2,269	58,32	57,86	58,09	29,58	28,21	17	BXK
IV	36	1	0	-2	37	32	70	69	70	2,269	0,084	2,185	57,86	57,44	57,65	29,60	27,75	17	BXK
V	231	1	2	-1	229	-160	70	69	70	2,185	-0,414	2,599	57,44	59,34	58,39	29,60	28,49	17	BXK
VI	515	1	5	0	509	-440	70	69	70	2,599	-1,139	3,738	59,34	62,49	60,92	29,60	31,02	19	BXK
VII	151	1	2	0	148	-79	70	69	70	3,738	-0,204	3,942	62,49	63,00	62,75	29,60	32,85	20	BXK

Продолжение приложения А

Таблица А.3 – Расчет и распределение резервов

Месяцы	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ТЭС, МВт			
	P _{max}	P _{авар.}	P _{нагр.}	N _{раб.}	N _{нагр.}	N _{рем.}	N _{раб.}	N _{нагр.}	N _{рем.}	N _{раб.}	N _{нагр.}	N _{авар.}	N _{рем.}
I	561	56	17	55	6	0	104	11	0	402	0	56	0
II	531	53	16	55	7	0	74	9	0	402	0	53	0
III	479	48	14	55	7	0	63	7	0	361	0	48	0
IV	419	42	13	55	7	0	48	6	0	316	0	42	0
V	367	37	11	55	6	0	41	5	0	271	0	37	0
VI	337	34	10	55	6	0	37	4	0	245	0	34	34
VII	337	34	10	55	6	0	39	4	0	243	0	34	34
VIII	367	37	11	55	6	9	45	5	17	267	0	37	0
IX	419	42	13	55	7	0	52	6	0	312	0	42	0
X	479	48	14	55	6	0	67	8	0	357	0	48	0
XI	531	53	16	55	7	0	74	9	0	402	0	53	0
XII	561	56	17	55	6	0	104	11	0	402	0	56	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-ша} , км ³			Z _{вб} , м			Z _{нб} , м	Н _{гэс} , м	Н _{гэс} , МВт	N _{гар} , МВт	Э, млн кВт·ч
										V _{нач}	ΔV	V _{кон}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}					
VIII	122	2	1	0	121	12,0	70	133	133	3,942	0,031	3,911	63,00	62,92	62,96	30,93	31,73	37	27	27
IX	95	2	1	0	94	18,0	70	112	112	3,911	0,047	3,864	62,92	62,80	62,86	30,56	32,00	31	22	22
X	67	2	1	0	66	21,0	70	87	87	3,864	0,054	3,810	62,80	62,66	62,73	30,03	32,40	25	18	18
XI	62	2	1	1,1	60	61,5	70	121	121	3,810	0,159	3,651	62,66	62,29	62,48	30,95	31,23	33	24	24
XII	55	2	1	1,7	52	149,5	70	202	202	3,651	0,388	3,263	62,29	61,40	61,85	31,93	29,62	52	39	39
I	49	2	0	2,3	47	163,0	70	210	210	3,263	0,422	2,841	61,40	60,22	60,81	32,00	28,51	52	39	39
II	50	2	1	1,9	47	86,5	70	134	134	2,841	0,224	2,617	60,22	59,41	59,82	31,16	28,36	33	22	22
III	52	2	1	-4	55	72,0	70	127	127	2,617	0,187	2,430	59,41	58,62	59,02	31,05	27,67	31	23	23
IV	55	2	1	-2	56	94,4	70	150	150	2,430	0,245	2,185	58,62	57,44	58,03	31,18	26,55	35	25	25
V	431	2	4	-1	428	-159,6	70	268	268	2,185	-0,414	2,599	57,44	59,34	58,39	32,21	25,88	60	45	45
VI	665	2	7	0	658	-518,3	70	140	140	2,599	-1,343	3,942	59,34	63,00	61,17	31,03	29,84	36	26	26
VII	239	2	2	0	237	0,0	70	237	237	3,942	0,000	3,942	63,00	63,00	63,00	32,02	30,68	63	47	47

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование

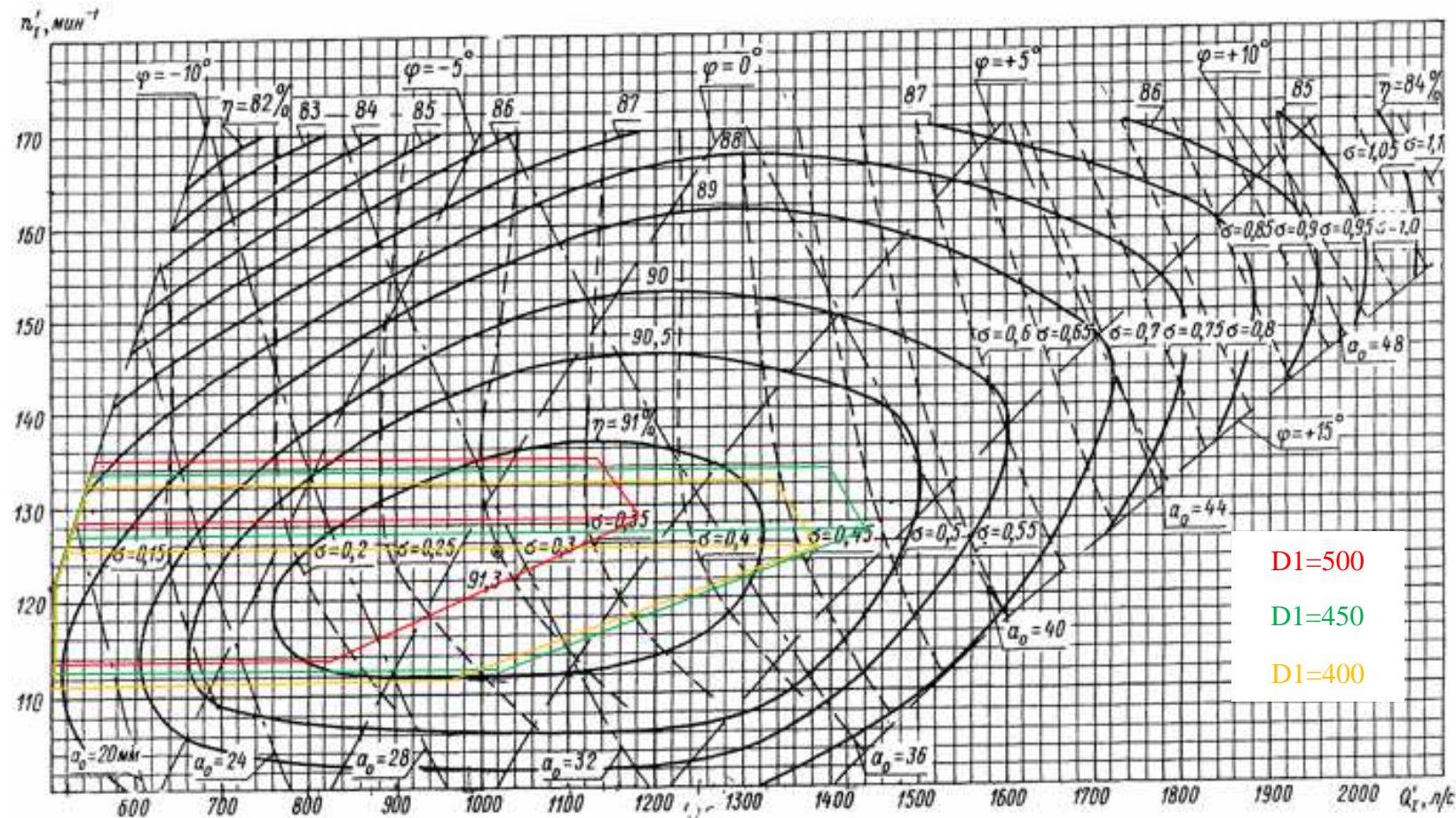


Рисунок Б.1 – Рабочие зоны гидротурбин ПЛ40а–В

Продолжение приложения Б

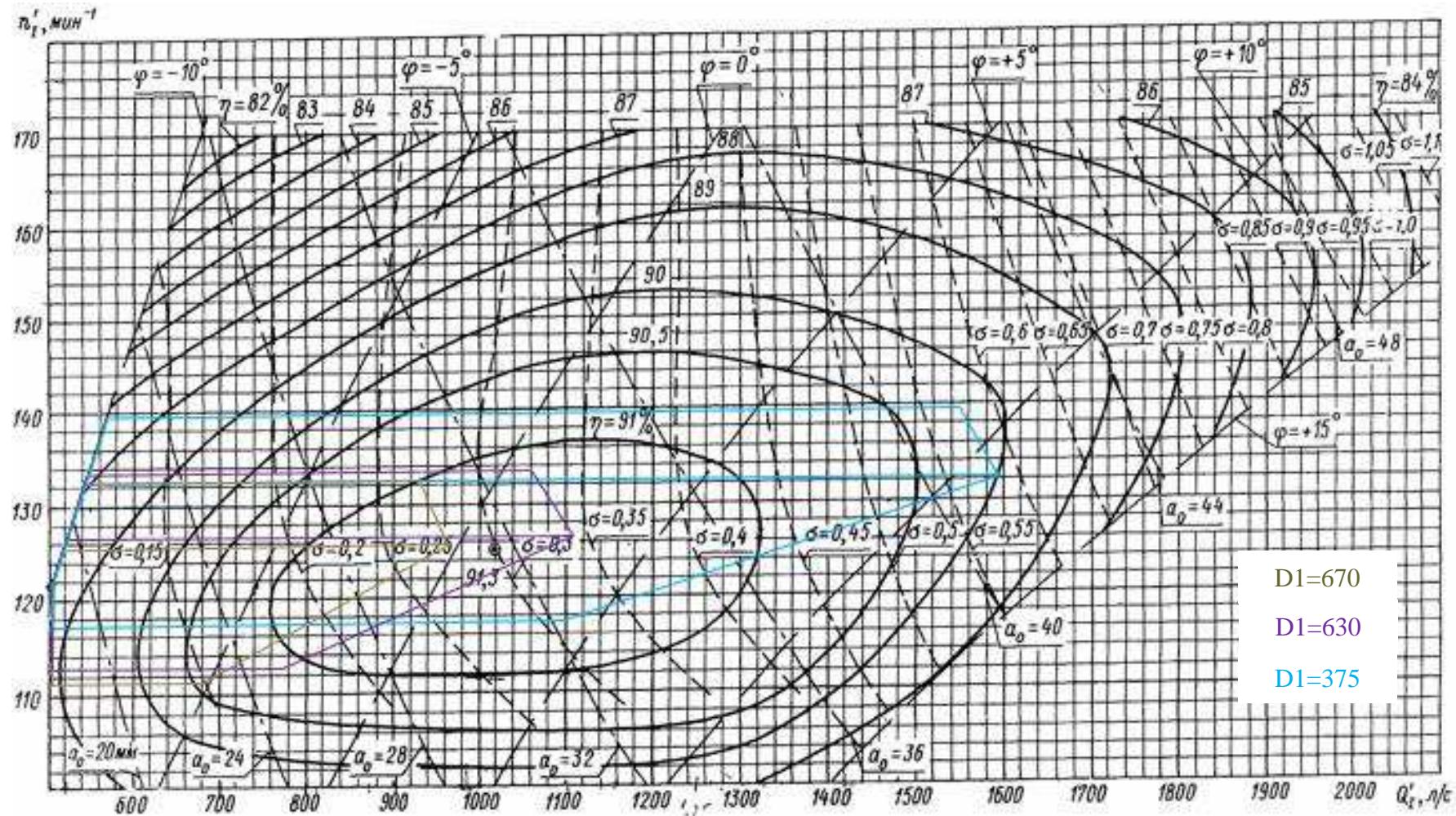


Рисунок Б.2 – Рабочие зоны гидротурбин ПЛ40а–В

Продолжение приложения Б

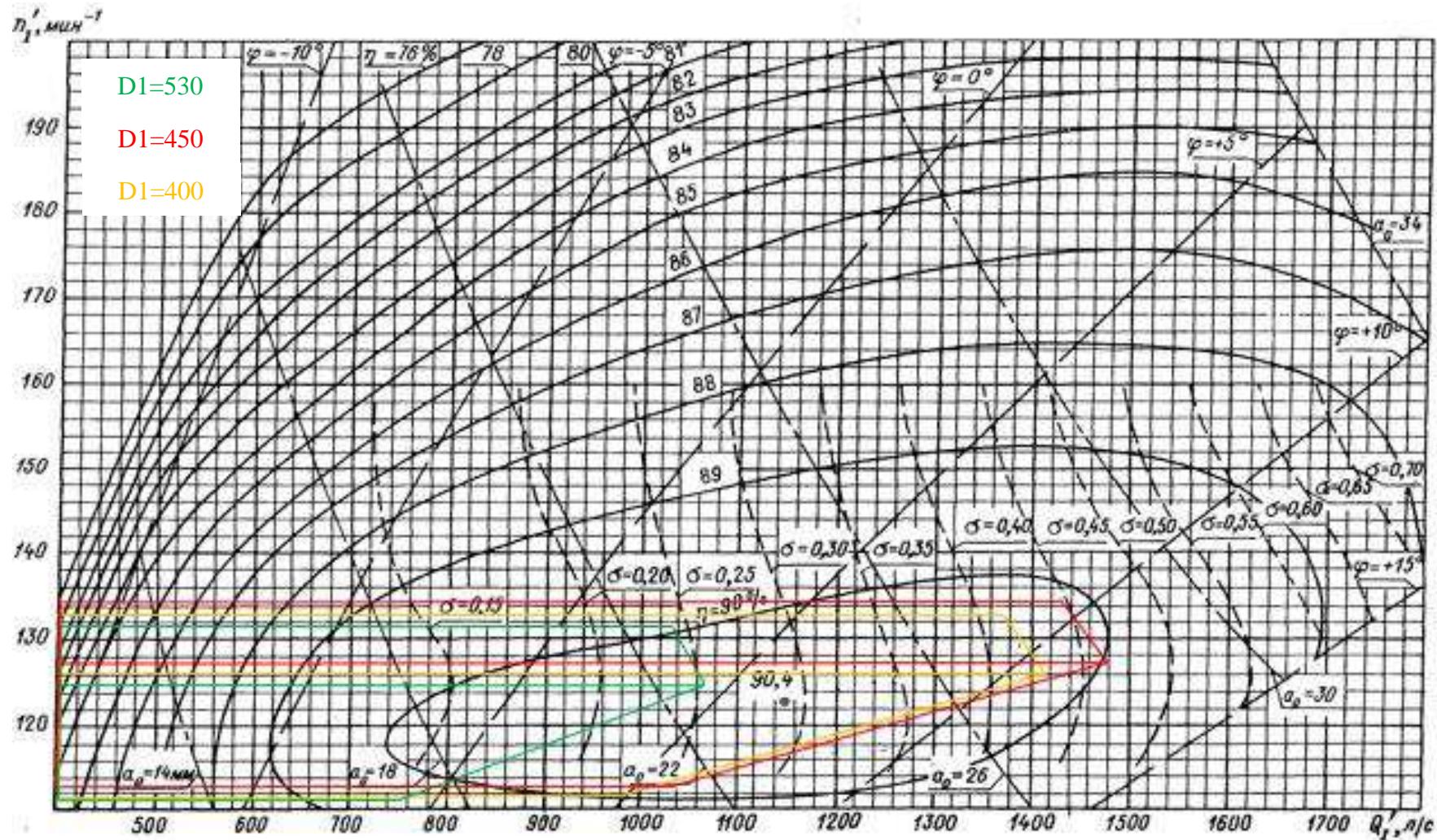


Рисунок Б.3 – Рабочие зоны гидротурбин ПЛ406–В

Продолжение приложения Б

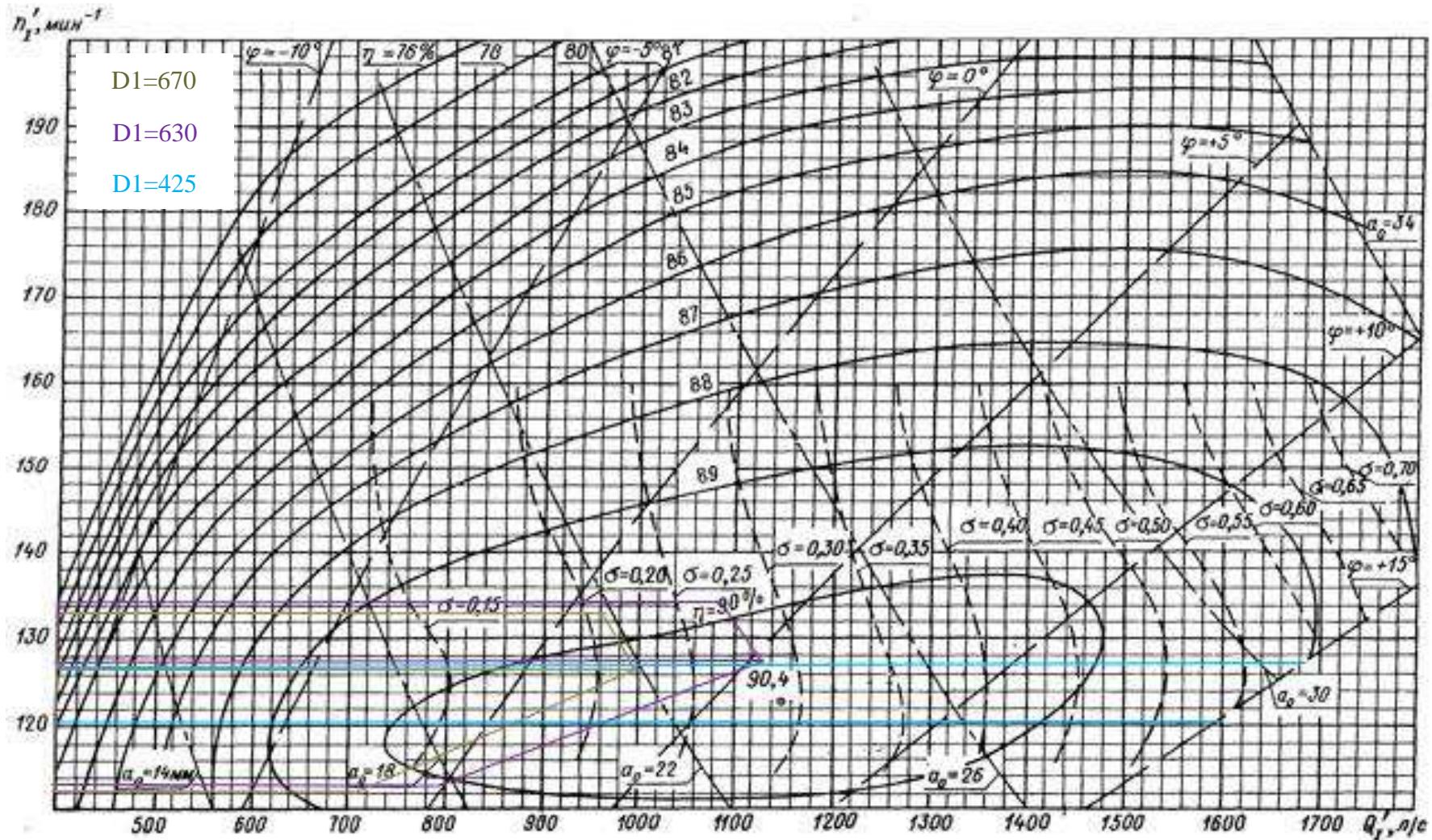


Рисунок Б.4 – Рабочие зоны гидротурбин ПЛ406–В

Продолжение приложения Б

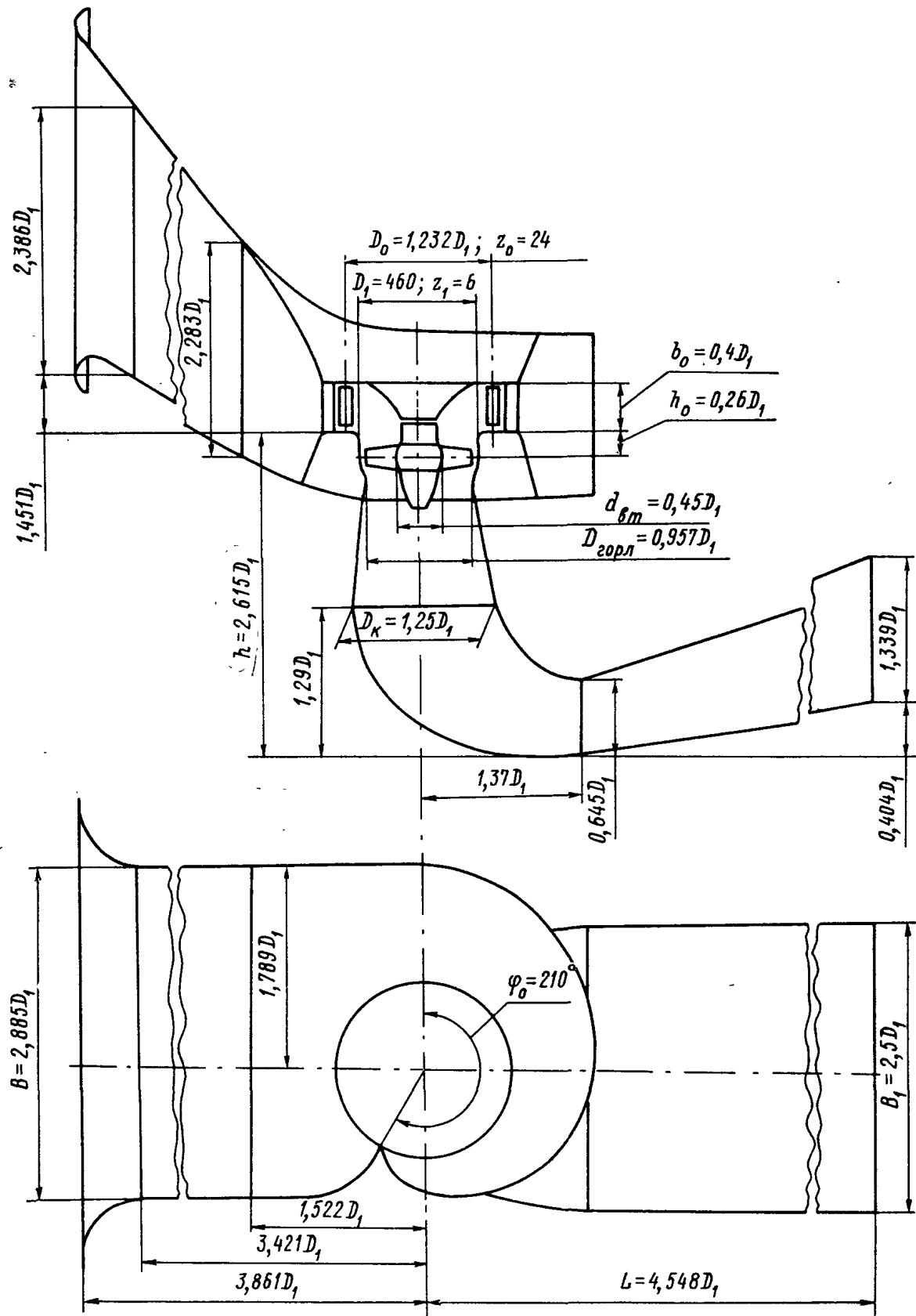


Рисунок Б.5 – Проточная часть гидротурбины ПЛ40а-В

Окончание приложения Б

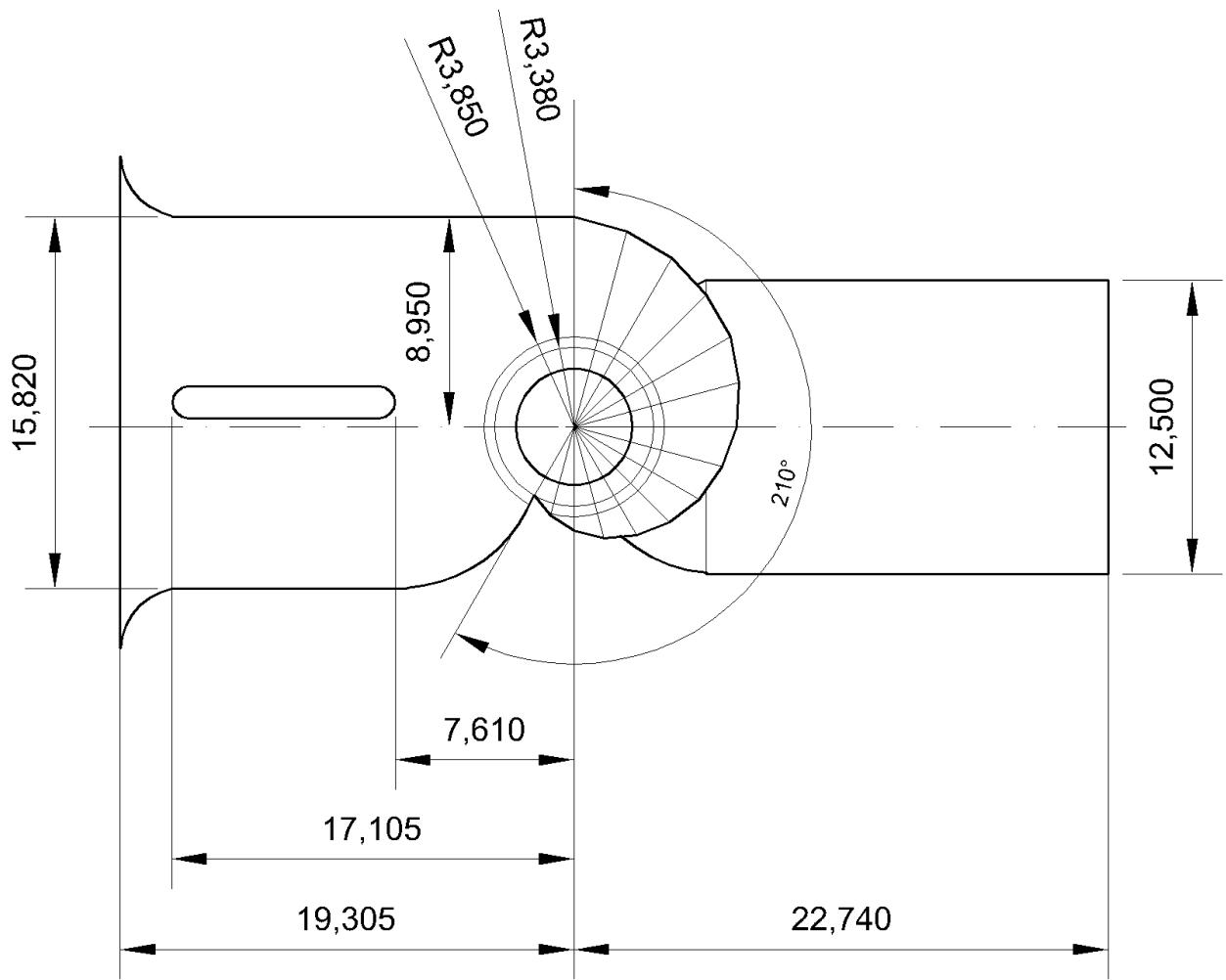


Рисунок Б.6 – План спиральной камеры гидротурбины ПЛ40а-В

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем

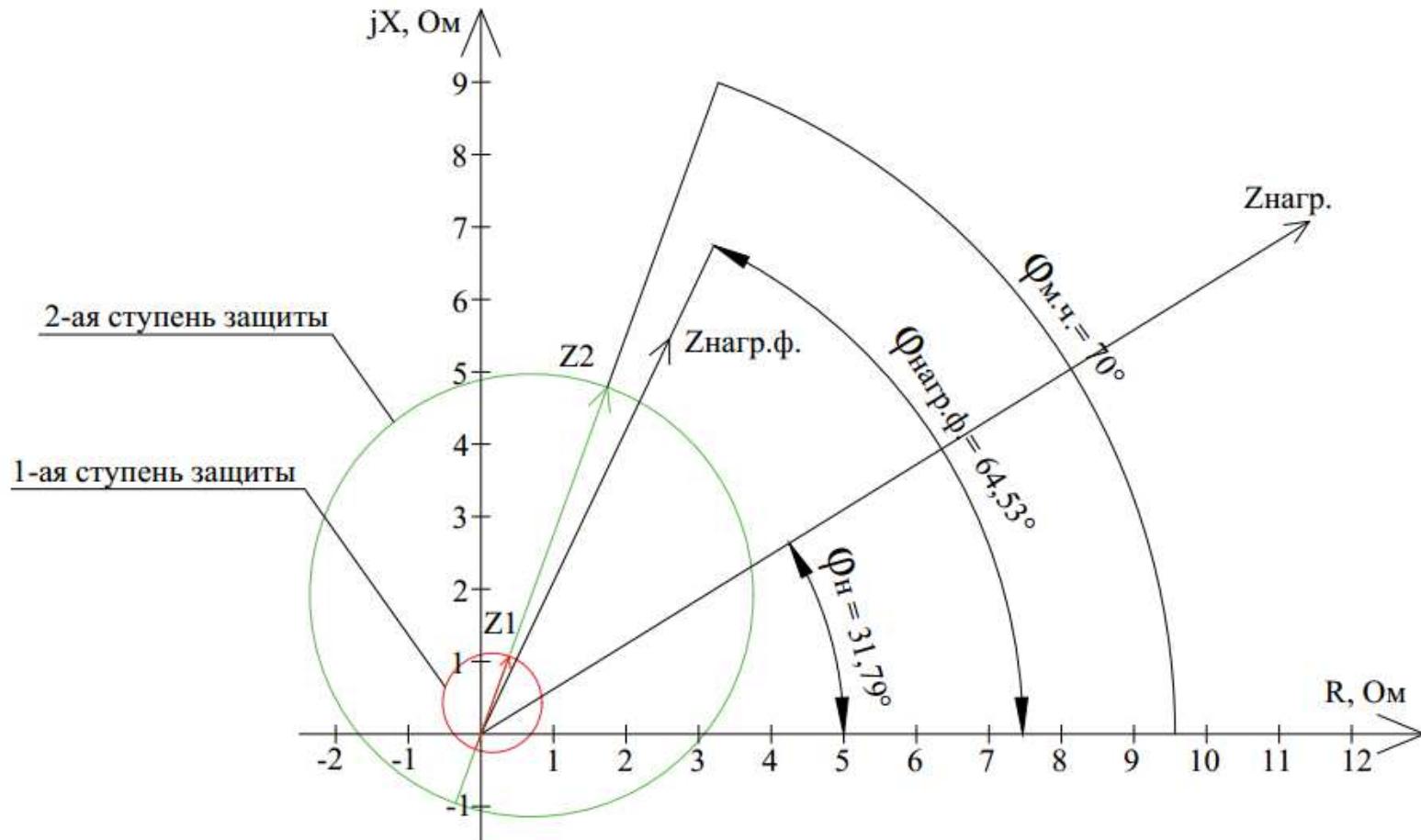


Рисунок В.1 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

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, $I_{CP.0}$	$0,35 \cdot I_r$	1,51 A
		Коэффициент торможения, K_T	0,5	-
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,7 \cdot I_r$	3,02 A
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_r$	6,47 A
		I_{OTC}	$6,0 \cdot I_r$	25,84 A
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-
		t_2	U_{0G}	-
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,5	-
ЗПН	$U >$	2 ступ.	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_{\text{ном.г}}$
		1 ступ.	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_{\text{ном.г}}$
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2\text{СИГН}}$	$0,07 \cdot I_r$
		ПО	$I_{2\text{пуск}}$	$0,12 \cdot I_r$
		ТО I	$I_{2\text{С.З.}}$	$0,8 \cdot I_r$
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \cdot I_r$
		ПО	$I_{1\text{пуск}}$	$1,1 \cdot I_r$
		ТО	$I_{1\text{ТО}}$	$1,22 \cdot I_r$
ДЗ	$Z <$	1 ступ.	Z_1	$0,085 \cdot Z_{\text{нагр}}$
			$Z_{\text{см1}}$	$0,20 \cdot Z_1$
		2 ступ.	Z_2	$0,38 \cdot Z_{\text{нагр}}$
			$Z_{\text{см2}}$	$0,20 \cdot Z_2$
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{p.\text{СИГН}}$	$1,07 \cdot I_{p.\text{ном}}$
		ПО	$I_{p.\text{пуск}}$	$1,11 \cdot I_{p.\text{ном}}$
		ТО	$I_{p.\text{ТО}}$	$2,36 \cdot I_{p.\text{ном}}$
Защита ТВ	$I > TB$	ТО	I_{TO}	$25,44 \cdot I_{T.\text{ном}}$
	$I > TB$	МТЗ	I_{MTZ}	$3,63 \cdot I_{T.\text{ном}}$
				4,17 A

Окончание приложения В

Таблица В.2 – Матрица отключений защит

Действие			Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	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	$I >> TB$	ТО		+	+				
	$I > TB$	МТЗ		+	+				

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой

A.A. Ачитаев
подпись
«15 » июня 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПЕРЕГИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЛОВАТЬ.
МЕТОДЫ И ПРИБОРЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТ ПОВРЕЖДЕНИЯ
НА ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

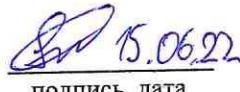
Руководитель


подпись, дата

Канд. техн. наук, доцент,
и.о. заведующего кафедрой
ГГЭСиЭС
Саяно-Шушенского СФУ
ученая степень, ученое звание,
должность, место работы

А.А. Ачитаев
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

Е.А. Кирдяшкин
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Перегинской ГЭС на реке Ловать. Методы и приборы определения мест повреждения на линиях электропередачи».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

D.B. Maslennikova
подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

D.B. Maslennikova
подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

A.F. Zhuravlev
подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

M.S. Radimakhin
подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

O.A. Zasorina
подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

V.O. Talyzin
подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

V.A. Karginov
подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

V.V. Lapanova
подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

K.P. Sinenchikova
подпись, дата

инициалы, фамилия