

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

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

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

« ____ » _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОЛЁКМИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ОЛЁКМА. АППАРАТНАЯ НАДЕЖНОСТЬ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Руководитель	_____	Зав. кафедры ГГЭЭС <u>Саяно-Шушенского филиала</u> <u>СФУ</u> должность, ученая степень	<u>А.А. Ачитаев</u> инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>А.А. Ворошилов</u> инициалы, фамилия

подпись, дата

подпись, дата

Саяногорск; Черемушки 2021

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

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР

подпись, дата

инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ОЛЁКМИНСКОЙ ГЭС	6
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	9
1.1 Природные условия	9
1.1.1 Климат	9
1.1.2 Гидрологические данные.....	9
1.1.3 Инженерно-геологические условия	11
1.1.4 Сейсмические условия.....	11
1.2 Энерго – экономическая характеристика района	12
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла.....	12
2 Водноэнергетические расчеты.....	13
2.1 Регулирование стока воды	13
2.1.1 Исходные данные.....	13
2.1.2 Кривые обеспеченности расходов	13
2.1.3 Выбор расчётного маловодного и средневодного года	14
2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы.....	15
2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	16
2.4 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС по маловодному году	17
2.5 Определение установленной мощности ГЭС, баланс мощностей.....	18
2.6 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года.....	19
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	20
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	20
3.1.1 Построение режимного поля.....	20
3.1.2 Выбор номинального диаметра и основных характеристик гидротурбины, определение частоты вращения, рабочей зоны на универсальной характеристике.....	21
3.2 Гидротурбины и их проточная часть	24
3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины	24
3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части	25
3.3 Выбор гидрогенератора.....	28
3.4 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки.....	29
4 Электрическая часть.....	31
4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы СН	31
4.2 Выбор трансформаторов	31
4.2.1 Главные повышающие трансформаторы.....	31
4.2.2 Выбор трансформаторов собственных нужд	32
4.3 Распределительное устройство	33
4.3.1 Выбор проводов отходящих воздушных линий.....	33
4.3.2 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	34

4.4	Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания распределительного устройства высшего напряжения с применением программного комплекса RastrKZ.....	34
4.4.1	Расчёт исходных данных.....	34
4.4.2	Внесение исходных данных в программный комплекс RastrKZ.....	35
4.5	Выбор электрических аппаратов.....	36
4.5.1	Определение расчетных токов.....	36
4.5.2	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ.....	37
4.5.3	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	38
4.5.4	Выбор выключателей и разъединителей 220 кВ.....	38
5	Релейная защита и автоматика.....	40
5.1	Перечень защит основного оборудования.....	40
5.2	Параметры защищаемого оборудования.....	41
5.3	Расчет номинальных параметров.....	42
5.4	Описание защит и расчет их уставок.....	44
5.4.1	Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG).....	44
5.4.3	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U _n (U _o)).....	46
5.4.4	Защита от повышения напряжения (U _{1>}), (U _{2>}).....	49
5.4.5	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I ₂) ...	49
5.4.6	Защита от симметричных перегрузок(I ₁).....	53
5.4.7	Дистанционная защита генератора Z ₁ <, Z ₂ <.....	55
5.4.8	Защита от перегрузки обмотки ротора.....	57
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	59
6	Состав и компоновка сооружений.....	60
6.1	Исходные данные.....	60
6.2	Состав и компоновка сооружений гидроузла.....	60
6.3	Проектирование сооружений напорного фронта.....	60
6.3.1	Определение отметки гребня плотины.....	61
6.3.2	Гидравлический расчёт бетонной водосливной плотины.....	63
6.4	Конструирование бетонной плотины.....	74
6.4.1	Расчет водобойной плиты.....	74
6.4.2	Определение ширины подошвы плотины.....	76
6.4.3	Дренаж в теле бетонной плотины.....	77
6.4.4	Дренажные устройства в основании.....	77
6.4.5	Разрезка бетонной водосливной плотины швами.....	79
6.4.6	Быки.....	79
6.4.7	Устои.....	79
6.4.8	Галереи в теле плотины.....	80
6.4.9	Рисберма.....	80
6.5	Определение основных нагрузок на плотину.....	80

6.5.1	Вес сооружения.....	80
6.5.2	Сила гидростатического давления воды.....	81
6.5.3	Взвешивающее и фильтрационное давления.....	82
6.5.4	Давление грунта.....	83
6.5.5	Волновое воздействие.....	85
6.6	Расчёт прочности плотины.....	85
6.8	Расчёт устойчивости плотины.....	89
7	Мероприятия по охране окружающей среды Олёкминского гидроузла.....	90
7.1	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	90
7.2	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	91
7.3	Отходы, образующиеся при строительстве.....	93
7.4	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	94
8	Безопасность гидротехнических сооружений, охрана труда.....	96
8.1	Охрана труда.....	96
8.2	Пожарная безопасность.....	98
8.2.1	Объекты водяного пожаротушения на ГЭС.....	99
8.2.2	Пожарная безопасность в кабельных помещениях.....	100
9	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации.....	102
9.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии.....	102
9.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	102
9.3	Налоговые расходы.....	105
9.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	105
9.5	Оценка инвестиционного проекта.....	106
9.5.1	Методология, исходные данные.....	107
9.5.2	Коммерческая эффективность проекта.....	107
10	Аппаратная надёжность устройств релейной защиты.....	109
10.1	Общие положения.....	109
10.2	Показатели надёжности в нормативных документах.....	111
10.3	Требования к надёжности в технических условиях.....	114
10.4	Оценка наработки на отказ.....	114
10.5	Оценка надёжности на этапе технологического прогона.....	115
10.6	Надёжность в цифрах и диаграммах.....	116
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	118
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	120
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Анализ исходных данных.....	123
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Основное и вспомогательное оборудование.....	128
	ПРИЛОЖЕНИЕ В Геологический разрез по створу плотины реки Олёкма.....	130
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г Таблица уставок и матрица отключений защит.....	131

ВВЕДЕНИЕ

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

Гидростанции – один из самых эффективных источников энергии. Коэффициент полезного действия гидравлических турбин достигает 97%, что существенно выше КПД турбин других типов электростанций.

В себестоимости производства электроэнергии на гидростанциях отсутствует топливная составляющая, что делает энергию более конкурентоспособной в условиях рынка.

Гидростанции являются наиболее маневренными из всех типов электростанций. Гидростанции способны при необходимости увеличивать выработку и выдаваемую мощность в течение нескольких минут, тогда как тепловым станциям для этого требуется несколько часов, а атомным – сутки. Это позволяет ГЭС покрывать пиковые нагрузки и поддерживать частоту тока в энергосистеме.

Гидроэнергетические мощности вносят ощутимый вклад в обеспечение системной надежности и в конечном итоге надежной работы всей Единой электроэнергетической системы страны.

Все эти преимущества подталкивают к строительству новых гидроэлектростанций.

2 Водноэнергетические расчеты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Исходные данные

- кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа и объёмов водохранилища и уровней верхнего бьефа (таблица 1.2, рисунок 1.2 и 1.3);
- энергосистема – ОДУ Сибири, Забайкальское РДУ;
- коэффициент мощности: $k_N = 8,9$;
- потери напора в водоподводящих сооружениях: $\Delta h = 0,4$;
- НПУ Олёкминской ГЭС: НПУ = 238,00 м;
- ряд гидрологических наблюдений за рекой Олёкма (приложение А, таблица А.1);
- требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1;
- суточные и годовые графики нагрузок (плакат «Использование водной энергии»).

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды из водохранилища

Q, м ³ /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Потребление из водохранилища	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Фильтрация	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Испарение	0,0	0,0	0,0	0,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	0,0	0,0	0,0
Льдообразование	-3,0	-2,0	0,0	12,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-2,0	-5,0

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. Ранжируется каждая последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле 2.1:

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

где m – порядковый номер расхода, ранжированного по убыванию;
 n – общее количество лет в статистическом ряду.

Результаты расчётов представлены в приложении А, таблица А.2. Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного года принимаются равным 90%, среднегодового – 50%. Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рисунке 2.1.

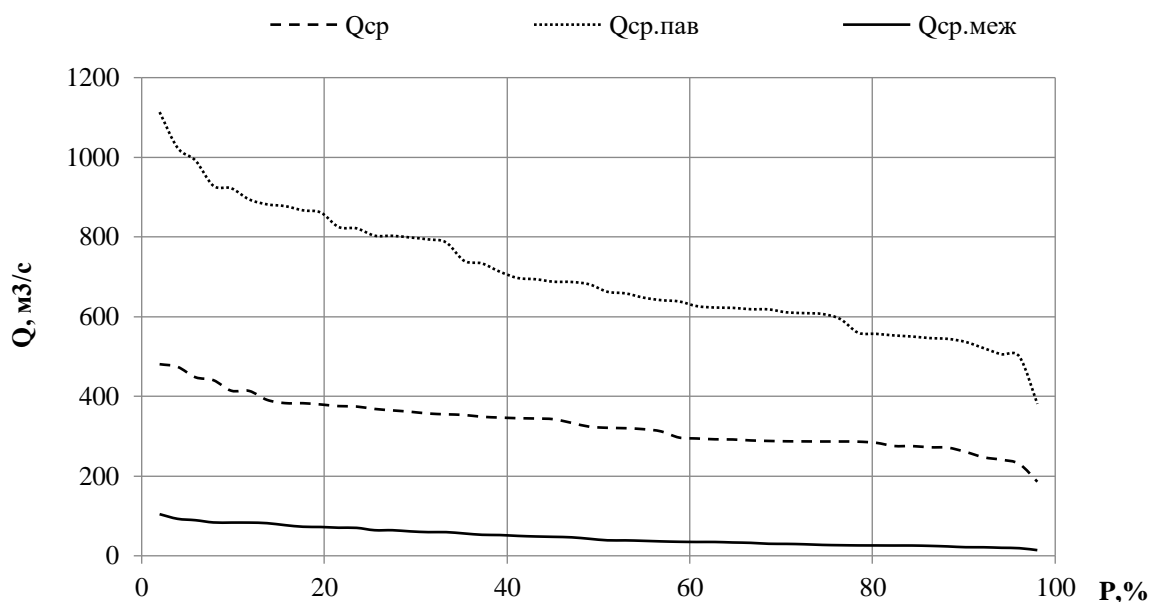


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

2.1.3 Выбор расчётного маловодного и среднегодового года

По расчётным обеспеченностям определяются маловодный и среднегодовой год.

За маловодный принимается год со среднегодовой обеспеченностью 90%, в данном случае 1977 год.

$$K_M = \frac{Q_{M1940}}{Q_{M1977}} = \frac{21}{26} = 0,83. \quad (2.2)$$

$$K_n = \frac{Q_{n1654}}{Q_{n1977}} = \frac{521}{557} = 0,94. \quad (2.3)$$

За среднегодовой принимается год со среднегодовой обеспеченностью 50%, в данном случае 1971 год.

Для среднегодового 1971 года:

$$K_M = \frac{Q_{M1951}}{Q_{M1971 \text{ г.}}} = \frac{43}{39} = 1,09. \quad (2.4)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi 1958}}{Q_{\Pi 1971г.}} = \frac{663}{668} = 0,96. \quad (2.5)$$

Результаты приведения и корректировки представлены в таблице 2.2. Расчётные гидрографы представлены на рисунке 2.2.

Таблица 2.2 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года
Расходы в кубических метрах в секунду

P, %	Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_i^{90\%}$, м ³ /с	1977	19	14	11	11	1000	850	418	251	266	75	45	6
$Q_i^{пр90\%}$, м ³ /с	1977	16	12	9	9	936	795	391	235	249	62	37	5
$Q_i^{50\%}$, м ³ /с	1971	12	7	6	9	988	1006	627	268	432	386	59	55
$Q_i^{пр50\%}$, м ³ /с	1971	8	4	4	6	952	969	604	175	416	372	39	36
$Q_i^{кор50\%}$, м ³ /с	1971	42	38	35	35	1013	890	604	335	310	190	57	36

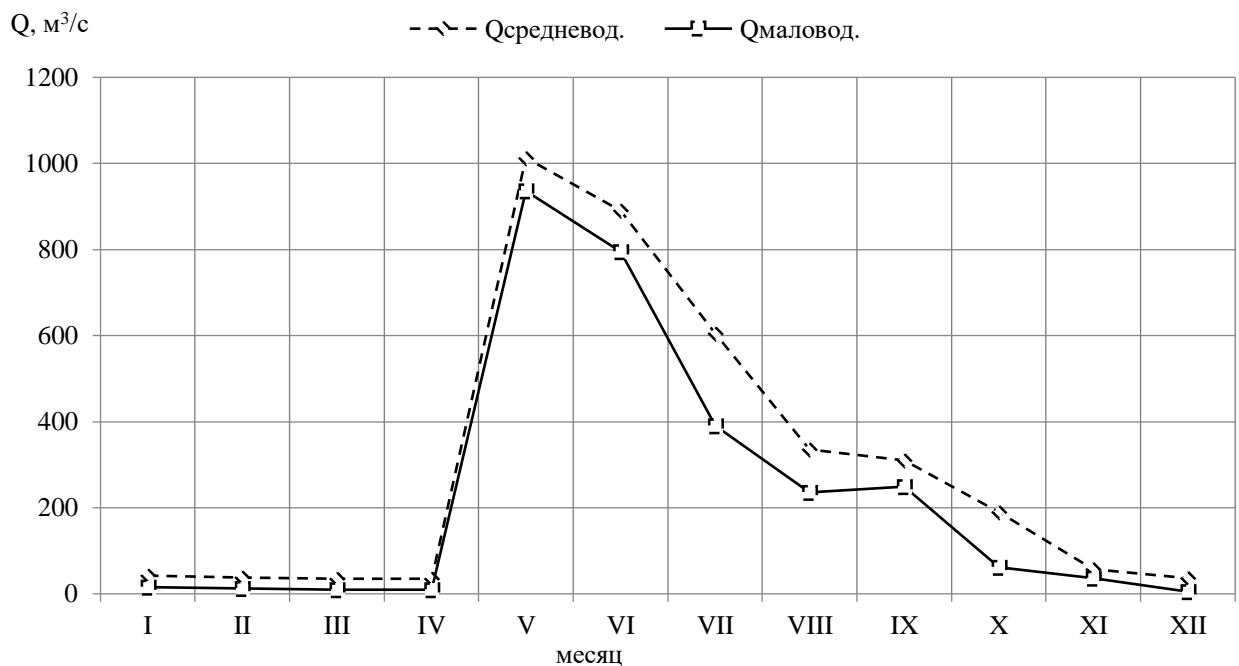


Рисунок 2.2 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Интегральные кривые нагрузки (ИКН) строятся по данным, полученным в результате ранжирования мощности по убыванию, делению её на зоны, соответствующим приращениям нагрузки и выработке электроэнергии в данных зонах.

Для построения интегральной кривой нагрузки ранжируем нагрузку в течение суток в убывающем порядке, делим на зоны, соответствующие приращениям нагрузки, определяем выработку электроэнергии в данной зоне. Расчет координат интегральной кривой нагрузки сведем в таблицы А.2 и А.3 Приложения А для летнего и зимнего периодов соответственно. Суточные графики нагрузки и интегральная кривая нагрузки для зимнего периода представлены на рисунке 2.3.

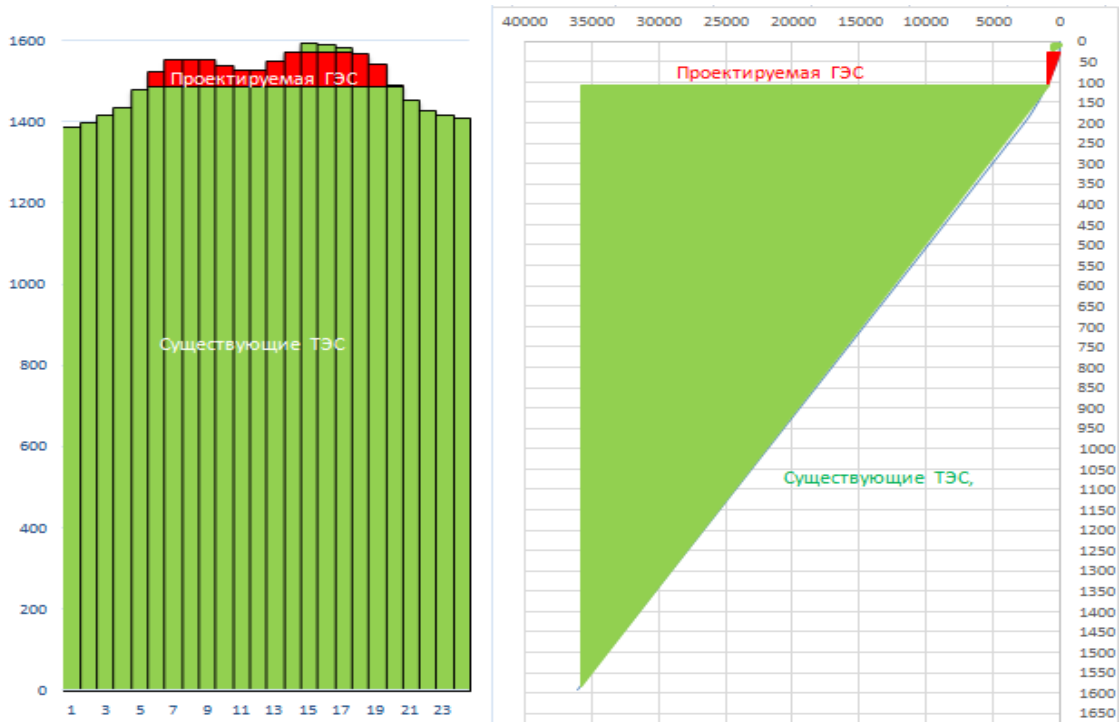


Рисунок 2.3 – Суточные графики нагрузки ОДУ Сибири и ИКН для зимнего периода

2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Максимальная нагрузка энергосистемы носит синусоидальный характер и для рабочего дня каждого месяца определяется по формуле:

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos(30^\circ \cdot t - 15^\circ) \quad (2.6)$$

где t – порядковый номер месяца в году;

a , b – коэффициенты, которых определяются по формулам:

$$a = \frac{P_c^{max} + P_l^{max}}{2} = P_c^{max} \cdot \frac{1 + a_{лет}}{2} \quad (2.7)$$

$$b = \frac{P_c^{max} - P_l^{max}}{2} = P_c^{max} \cdot \frac{1 - a_{лет}}{2} \quad (2.8)$$

Среднемесячные нагрузки энергосистемы рассчитаем по формуле:

$$\bar{P}_t = P_t^{max} \cdot \beta_t^{сут} \cdot \sigma_{мес} \quad (2.9)$$

где $\beta_t^{сут}$ – коэффициент плотности суточного графика нагрузки t -го месяца;
 $\sigma_{мес}$ – коэффициент внутримесячной неравномерности нагрузки, $\sigma_{мес} = 0,955$.

Поскольку известен только для лета (июня) и зимы (декабря), то промежуточные значения найдем по линейному закону.

Расчет графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы представлен в таблице А.5 Приложения А.

Графики максимальных и среднемесячных мощностей представлены на рисунке 2.4.

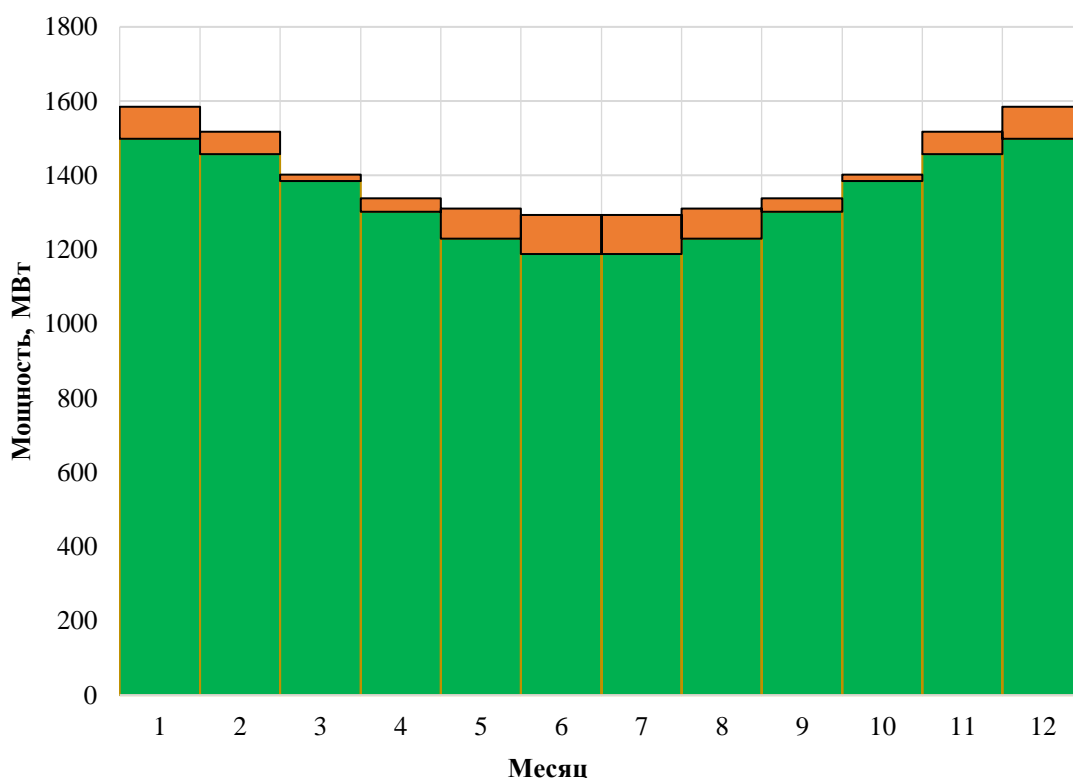


Рисунок 2.4 – Графики максимальных и средних нагрузок энергосистемы

2.4 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС по маловодному году

Расчет работы водохранилища ГЭС производится на заданный режим среднемесячных мощностей. Обязательным условием для водно-энергетических расчётов является равенство уровней воды в водохранилище в начале и в конце расчётного периода регулирования. Это условие обусловлено необходимостью использования всей полезной ёмкости водохранилища. За

начало сработки водохранилища принимается месяц после окончания половодья, в данном случае – это октябрь. Расчёт начинается с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нём равен НПУ. Целью ВЭР режима работы ГЭС в маловодном году является определение гарантированной мощности, проектируемой ГЭС, отметки УМО, и полезного объёма водохранилища. Результат расчёта представлен в приложении А таблицы А.4. График сработки-наполнения водохранилища на рисунке 2.5.

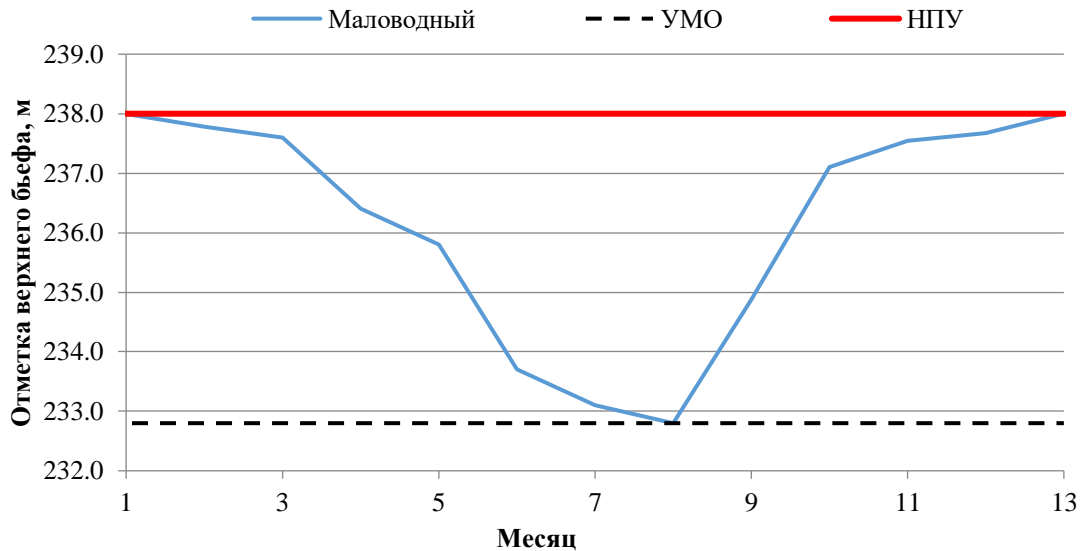


Рисунок 2.5 – График сработки-наполнения водохранилища

2.5 Определение установленной мощности ГЭС, баланс мощностей.

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 1,5% $P_{\text{макс.}}^{\text{сис.}}$, аварийный резерв составляет 7% от $P_{\text{макс.}}^{\text{сис.}}$.

Нагрузочный резерв располагается полностью на существующих ГЭС, аварийный резерв целесообразно размещать на ТЭС. Таким образом:

$$N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}} = N_{\text{раб.вып}}^{\text{пр.ГЭС}} + N_{\text{рез}} = 108 \text{ МВт.} \quad (2.10)$$

Установленную мощность ТЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{ТЭС}} + N_{\text{рез}}. \quad (2.11)$$

Планирование капитальных ремонтов оборудования энергосистемы производится с учетом технико-экономических особенностей. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность. При

этом продолжительность ремонта гидроагрегатов ГЭС принимается равной 30 дней, а частота их проведения – 1 раз в блет.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{8} \cdot 1 \text{ мес} = 13,4 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}. \quad (2.12)$$

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета останова каждого агрегата на период ремонта в среднем 1 раз в 2 года.

Предусмотрены следующие нормы простоя оборудования: ТЭС с поперечными связями – 15 дней; блочные ТЭС – 30 дней.

$$\begin{aligned} F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} &= \left(\frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{ мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = \\ &= \left(\frac{1501}{4} + \frac{1501}{2} \right) = 564 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}. \end{aligned} \quad (2.13)$$

2.6 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года

Водно-энергетические расчеты в средних по водности условия проводятся с целью получения одной из важнейших характеристик проектируемого гидроузла – среднемноголетней выработки ГЭС. График сработки-наполнения водохранилища для маловодного и средневодного года представлен на рисунке 2.6.

При этом выполняются следующие условия:

- 1) Расходы в реке соответствуют 50% обеспеченности
- 2) Обязательная сработка водохранилища до УМО

По результатам ВЭР среднего по водности года определим выработку:

- Выработка 0,336 млрд. кВт·ч.

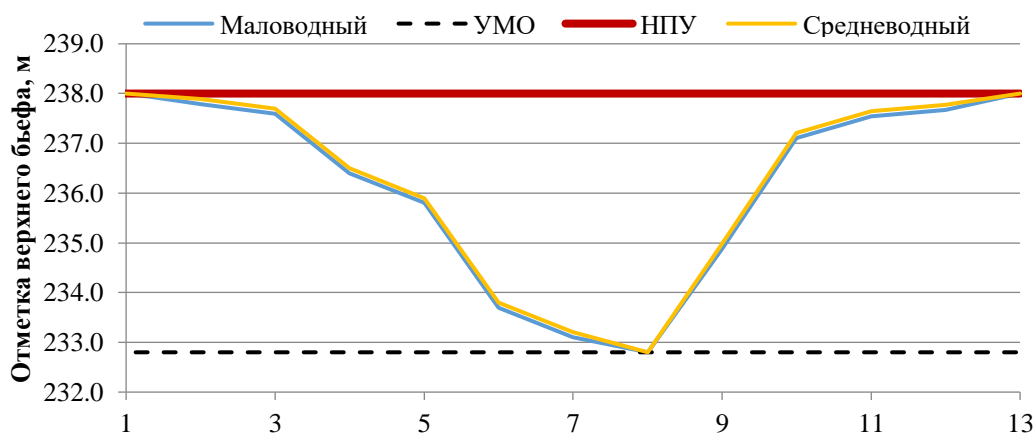


Рисунок 2.6 – График сработки-наполнения водохранилища для маловодного и средневодного года

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

Рабочее поле – это пространство, ограниченное линиями $H(Z_{НПУ}, Q_{ГЭС})$ и $H(Z_{УМО}, Q_{ГЭС})$. Слева наносится ограничение по минимальному расходу, справа – ограничения по турбине и генератору. Максимальная мощность должна выдаваться станцией при расчётном напоре и всех напорах, выше расчетного (рисунок 3.1).

Расчетные данные для построения режимного поля представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Данные для построения режимного поля

$Q_{НБ}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Z_{НБ}, \text{ м}$	Напорные характеристики			Огр. по мощности		Огр. по пропуск. способности	
		$H_{НПУ}, \text{ м}$	$H_{УМО}, \text{ м}$	$H_{ЗВБ1}, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$H, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$H, \text{ м}$
26	218,1	19,9	14,7	18,5	607	20,0	1132	20,0
76	218,9	19,1	13,9	17,7	674	18,0	1074	18,0
126	219,5	18,5	13,3	17,1	758	16,0	1012	16,0
176	220,1	17,9	12,7	16,5	867	14,0	947	14,0
226	220,5	17,5	12,3	16,1	1011	12,0	877	12,0
276	220,9	17,1	11,9	15,7	1213	10,0	800	10,0
326	221,2	16,8	11,6	15,4	1517	8,0	716	8,0
376	221,5	16,5	11,3	15,1	2022	6,0	620	6,0
426	221,8	16,2	11,0	14,8	3034	4,0	506	4,0
476	222,0	16,0	10,8	14,6	6067	2,0	358	2,0
526	222,2	15,8	10,6	14,4	12135	1,0	253	1,0
1200	224,1	13,9	8,7	12,5	12135	1,0	253	1,0

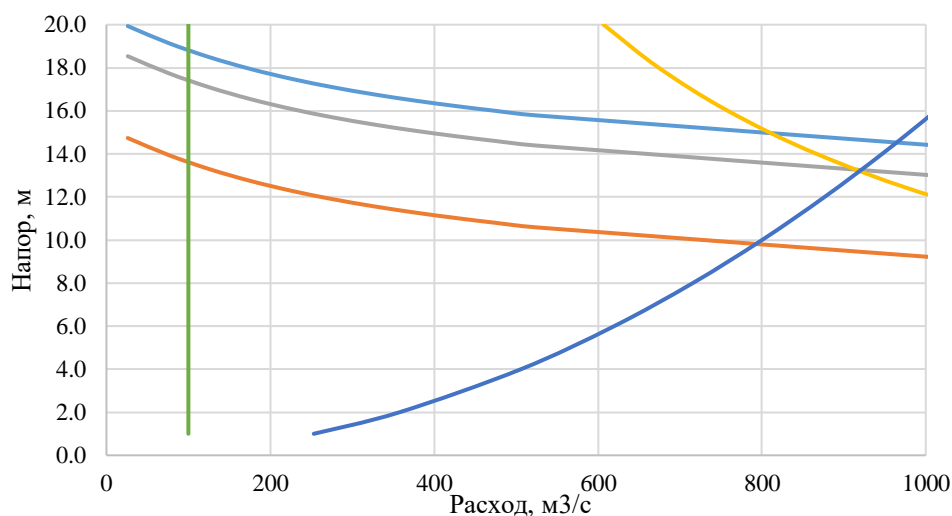


Рисунок 3.1 – Режимное поле проектируемой ГЭС по напору и расходу

Из построенного режимного поля были определены:

- максимальный напор $H_{\max} = 18,00$ (м). Точка пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;
- максимальный расход $Q_{\text{ГЭС}}^{\max} = 980$ (м³/с). Точка пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;
- расчётный напор $H_{\text{расч}} = 15,00$ (м). Точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;
- минимальный напор $H_{\min} = 10,00$ (м). Точка пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

Для максимального напора 18,0 м соответствует турбина ПЛ20-В.

$$\frac{H_{\min}}{H_{\text{пред}}} = \frac{10,00}{20,00} = 0,5 > 0,5. \quad (3.1)$$

Отношение $H_{\min}/H_{\text{пред}}$ находится в допустимых пределах. Принимаем для дальнейших расчетов гидротурбину ПЛ20-В (Таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		ПЛ20-В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	20,00
Диапазон регулирования	$H_{\text{min}} / H_{\text{max}}$	0,50
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{10}, \text{ мин}^{-1}$	146
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{мо}}$	0,920
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1\text{max}}, \text{ л/с}$	1160
Коэффициент кавитации	$\sigma \text{ при } Q'_{1\text{max}}$	1,0
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D'_{1\text{м}}, \text{ м}$	0,5
Напор модельной турбины	$H_{\text{м}}, \text{ м}$	10

3.1.2 Выбор номинального диаметра и основных характеристик гидротурбины, определение частоты вращения, рабочей зоны на универсальной характеристике

Для выбора диаметра рабочего колеса и количества агрегатов произведен расчет. Определены приведённые частоты вращения, построены рабочие зоны на Главной Универсальной Характеристике. Определим КПД натурной турбины:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p^N}} \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_M}} \right), \quad (3.2)$$

где η_M, D_{1M}, H_M – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

D_1, H_p^N – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

v_M, v_H – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий t_H и t_M ;

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям (для радиально-осевых гидротурбин $\varepsilon = 0,75$).

Мощность одного агрегата:

$$N_a = 9,81 Q_{1p} D_1^2 H_p^N \sqrt{H_p^N \eta_T \eta_G^{cp}}, \quad (3.3)$$

где Q_{1p} – приведенный расход в расчетной точке;

η_G^{cp} – средний КПД генератора (предварительно принимаем $\eta_G = 0,97$).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z'_a = \frac{N_{гэс}^{уст}}{N_a}, \quad (3.4)$$

где $N_{гэс}^{уст} = 108$ МВт – установленная мощность.

Расчитанное число агрегатов Z'_a округляется Z_a , после чего уточняется мощность агрегата. Рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной.

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a}. \quad (3.5)$$

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{I_p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.6)$$

где n'_{I_p} – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке;

Δ – поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели расчётной точке.

По полученной синхронной частоте вращения принимаем ближайшее стандартное значение синхронной частоты вращения по стандартному ряду.

Для выбранного максимального диаметра турбины и стандартного значения синхронной частоты вращения необходимо нанести на главную универсальную характеристику линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины H_{max} , H_p и H_{min} , предварительно вычислив три значения приведенной частоты вращения:

$$n'_{Imin} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta}}, \quad (3.7)$$

$$n'_{Iрасч} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{расч} \cdot \Delta}}, \quad (3.8)$$

$$n'_{Imax} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta}}, \quad (3.9)$$

где n_c – стандартное значение синхронной частоты вращения;

H – напор на станции, соответствует H_{max} , $H_{расч}$ и H_{min} .

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{Г ср}}. \quad (3.10)$$

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

$$q'_{Imin} = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{min} \cdot \Delta}}, \quad (3.11)$$

$$q'_{Imax} = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.12)$$

где Q_{min} – минимальный расход через станцию.

Сведем результаты расчетов в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛ20-В

$D_{1,м}$	4,75	5	5,3	5,6	6
η_T	0,85	0,86	0,86	0,86	0,86
$N'a,кВт$	20323,15	22542,78	25359,44	28343,25	32581,9
$Z'a,шт$	5,314137	4,790891	4,258769	3,810431	3,314724
$Z'a,шт$	6	5	5	4	4

окончание таблицы 3.3

D1, м	4,75	5	5,3	5,6	6
Na, кВт	18000	21600	21600	27000	27000
Δр	1,102363	1,10354	1,104863	1,1061	1,10763
n ^{с1} , об/мин	124,9877	118,8017	112,1442	106,1959	99,18466
n ^{с1} , об/мин	125	115,4	115,4	107,1	100
n1 H _{max} , об/мин	133	129	137	134	134
n1 H _p , об/мин	146	142	150	147	147
n1 H _{min} , об/мин	179	174	184	180	180
Q*кпд расч	1,45817	1,579198	1,405481	1,573659	1,370832
Q*кпд max	1,109267	1,201337	1,069185	1,197123	1,042827

Приведенные частоты вращения для турбин с разным диаметром D_1 (максимальная, расчетная и минимальная) должны размещаться на ГУХ таким образом, чтобы в диапазоне напоров $H_p - H_{max}$ гидротурбина работала с наибольшим КПД. Так же необходимо стремиться к минимальному числу агрегатов при максимальной мощности. Уточненная расчетная точка должна находиться в области рекомендуемого диапазона расходов и кавитации. На основании вышеперечисленных требований к дальнейшему рассмотрению примем следующие варианты гидротурбин:

- ПЛ20-В-475: $Z_a = 6$, $n_c = 125$ об/мин, $D_1 = 4,75$ м;
- ПЛ20-В-600: $Z_a = 4$, $n_c = 100$ об/мин, $D_1 = 6,00$ м.

Нецелесообразно рассматривать другие значения диаметров, так как при других значениях диаметров рабочего колеса расчетная точка либо не попадает в рекомендуемый диапазон изменения Q_{1max} и σ , либо если попадает, то лишь при большом количестве ГА, либо не соответствует рекомендуемому расположению оптимума КПД относительно линий приведенной частоты вращения при $H_p - H_{max}$. Следует отметить, что критерием выбора турбины является, в том числе, и минимальное количество ГА).

3.2 Гидротурбины и их проточная часть

3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

В результате построения рабочих зон гидротурбин остается: ПЛ20-В-475 с частотой вращения 125 об/мин и ПЛ20-В-600 с частотой вращения 100 об/мин. Определим для данных диаметров высоты отсасывания и отметки установки рабочих колес. Отметку рабочего колеса для обеспечения его бескавитационной работы находим по формуле:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_S, \quad (3.13)$$

где $Z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка уровня в НБ при $Q_{НБ}$, соответствующем расчётному значению высоты отсасывания H_S .

Высоту отсасывания рассчитывают для трех наиболее опасных случаев и выбирают наибольшую: работа одного агрегата с N_p при НПУ, работа одного агрегата с N_p и H_p , работа одного агрегата на линии ограничения по турбине с N_p и H_{min} .

$$H_S = 10,33 - \frac{\nabla Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma H - 1,5 + \nabla Z_{x.пл.}, \quad (3.14)$$

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

$\Delta Z_{x.пл.}$ - разность отметок характерных плоскостей (для РО половина высоты направляющего аппарата);

σ - коэффициент кавитации.

Результаты расчетов представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Высоты отсасывания.

-	ПЛ20-В-475	ПЛ20-В-600
$D_1, \text{ м}$	4,75 ($n_c=125$ об/мин)	6,00 ($n_c=100$ об/мин)
$H_S(H_{max}), \text{ м}$	2,09	3,54
$H_S(H_p), \text{ м}$	0,38	-0,02
$H_S(H_{min}), \text{ м}$	1,03	1,48
$\nabla Z_{p.k.}, \text{ м}$	220,74	223,54
$\nabla Z_{p.k.}, \text{ м}$	219,83	220,18
$\nabla Z_{p.k.}, \text{ м}$	220,28	221,18

Наиболее целесообразно использовать турбину ПЛ20-В-600, с диаметром рабочего колеса $D_1=6,00$ м, так как в зоне работы находится точка оптимума, данный размер РК обеспечивает экономически выгодное число агрегатов $Z_a = 4$.

За отметку установки рабочего колеса принимается наименьшая отметка среди вычисленных, так как такой выбор обеспечит бескавитационную работу на всех режимах работы гидротурбины.

3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части

Для выбранной гидротурбины необходимо рассчитать спиральную камеру. Расчет круглых сечений спиральной камеры. Определена высота направляющего аппарата с ГУХ:

$$b_0 = 0,43 \cdot D_1 = 0,43 \cdot 6,0 = 2,58 \text{ м}. \quad (3.15)$$

Основные параметры статора:

$$D_a = 9,35 \text{ м}, D_b = 8,15 \text{ м}.$$

Скорость во входном сечении спиральной камеры определяем по справочным зависимостям $v_{cp} = f(H)$, и принимаем $v_{cp} = 3,8$ м/с. Расход через входное сечение:

$$Q_{вх} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360} = 267,0 \cdot \frac{210}{360} = 157,0 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.16)$$

Площадь входного сечения:

$$F_{вх} = \frac{Q_{вх}}{v_{cp}} = \frac{157,0}{3,8} = 40,9 \text{ м}^2. \quad (3.17)$$

Радиус входного сечения:

$$r_{вх} = \sqrt{\frac{F_{вх}}{\pi}} = \sqrt{\frac{40,9}{3,14}} = 3,61 \text{ м}. \quad (3.18)$$

Дальнейший расчет бетонной спиральной камеры выполняется аналогично. Воспользуемся следующими соотношениями и сведем расчеты в таблицу 3.5.

$$a_i = r_i - r_a; \quad m_i = k_2 \cdot a_i^2, \quad \text{где } k^2 = \frac{m_{вх}}{a_{вх}^2}. \quad (3.19)$$

$$b_i = m_i + b_0 \quad (20) \quad r_k = r_a + m_i \cdot tg15^0. \quad (3.20)$$

Значение интеграла для любого сечения вычисляем по формуле:

$$J_i = b_0 \cdot \ln\left(\frac{r_a}{r_b}\right) + b_i \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right) - r_k \cdot ctg\gamma \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right) + m_i. \quad (3.21)$$

Величина угла спирали для любого сечения:

$$\varphi_i = \frac{180}{J_{вх}} \cdot J_i. \quad (3.22)$$

Величина площади сечения:

$$F_i = b_0(r_a - r_b) + (r_i - r_a)b_i - \frac{(b_i - b_0)^2}{2} tg15^0. \quad (3.23)$$

Отбрасывая один из корней, получаем $b_{\text{вх}} = 6,26 \text{ м}$.

Таблица 3.5 – Расчет бетонной спиральной камеры

Величина	Сечения											
	гвх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
r_i	9,78	9,26	8,74	8,22	7,71	7,19	6,67	6,15	5,63	5,11	4,59	4,08
b_i	4,68	4,47	4,25	4,04	3,83	3,61	3,40	3,19	2,97	2,76	2,55	2,33
r_k	5,24	5,18	5,12	5,07	5,01	4,95	4,89	4,84	4,78	4,72	4,67	4,61
r_k/r_a	1,12	1,11	1,10	1,08	1,07	1,06	1,05	1,03	1,02	1,01	1,00	0,99
$\ln(r_k/r_a)$	0,11	0,10	0,09	0,08	0,07	0,06	0,05	0,03	0,02	0,01	0,00	-0,01
r_i/r_a	2,09	1,98	1,87	1,76	1,65	1,54	1,43	1,32	1,20	1,09	0,98	0,87
$\ln(r_i/r_a)$	0,74	0,68	0,63	0,56	0,50	0,43	0,36	0,27	0,19	0,09	-0,02	-0,14
$b_i \cdot \ln(r_i/r_a)$	3,45	3,05	2,66	2,28	1,91	1,55	1,21	0,87	0,55	0,25	-0,04	-0,32
$r_k \cdot \text{ctgy}$	19,55	19,3	19,1	18,91	18,69	18,48	18,27	18,05	17,84	17,63	17,41	17,20
$r_k \cdot \text{ctgy} \cdot \ln(r_k/r_a)$	2,22	1,99	1,75	1,52	1,29	1,06	0,84	0,62	0,40	0,18	-0,03	-0,25
m_i	2,10	1,89	1,67	1,46	1,25	1,03	0,82	0,61	0,39	0,18	-0,03	-0,25
J_i	3,69	3,31	2,94	2,58	2,22	1,88	1,54	1,22	0,90	0,60	0,31	0,03
ϕ_i	210,00	188	167	147	127	107	88	69	51	34	18	2

С помощью данной таблицы и произведённых расчётов выполним построение плана спиральной камеры (Приложение В) и построим график зависимости $r_i = f(\phi_{\text{сп}})$ (Рисунок 3.2).

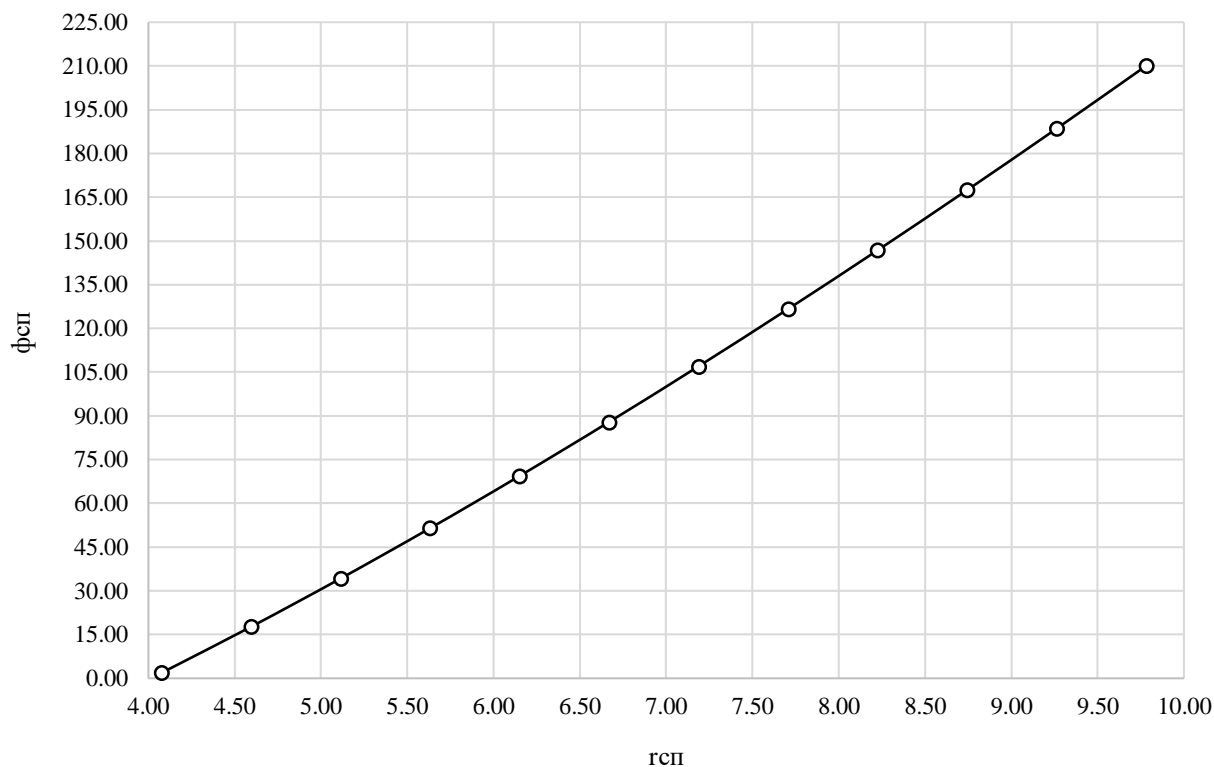


Рисунок 3.2 – График зависимости $\phi_{\text{сп}} = f(r_i)$

С полученного графика снимаем значения r_i через каждые 15° .

Ширина подвода из ГУХ:

$$B' = 2,65 \cdot D_1 = 2,65 \cdot 6,0 = 15,9 \text{ м.} \quad (3.24)$$

Необходимо установить промежуточный бычок, так как B' больше 7 м, ширина которого:

$$b = 1 + \frac{Q_0}{400} = 1,67 \text{ м.} \quad (3.25)$$

Ширина подвода с учётом ширины бычка:

$$B = B' + b = 15,9 + 1,67 = 17,57 \text{ м.} \quad (3.26)$$

3.3 Выбор гидрогенератора

Согласно современной политике энергосбережения и энергоэффективности основным перспективным направлением является применение гидрогенераторов с наименьшими потерями на намагничивание и наименьшим потреблением на возбуждение.

Конструктивно нужно стремиться к уменьшению промежуточных элементов между центральной частью ротора генератора и валом турбины.

Для обеспечения полного контроля за состоянием гидрогенератора должна быть разработана расширенная система его мониторинга, путем использования показаний встроенных интеллектуальных датчиков контроля изоляции статора и ротора, температурного нагрева обмоток статора и ротора, замера воздушного зазора, контроля вибрационного состояния гидроагрегата и др. параметров.

Рекомендуется применять:

- эффективные системы вентиляции и охлаждения;
- встроенные датчики контроля температуры обмоток статора и ротора.

Граничные характеристики:

- срок эксплуатации не менее 40 лет;
- срок эксплуатации между капитальными ремонтами не менее 7 лет;
- КПД не менее 97%;
- диапазон частот, при которых должна сохраняться номинальная мощность: $48,75 \div 51,25$ Гц;
- диапазон изменения напряжения, в пределах $-5 \div +10\%$;
- класс нагревостойкости изоляции обмоток статора и ротора по ГОСТ8865-93 не ниже F.

Определим число пар полюсов гидрогенератора по формуле:

$$2p = \frac{f}{n_c} \quad (3.27)$$

где $2p = \frac{3000}{100} = 30$ – число пар полюсов генератора.

Рассчитаем номинальную мощность генератора по формуле:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi} \quad (3.28)$$

$$S_{\text{ном}} = \frac{27,00}{0,8} = 33,75 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

где $\cos\varphi$ – коэффициент мощности генератора.

По справочным данным [2] принимаем к установке серийный гидрогенератор СВ-800/105-60. Параметры гидрогенератора представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-800/105-60 УХЛ4

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВА	30
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном}}$	МВт	24
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,8
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$	кВ	13,8
Номинальный ток	$I_{\text{ном}}$	кА	1,66
Номинальная частота вращения	$n_{\text{ном}}$	об/мин	100
Сопротивление обмотки статора	X_d	о.е.	0,95
Переходное сопротивление	$X'd$	о.е.	0,3
Сверхпереходное сопротивление	$X''d$	о.е.	0,3
Система возбуждения	тиристорная		
Исполнение	зонтичное		
СВ- синхронный вертикальный гидрогенератор; 800-наружный диаметр статора, см; 105- длина активной стали сердечника, см; 60 - число полюсов.			

3.4 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки

В состав системы автоматического управления гидротурбиной входят: регулятор частоты вращения; маслонапорная установка с аппаратурой автоматического управления.

По справочным данным [3] выбирается тип и габаритные размеры МНУ и колонок управления.

По номограмме [3] для диаметра 6,0 м турбины ПЛ20-В определяем тип МНУ 8/1-40-8-2.

Гидроаккумулятор ГА8/1-40, для которого

– Вместимость – 8,0 м³;

– Число сосудов – 1.

Маслонасосный агрегат:

- Сливной бак МА8-2
- Вместимость – 8,0 м³.
- Насос ЗВ40/10:
 - Число насосов- 2;
 - Подача 8,9 л/с;
 - Мощность 53 кВт.
- Электродвигатель 4А225М4:
 - Мощность 55 кВт;
 - Частота вращения 145 об/мин;
- Электрогидравлические регуляторы ЭГР:
 - Тип регулятора ЭГР-2И1-150-11;
 - Тип панели электрооборудования ЭГР-2И1;
 - Тип гидромеханической колонки управления ЭГР-150-11;
 - Габаритные размеры, мм - 335×575×2400;
 - Масса 150 кг.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы СН

Основные требования, предъявляемые к главным схемам ГЭС:

1. Надежность и безотказность в работе
2. Маневренность схемы т.е. возможность лёгкого приспособления схемы к изменяющимся условиям работы, как в эксплуатации, так и при расширении станции, ремонтпригодность;
3. Простота и наглядность;
4. Экономичность, минимум затрат на ресурсы и времени на строительство РУ.

Уровень этих требований в современных условиях повышен в связи с высокой ролью и ответственностью гидроэлектростанций в обеспечении безопасности электроснабжения потребителей и надежности функционирования энергосистем, в том числе, в периоды возникновения и ликвидации аварийных ситуаций. По карте-схеме размещения линий электропередачи подстанций было определено, что ближайшей является подстанция «Олёмминская» 220 кВ. По условиям вышеперечисленных требований, а также для обеспечения бесперебойной работы энергосистемы, была выбрана схема с объединёнными блоками. На генераторном напряжении 13,8 кВ для питания собственных нужд выполняются ответвления.

Схема собственных нужд ГЭС должна выбираться с учетом обеспечения её надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах. Согласно стандарту [14] необходимо предусматривать не менее двух независимых источников питания при любом режиме работы станции, в том числе при отключении одного из независимых источников питания.

В данной работе укрупненный блок рассмотрению не подлежит, так как малое число блоков равное 2 шт, не обеспечит необходимую надежность станции.

4.2 Выбор трансформаторов

4.2.1 Главные повышающие трансформаторы

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:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\Gamma}} = \frac{24 - 24 \cdot 0,01}{0,8} = 26,96 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДН-40000/220 У1. Каталожные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 -Каталожные данные трансформатора ТДН-40000/220 У1

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВ·А	40
Номинальное напряжение высшей обмотки	$U_{вн}$	кВ	230
Номинальное напряжение низшей обмотки	$U_{нн}$	кВ	13,8
Напряжение короткого замыкания	U_k	%	11,5
Потери короткого замыкания	ΔP_k	кВт	220
Потери холостого хода	ΔP_x	кВт	54
Ток холостого хода	I_x	%	0,55

4.2.2 Выбор трансформаторов собственных нужд

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет 1% от $S_{Гном}$:

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot S_{Гном} = 0,01 \cdot 6 \cdot 24 = 1,08 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.2)$$

По полученному значению выбирается трансформатор собственных нужд. По подходящей мощности выбирается трансформаторы ТСЗ – 1600/13,8/6,3 и ТСЗ – 1600/6,3/0,4 (Т-трансформатор; С-сухой; 3-защищённый; 1600- номинальная мощность трансформатора, кВА; 6,3/0,4 – значение низшего напряжения, кВ; 13,8/6,3 - значение высшего напряжения, кВ).

Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 -Каталожные данные трансформатора ТСЗ-6300/20 У3

Наименование величины	Обозначение	ТСЗ –	
		1600/13,8/6,3	1600/6,3/0,4
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$, МВА	1,6	1,6
Высшее напряжение	$U_{выс}$, кВ	13,8	6,3
Низшее напряжение	$U_{низ}$, кВ	6,3	0,4
Потери активной мощности	ΔP , кВт	11,5	11
Потери активной мощности на холостом ходу	ΔP_x , кВт	3,1	3
Потери тока на холостом ходу	ΔI_x , %	0,3	0,3
Напряжение короткого замыкания	ΔU_k , %	6	6

4.3 Распределительное устройство

4.3.1 Выбор проводов отходящих воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{\Gamma} \cdot \left(\frac{P_{\Gamma} - P_{\text{сн}}}{\cos\varphi_{\Gamma}} \right) = 107 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.3)$$

где n_{Γ} – количество генераторов на ГЭС;

P_{Γ} – активная мощность генератора;

$P_{\text{сн}}$ – активная мощность потребляемая собственными нуждами с одного агрегата.

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 135 \text{ МВт}; K = 1,2; \cos\varphi_c = 0,85.$$

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{\left(K \cdot \frac{P_{\text{нат.}}}{\cos\varphi_c} \right)} + 1 = \frac{107}{\left(1,2 \cdot \frac{135}{0,85} \right)} + 1 = 2 \text{ шт.} \quad (4.4)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным $n_{\text{л}} = 2$.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{107}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,141 \text{ кА.} \quad (4.5)$$

По величине тока выбираем провод марки АС – 150/24. Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 450 \text{ А}$. Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{501}{1\sqrt{3} \cdot 500} = 0,58 \text{ кА.} \quad (4.6)$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}$, следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева. Каталожные данные провода представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные провода марки АС – 150/24

Число проводов в фазе	R_0 Ом/км	X_0 Ом/км
3	0,24	0,4

4.3.2 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Главные электрические схемы электростанций проектируются исходя из следующих требований:

- ремонт выключателей 220 кВ и выше производится без отключения присоединений;
- воздушная линия отключается от РУ не более чем двумя выключателями;
- трансформаторы блоков отключаются от РУ не более чем тремя выключателями;
- отказы выключателей РУ в нормальном и ремонтных режимах не должны приводить к одновременной потере двух транзитных параллельных линий, а также одновременному отключению нескольких линий, если при этом нарушается устойчивость параллельной работы ЭЭС;
- при отказах выключателей в нормальном режиме РУ не должно отключаться более одного блока, а в ремонтном режиме РУ – не более двух блоков, при этом не должно возникать перегрузки линий и нарушения устойчивости.

4.4 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания распределительного устройства высшего напряжения с применением программного комплекса RastrKZ

4.4.1 Расчёт исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах. Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,3 \cdot \frac{10,5^2}{24,0} = 1,904 \text{ Ом.} \quad (4.7)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_*'' \cdot U_{\text{б}} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,6 \text{ кВ.} \quad (4.8)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\text{T}} = \frac{U_{\text{К}}\% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = 152,09 \text{ Ом.} \quad (4.9)$$

Система:

$$x_C = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = 440,83 \text{ Ом.} \quad (4.10)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{13,8}{242} = 0,06. \quad (4.11)$$

Определим активные сопротивления всех элементов цепи в именованных единицах.

$$r_T = \frac{x_{*Г}}{T_{a,Г} \cdot \omega} = 0,135 \text{ Ом.} \quad (4.12)$$

$$r_C = \frac{x_C}{T_{a,C} \cdot \omega} = 23,40 \text{ Ом.} \quad (4.13)$$

$$r_T = \Delta P_k \cdot \frac{U_6^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = 4,63 \text{ Ом.} \quad (4.15)$$

4.4.2 Внесение исходных данных в программный комплекс RastrKZ

Ниже представлены таблицы с внесёнными в RastrKZ исходными данными (таблица 4.4, 4.5, 4.6).

Таблица 4.4 – Исходные данные по узлам

Номер	Название	$U_{\text{НОМ}}$, кВ
1	Г1	13,8
2	Г2	13,8
3	Г3	13,8
4	Г4	13,8
5	ТР1	13,8
6	ТР2	13,8
7	ТР3	13,8
8	ТР4	13,8
9	КРУЭ 220	230
10	Система	230

Таблица 4.5 – Исходные данные по ветвям

Тип	Узел начала	Узел конца	Название	R Ом	X, Ом	Коэффициент трансформации
Выкл	1	5	Г1 – ТР1	-	-	-
Выкл	2	6	Г2 – ТР2	-	-	-
Выкл	3	7	Г3 – ТР3	-	-	-
Выкл	4	8	Г4 – ТР4	-	-	-
Тр-р	5	9	ТР1 – КРУЭ 220	4,63	152,09	0,060
Тр-р	6	9	ТР2 – КРУЭ 220	4,63	152,09	0,060
Тр-р	7	9	ТР3 – КРУЭ 220	4,63	152,09	0,060
Тр-р	8	9	ТР3 – КРУЭ 220	4,63	152,09	0,060
ЛЭП	9	10	КРУЭ 500 - СИСТЕМА	-	-	-
ЛЭП	9	10	КРУЭ 500 - СИСТЕМА	-	-	-

Таблица 4.6 – Исходные данные по генераторам

Название	Номер узла	r , Ом	x , Ом	r_2 , Ом	x_2 , Ом	r_0 , Ом	x_0 , Ом	E , кВ
Г1	1	0,135	1,904	0,135	1,904	0,135	1,904	13,8
Г2	2	0,135	1,904	0,135	1,904	0,135	1,904	13,8
Г3	3	0,135	1,904	0,135	1,904	0,135	1,904	13,8
Г4	4	0,135	1,904	0,135	1,904	0,135	1,904	13,8
Система	10	23,40	440,83	23,40	440,83	23,40	440,83	230,0

В таблице 4.7 представлены результаты расчетов токов короткого замыкания.

Таблица 4.7 – Результаты расчёта

Точка КЗ	П1	$I_{п0}^{(3)}$, кА	$I_{п0}^{(1)}$, кА
К-1 (шины 220 кВ) 1ф	9	5,60	13,59
К-2 (шины 220 кВ) 3ф	9	3,75	9,10
К-3 (генератор 13,8 кВ) 3ф	1	4,22	11,63

4.5 Выбор электрических аппаратов

В распределительных устройствах электрических станций и подстанций содержится большое число электрических аппаратов и соединяющих их проводников. Выбор и расчёт токоведущих частей аппаратов и проводников – важнейший этап проектирования любой электроустановки, от которого в значительной степени зависит надёжность её работы. Аппараты и проводники должны:

- 1) длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;
- 2) противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;
- 3) выдерживать механические нагрузки, создаваемые собственной массой и массой связанных с ними аппаратов, а также усилия, возникающие в результате атмосферных воздействий (ветер, гололёд). Это требование учитывается при механическом расчёте ЛЭП и РУ;
- 4) удовлетворять требованиям экономичности электроустановки.

Один из важнейших вопросов - обеспечение термической стойкости аппаратов и проводников. При работе происходит нагрев электрических аппаратов и проводников, что является следствием потерь мощности в них. Составляющими этих потерь являются: потери в токоведущих частях, обмотках, контактах; потери от вихревых токов в металлических частях, особенно ферромагнитных; потери в магнитопроводах трансформаторов; потери в диэлектриках.

4.5.1 Определение расчетных токов

Рабочий ток в присоединениях генераторов Г1-Г4 13,8 кВ:

$$I_{Г,раб.мах} = 1,05 \cdot I_{Г,ном} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г,ном}} = 1,05 \cdot 1,65 = 1,73 \text{ кА.} \quad (4.17)$$

Рабочий ток трансформатора ТДН-40000/220:

$$I_{Т1-Т3,раб.мах} = 1,05 \cdot \frac{S_{Т,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,ном}} = 1,05 \cdot \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 230} = 105 \text{ А.} \quad (4.18)$$

Рабочий ток в линиях связи с системой 220 кВ:

$$I_{Л1-Л3,раб.мах} = \frac{S_{раб.мах}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{ном}} = \frac{107,0}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 230} = 140 \text{ А.} \quad (4.19)$$

$$I_{Л1-Л3,раб.утж} = \frac{S_{раб.мах}}{\sqrt{3} \cdot (n_W - 1) \cdot U_{ном}} = \frac{107,0}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 230} = 270 \text{ А.} \quad (4.20)$$

4.5.2 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия: $U_{ном} \geq U_{ном.с}$; $I_{ном} \geq I_{раб,мах}$; $B_{к,ном} \geq B_{к,расч}$.

Используя каталоги производителей ОАО ВО «Электроаппарат» и ЗАО «ВЗВА» выбираем элегазовый выключатель ВГГ-20-50/10000 УЗ и разъединитель РВРЗ-20/10000 УЗ (Таблица 4.8).

Таблица 4.8 – Сводная таблица по выбору выключателя и разъединителя.

Расчётные данные	Выключатель ВГГ-20-50/10000 УЗ	Разъединитель РВРЗ-20/4000 УЗ
$U_{сети\ ном} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$
$I_{Г,раб} = 1650 \text{ А}$	$I_{ном} = 10000 \text{ А}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$
$I_{п0} = 4,22 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 90 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 125 \text{ кА}$
$i_y = 11,63 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 230 \text{ кА}$	$I_{т.ст} = 180 \text{ кА}$
-	$I_{ном.откл} = 50 \text{ кА}$	$t_{откл} = 3 \text{ с.}$
$B_{к.расч} = I_{п0}^2 \cdot (t_{отк} + t_{рз}) = 98,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = I_T^2 \cdot t_T = 24 \text{ МА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = I_T^2 \cdot t_T = 97 \text{ МА}^2 \cdot \text{с}$

Проверка на апериодическую составляющую выключателя ВГГ-20-50/10000 УЗ:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 11,63 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,03}} = 11,79 \text{ кА.} \quad (4.21)$$

$$\frac{i_{a\tau}}{\sqrt{2}} \cdot 100\% = 72\% < 90\%. \quad (4.22)$$

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3.

Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега.

Выбран отечественный анализатор, производимый фирмой ООО «ЮПЗ Промсвязькомплект». АПКЭ-1 предназначен для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ.

4.5.3 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШВ 15Б/0,2/10Р-125000/5. Производитель ООО «Завод электротехнического оборудования». Проверка трансформатора тока ТШВ 15Б/0,2/10Р-125000/5 представлена в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Проверка трансформатора тока ТШВ 15Б/0,2/10Р-125000/5

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб макс}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma, \text{раб}} = 1732 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 8000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-15. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-20 представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 13,8 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН–10 УХЛ1 фирмы ЗАО «Разряд».

4.5.4 Выбор выключателей и разъединителей 220 кВ

Для выбора электротехнического оборудования производится проверка на термическую стойкость. Расчетное значение сравнивается с параметром, данным в каталоге.

Ячейка КРУЭ типа ЯГГ- 220 представляет собой комплекс модулей: выключателей, совмещенных разъединителей-заземлителей, быстро действующего заземлителя, трансформаторов тока, соединительных элементов, вводов кабельных или воздушных, токопроводов и др., помещенных в металлическую оболочку, заполненную шестифтористой серой. Это оборудование было спроектировано специально, и дополнительная

проверка их, а тем более выбор, не требуется.

Параметры выключателя представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Сводная таблица по выбору ячейки КРУЭ 220 кВ

Расчётные данные	Каталожные данные	В состав выбранной ячейки КРУЭ входит разъединитель. U _{ном} = 252 кВ; I _{ном} = 4150 кА.
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	
$I_{\text{раб max}} = 1732 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4150 \text{ А}$	
$I_{\text{п0}} = 5,6 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 40 \text{ кА}$	
$i_{\text{y}} = 13,6 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 164 \text{ кА}$	
$W_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 5,6^2 \cdot (0,03 + 0,01) = 1,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к.расч}} = I_{\text{т}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 40^2 \cdot (0,03 + 0,01) = 64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	

Согласно ПУЭ, трансформаторы защищаются ограничителями перенапряжений. Выбран ОПН-220 УХЛ1 фирмы ЗАО «Полимер-аппарат».

5 Релейная защита и автоматика

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

5.1 Перечень защит основного оборудования

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

На главном генераторе СВ-800/105-60:

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
- Поперечная дифференциальная защита генератора;
- 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 возбуждения;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;

На силовом трансформаторе блока ТДН 40000/220:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;

- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от потери охлаждения;
- Защита от перегрева масла;
- Защита от перегрева обмотки.

На трансформаторе СН ГЭС:

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

На линиях электропередачи 220 кВ:

- Основные защиты:
 - дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.
- Резервные защиты:
 - 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
 - токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
 - 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
 - для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ предусматривается УРОВ 220 кВ.

5.2 Параметры защищаемого оборудования

Параметры оборудования представлены в таблицах 5.1, 5.2, 5.3.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип		СВ 800/105-60 УХЛ4
мощность номинальная	полная, МВА	30
	активная, МВт	24
номинальное напряжение, кВ		13,8
коэффициент мощности cos φ		0,8
частота, Гц		50
частота вращения, об/мин		100
номинальный ток статора, кА		1,255
ток ротора при номинальной нагрузке, А		2100
напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке, В		190
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное X _d	0,95
	переходное X' _d	0,3
	сверхпереходное X'' _d	0,3

окончание таблицы 5.1.

Тип		СВ 800/105-60 УХЛ4
индуктивное сопротивление последовательности X ₂	обратной	0,43
емкость обмотки статора, мкФ		0,95
соединение фаз обмотки статора		Звезда
количество выводов генератора	главных	3
	нейтральных	3
режим работы нейтрали		Изолированная нейтраль

Таблица 5.2 – Параметры силового трансформатора

Тип	ТДН 40000/220/13,8
мощность номинальная, МВА	40
номинальное напряжение, кВ	ВН: 230; НН: 13,8.
напряжение короткого замыкания, %	11,5
группа соединений	Δ/Y – 11

Таблица 5.3 – Параметры трансформатора собственных нужд

Тип	ТСЗ-1600/13,8 УЗ
мощность номинальная, кВА	1600
номинальное напряжение, кВ	ВН: 13,8; НН: 6,3.
напряжение короткого замыкания, %	11,5
группа соединений	Δ/Y – 11

5.3 Расчет номинальных параметров

Ток на высокой стороне силового трансформатора, определяемый через мощность трансформатора:

$$I_{ВН} = \frac{S_{НОМ Т}}{U_{ВН} \cdot \sqrt{3}} = \frac{40 \cdot 10^3}{230 \cdot \sqrt{3}} = 100,4 \text{ А.} \quad (5.1)$$

Ток на низкой стороне силового трансформатора, определяемый через мощность трансформатора:

$$I_{НН} = \frac{S_{НОМ Т}}{U_{НН} \cdot \sqrt{3}} = \frac{40 \cdot 10^3}{13,8 \cdot \sqrt{3}} = 1673,5 \text{ А.} \quad (5.2)$$

Номинальный ток статора генератора:

$$I_{\text{НОМ Г}} = \frac{S_{\text{НОМ Г}}}{U_{\text{НН}} \cdot \sqrt{3}} = \frac{30 \cdot 10^3}{13,8 \cdot \sqrt{3}} = 1255 \text{ А.} \quad (5.3)$$

В цепи генератор – трансформатор устанавливаем трансформаторы тока с коэффициентом трансформации $n_{\text{ТТ}} = 1500/5$ А. Тогда номинальный ток во вторичной величине:

$$I_{\text{НОМ Г}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ Г}}}{n_{\text{ТТ}}} = \frac{1255}{1500/5} = 4,183 \text{ А.} \quad (5.4)$$

Ток ротора на стороне 13,8 кВ:

$$I_{\text{РОТ ВН}} = \frac{I_{\text{РОТ-}} \cdot U_{\text{НН}}}{1,2255 \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{2100 \cdot 0,4}{1,2255 \cdot 13,8} = 49,70 \text{ А.} \quad (5.5)$$

Ток на высокой стороне трансформатора возбуждения, определяемый через мощность трансформатора:

$$I_{\text{ВН ТЕ}} = \frac{S_{\text{НОМ ТЕ}}}{U_{\text{ВН}} \cdot \sqrt{3}} = \frac{1600}{13,8 \cdot \sqrt{3}} = 66,9 \text{ А.} \quad (5.6)$$

На отпайке к трансформатору возбуждения устанавливаем трансформаторы тока с коэффициентом трансформации $n_{\text{ТТ}} = 70/5$ А. Тогда ток ротора во вторичной величине:

$$I_{\text{РОТ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{РОТ ВН}}}{n_{\text{ТТ}}} = \frac{66,9}{70/5} = 4,78 \text{ А.} \quad (5.7)$$

Мощность генератора возбуждения

$$S_{\text{НОМ,ВГ1}} = \frac{I_{\text{НОМ,рот}}^{(1)}}{1,2255} \cdot U_{\text{НОМ,рот}} = \frac{2100}{1,2255} \cdot 190 = 326 \text{ кВА,} \quad (5.8)$$

где $I_{\text{НОМ,рот}}^{(1)}$ – номинальный ток ротора;

$U_{\text{НОМ,рот}}$ – номинальное напряжение ротора.

Принимаем генератор возбуждения СТС-250-1600-2,5 мощностью 400 кВА.

$$I_{\text{НОМ,2}} = \frac{S_{\text{НОМ,ВГ1}}}{U_{\text{НОМ,рот}}} = \frac{400}{190} = 2,11 \text{ кА.} \quad (5.9)$$

$$I_{\text{ном,рот2}} = \frac{I_{\text{ном,2}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{2,11}{3000/5} = 3,52 \text{ А.} \quad (5.10)$$

5.4 Описание защит и расчет их уставок

5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора (ЛДГ)

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

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

Номинальный ток генератора: $I_{\text{ном}} = 1255 \text{ А. (4,183 А)}$

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

$$\begin{aligned} I_{\text{НБ(Н)}} &= K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{Н}} = \\ &= 0,5 \cdot 0,1 \cdot 1255 = 63 \text{ А,} \end{aligned} \quad (5.11)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{СР.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{Н}} = 0,1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.12)$$

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

Принимаем уставку: $I_{\text{СР.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}} = 0,15 \cdot 4,183 = 0,628 \text{ А}$

2) Коэффициент торможения $K_{\text{Т}}$ определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина $K_{\text{Т}}$ выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных коротких замыканиях.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}}, \quad (5.13)$$

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

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

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

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

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''_{\Gamma}}{x''_d} \cdot I_{\text{Н}} = \frac{1,13}{0,3} \cdot 1255 = 4727 \text{ А.} \quad (5.14)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.10):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 4727 = 73 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}} = \frac{473 \cdot 2}{4727}, \quad (5.15)$$

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

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

Принимаем уставку $K_{\text{T}} = 0,3$.

3) Уставка начального торможения (увеличивает зону работы защиты без торможения):

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*\text{СР}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.16)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*\text{СР}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.17)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

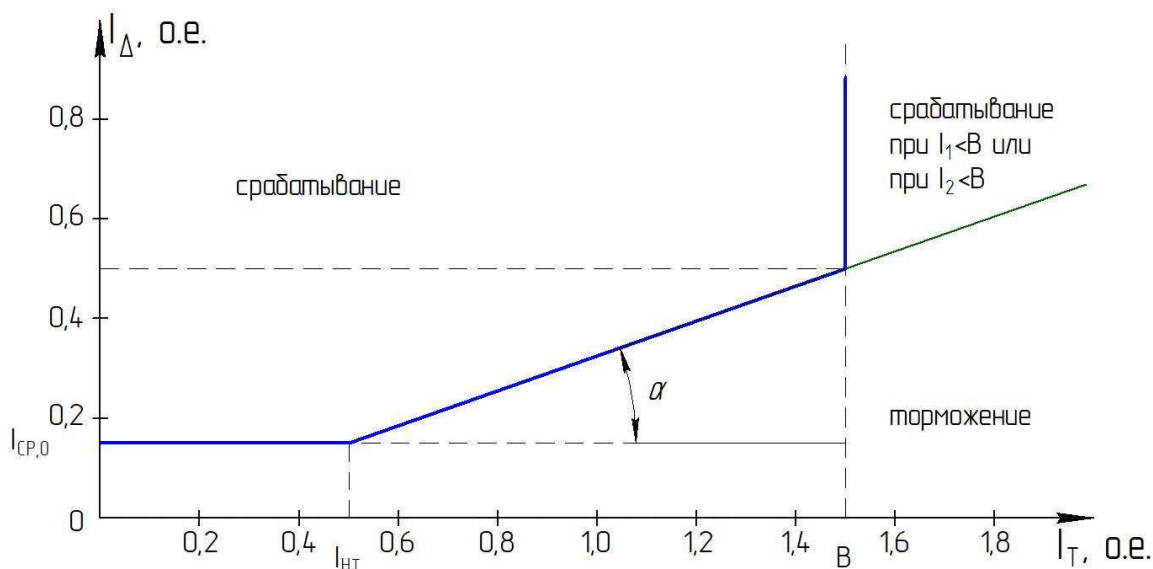


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

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

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1) Первый орган (U_0) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности U_0 и защищает 85-90% витков обмотки статора со стороны главных выводов. Данный орган измеряет напряжение $3U_0$ со стороны линейных выводов при помощи соединения трансформаторов 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. Расчет $U_{0 \text{эл.ст.}}$ выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями.

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

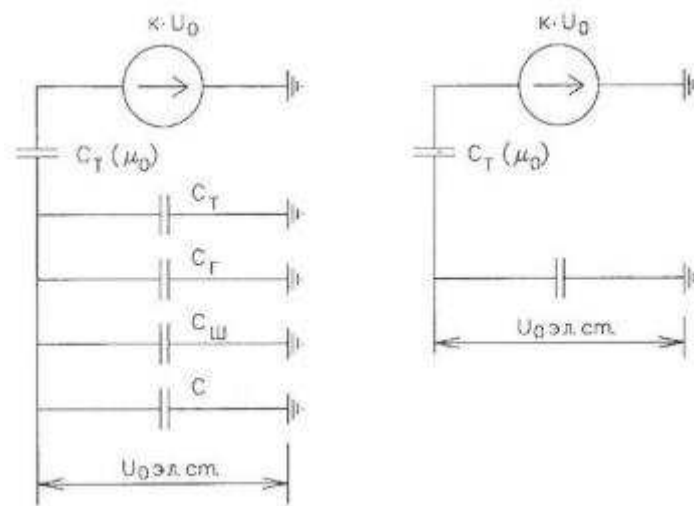


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$\begin{aligned}
 C_{\Sigma} &= C_T + C_G + C_{Ш} + C_{ВГ} = 0,0073 + 0,95 + 0,009 + 0,56 \\
 &= \\
 &= 1,53 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}},
 \end{aligned}
 \tag{5.18}$$

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

$$U_{0 \text{эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}},
 \tag{5.19}$$

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

$C_T(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, $C_T(\mu_0) = 0,009 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$;

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

Принимается равным:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{230}{\sqrt{3}} = 44,26 \text{ кВ.} \quad (5.20)$$

Суммарный емкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = \quad (5.21)$$

$$= 1,73 \cdot 13,8 \cdot 314 \cdot 1,53 \cdot 10^{-6} = 11,47 \text{ А.}$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 220 кВ (по формуле 5.16):

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 0,5 \cdot 44260 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 1,53} = 129,4 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 129,4}{\frac{13,8}{\sqrt{3}} \cdot \frac{0,1}{3}}, \quad (5.22)$$

$$U_{\text{СР}} \geq 2,56,$$

где $K_{\text{Н}} = 1,5$ – коэффициент надежности;

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

$K_{\text{В}} = 0,95$ – коэффициент возврата.

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

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал; U_{0G} с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

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

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

$$X = \frac{1}{K_{\text{Т}} + 2} = \frac{1}{1,1 + 2} = 32,25\%. \quad (5.23)$$

При $K_{\text{Т}} = 1,1$ орган U_{03} работает селективно и защищает 32,3 % 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.

5.4.4 Защита от повышения напряжения ($U_{1>}$), ($U_{2>}$)

1) Уставка защиты $U_{2>}$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.24)$$

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

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

Уставка $U_{1>}$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.25)$$

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

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

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

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

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности I_{*2} :

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.26)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;

I_H – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.27)$$

где $A = 16$ – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

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

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_{\text{Н}} = 0,07 \cdot 1255 = 87,85 \text{ А } (0,07 \cdot I_{\text{Н}}). \quad (5.28)$$

2) Пусковой орган ($I_{2\text{ПУСК}}$) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_2 выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при $t_{\text{МАКС}} = 500$ с.

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{16}{500}} = 0,18. \quad (5.29)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.30)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}} = 188,25 \text{ А } (0,15 \cdot I_{\text{Н}}). \quad (5.31)$$

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{2\text{ПУСК}}^2} = \frac{16}{0,15^2} \approx 711 \text{ с}. \quad (5.32)$$

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

$$t_{CP} = \frac{16}{(I_{*2})^2}. \quad (5.33)$$

$$A_{ИО} = 16 = I_{*2}^2 \cdot t_{CP}. \quad (5.34)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_H	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	16	54,9	79,0	123,5	219,5	500

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2) представлена на рисунке 5.3.

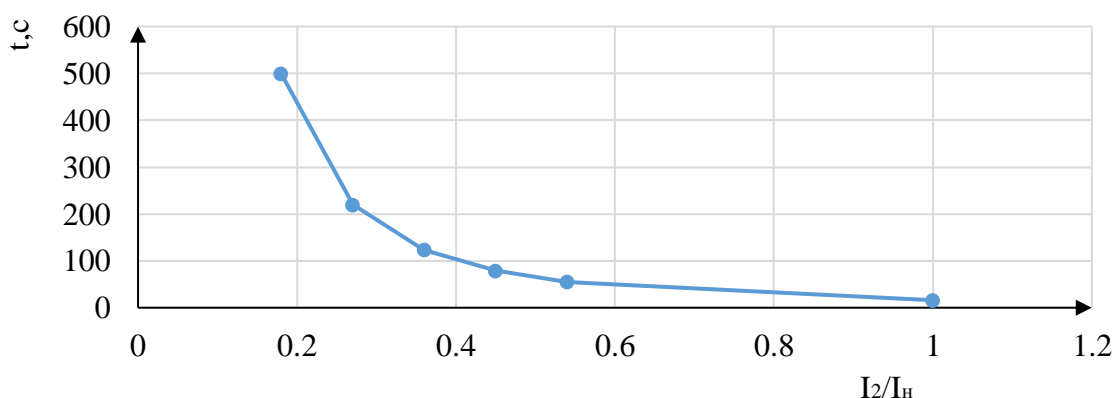


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин.}} = 16 \text{ с}$, $t_{\text{макс.}} = 500 \text{ с}$.

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

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:

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

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

По второму условию:

а) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных коротких замыканиях на шинах ВН блока:

$$I_{2C.3}^* \leq \frac{I_{\text{МИН}}^2}{K_{\text{Ч}}} = \frac{1}{(x_{d*}'' + x_{\Gamma*} + x_{T*})} = \quad (5.35)$$

$$= \frac{1}{(83,33 + 528,89 + 11,5)} = 0,0016 \text{ о. е.}$$

$$x_{d*}'' = x_d'' \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \right)^2 = 0,3 \left(\frac{230}{13,8} \right)^2 = 83,33 \text{ Ом.} \quad (5.36)$$

$$x_{\Gamma*} = x_{\Gamma} \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \right)^2 = 1,904 \left(\frac{230}{13,8} \right)^2 = 528,89 \text{ Ом.} \quad (5.37)$$

$$x_{T*} = \frac{U_{\text{К}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{40}{40} = 11,5 \text{ Ом.} \quad (5.38)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2C.3}^* = I_{2C.3}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,0016 \cdot 2 \cdot \frac{230}{13,8} = 0,053 \text{ о. е.} \quad (5.39)$$

б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 500 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{2c.3}^* \leq \frac{I_{\text{МИН}}^2}{K_{\text{Ч}}} = \frac{1}{1,2 \cdot (x_{d*}'' + x_{Г*} + x_{Т*} + x_{Л}^*)} =$$

$$= \frac{1}{1,2 \cdot (83,33 + 528,89 + 11,5 + 0,048)} = 0,0013 \text{ о. е.} \quad (5.40)$$

Принимаем уставку $I_{2c3} = 0,2 \cdot I_{\text{Н}}$

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

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

5.4.6 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:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{Н}} = 1343 \text{ А}, \quad (5.41)$$

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

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

Выдержка времени $t = 9$ с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{Н}} = 1381 \text{ А}. \quad (5.42)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.5:

Таблица 5.5 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	3600	900	360	300	240	120	60	1

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1) представлена на рисунке 5.4.

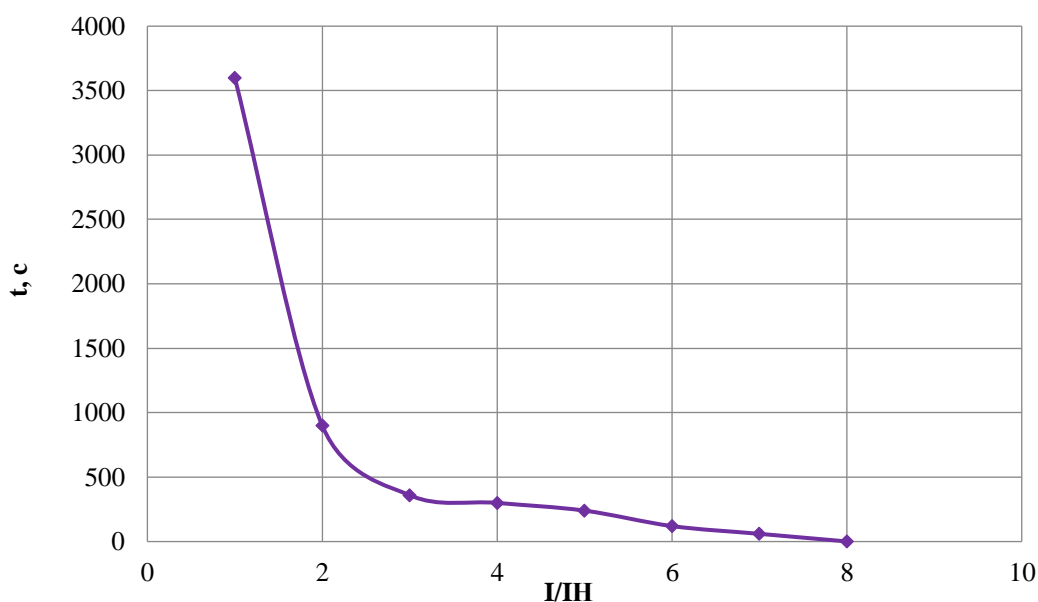


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,2 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{НОМ} = 1536 \text{ А.} \quad (5.43)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot \frac{13800}{100}} = 66 \text{ В.} \quad (5.44)$$

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

5.4.7 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 220 кВ ГЭС одного блока. Z_1 , приведенное к напряжению 220 кВ, может быть принято:

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

$$\begin{aligned} Z_1 &\leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = \\ &= 0,8 \cdot 152,16 + \frac{0,8}{4} \cdot 17,6 = 125,25 \text{ Ом,} \end{aligned} \quad (5.45)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

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

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,115 \cdot \frac{40}{40} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{40}{242^2} \cdot 17,6 = 0,094.$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,094 \cdot 6,348 = 0,60 \text{ Ом,} \quad (5.46)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{13,8^2}{30} = 6,348$ – базисное сопротивление.

Уставка будет равна:

$$Z_{1сз} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,60 \cdot \frac{\frac{1500}{5}}{\frac{13800}{100}} = 1,3 \text{ Ом.} \quad (5.47)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,3 \text{ Ом}$.

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, $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1255} = 6,35 \text{ Ом,} \quad (5.48)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0,95}{x_d} = 3,57, \quad (5.49)$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} \cdot Z_{\text{Г}} = \frac{0,95 \cdot 1}{3,57} \cdot 6,348 = 1,69 \text{ о. е..} \quad (5.50)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 3,57} = 0,236. \quad (5.51)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 76^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_H} = \frac{1,69}{1,1} = 1,54 \text{ о. е.} \quad (5.52)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{1,54 \cdot 1500/5}{13800/100} = 3,4 \text{ Ом.} \quad (5.53)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 3,4 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,18 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,51 \text{ Ом}$.

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

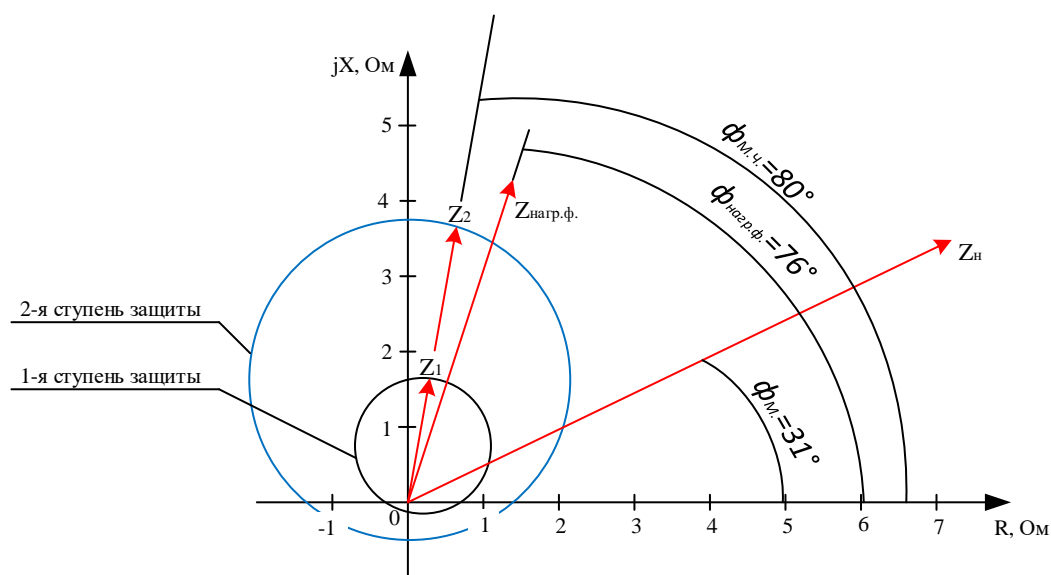


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.4.8 Защита от перегрузки обмотки ротора

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток ротора. Защита состоит из трех органов:

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.54)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.55)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей. Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	длительно	210	150	120	90	72	60	20

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.6.

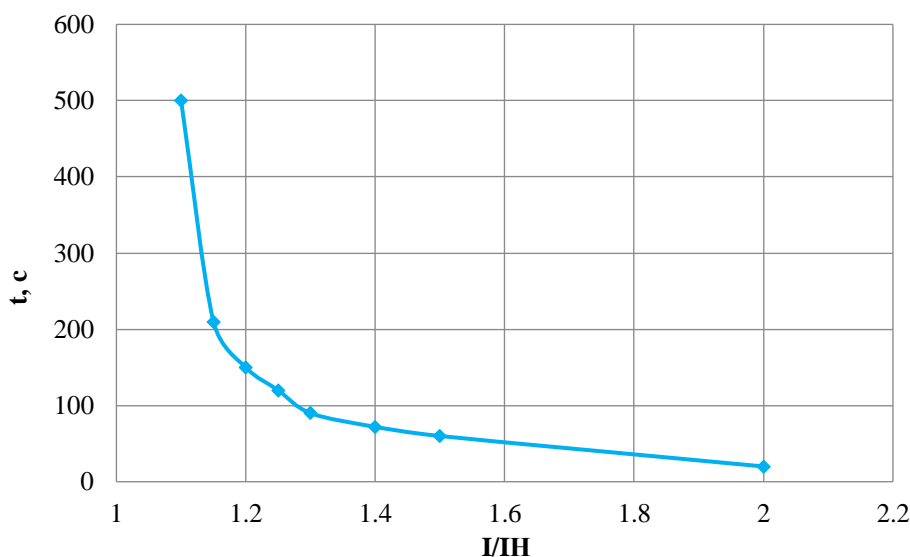


Рисунок 5.6 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,35 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.56)$$

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

5.5 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления генератором, предназначенное для защиты, управления, измерения и контроля генераторов малой и средней величины производства ООО НПП «ЭКРА»

ЭКРА 300 имеет широкий спектр функциональных возможностей для защиты синхронных генераторов от повреждений в зоне действия защиты, а также для защиты от аварийных условий во внешних системах.

6 Состав и компоновка сооружений

6.1 Исходные данные

Задачей данного раздела дипломного проекта является проектирование бетонной гравитационной водосбросной плотины на скальном основании.

Для проектирования гидротехнических сооружений имеются следующие исходные данные:

- 1) План реки в створе плотины;
- 2) Геологический разрез по створу плотины (Приложение Г);
- 3) Физико-механические характеристики грунта основания;
- 4) Зависимость между уровнями и расходами воды в бытовых условиях;
- 5) Характерные бытовые расходы воды:
 - а) максимальный основной расход (0,1%) – 2204 м³/с;
 - б) максимальный поверочный расход (0,01%) – 2515 м³/с;
- б) Отметки:
 - а) нормального подпорного уровня (НПУ) – 238 м;
 - б) форсированного уровня воды (ФПУ) – 239,5 м;
 - в) отметка дна – 218 м;
- 7) Назначение гидроузла: энергетический;
- 8) Расход через 1 ГА ($Q_{1ГА}$): 167 м³/с;
- 9) Количество ГА – 4 шт.

6.2 Состав и компоновка сооружений гидроузла

В состав сооружения входят:

- водосбросная бетонная плотина гравитационного типа;
- стационарная часть плотины;
- левобережная бетонная плотина;
- приплотинное здание ГЭС;
- правобережная бетонная плотина.

6.3 Проектирование сооружений напорного фронта

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты ($H=20$ м) и типа грунтов оснований (скальное основание – известняк) [31], присвоен: IV.

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их социально-экономической ответственности и условий эксплуатации [31]. По установленной мощности ($N=108$ МВт), присвоен: III.

Класс гидротехнических сооружений в зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий (число проживающих людей, которые

могут пострадать от аварии ГТС, 9164 человек (город Олёкминск), присвоен: I.

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

6.3.1 Определение отметки гребня плотины

За отметку гребня бетонной плотины принимается отметка, вычисленная по формуле:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a, \quad (6.1)$$

где $h_{1\%}$ - высота волны расчётной обеспеченностью 1%;

Δh_{set} - высота ветрового нагона;

a - величина запаса, зависит от класса сооружения, и составляет не менее: для I класса – 0,8 м.

$$\Delta h_{\text{set}} = K_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot (d + 0,5 \cdot \Delta h_{\text{set}})} \cdot \cos \alpha_w, \quad (6.2)$$

$$\Delta h_{\text{set}} = \frac{1,83 \cdot 10^{-6} \cdot 17^2 \cdot 1450}{9,81 \cdot (10 + 0,5 \cdot 0)} \cos 0 = 0,0078 \text{ м.}$$

где α_w – угол между продольной осью водоёма и направлением ветра, градусы (буду рассматривать перпендикулярное направление ветра к оси плотины, 0 град.);

V_w – скорость ветра;

L – длина разгона волны, м;

K_w – коэффициент, принимаемый по таблице 2;

d – средняя глубина водохранилища;

g – ускорение свободного падения.

Условная расчетная глубина при НПУ:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{238,00 - 218,00}{2} = 10,0 \text{ м.} \quad (6.3)$$

Определим высоту волны 1% обеспеченности.

Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot t}{V} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{17} = 12464, \quad (6.4)$$

$$\frac{g \cdot L}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 1450}{17^2} = 49, \quad (6.5)$$

где t – период развития волн на водохранилище, $t = 6$ ч.

Далее по графику [32] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$) и значениям $\frac{g \cdot t}{V}$ и $\frac{g \cdot L}{V^2}$ определяются параметры $\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2}$ и $\frac{g \cdot \bar{T}}{V}$. Используя меньшие полученные значения, вычислим средний период волны \bar{T} и среднюю высоту волны \bar{h} .

Определяемые значения:

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,014.$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,083.$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 1,32.$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 4,2.$$

Из полученных значений выбираем минимальные.

Отсюда:

$$\bar{h} = \frac{0,0138 \cdot V^2}{g} = \frac{0,0138 \cdot 17^2}{9,81} = 0,34 \text{ м.} \quad (6.6)$$

$$\bar{T} = \frac{1,32 \cdot V}{g} = \frac{1,32 \cdot 17}{9,81} = 2,29 \text{ с.} \quad (6.7)$$

Вычислим среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{\bar{T}^2 \cdot g}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 2,29^2}{2 \cdot 3,14} = 8,17 \text{ м.} \quad (6.8)$$

Проверяем условие:

$$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d, \quad (6.9)$$

$10 > 4,1$ т.е. условие глубоководности выполняется.

Высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (6.10)$$

где K_i – коэффициент, определяемый по графику [32], $K_i = 2,11$.

По формуле (6.9):

$$h_{1\%} = 0,34 \cdot 2,11 = 0,86 \text{ м.}$$

Отметка гребня грунтовой плотины по формуле (6.1):

$$\nabla_{\text{ГБП}} = 238 + 0,86 + 0,0078 + 0,8 = 239,66 \text{ м.}$$

Таким образом, за отметку гребня плотины принимаем $\nabla_{\text{ГБП}} = 239,66 \text{ м.}$

6.3.2 Гидравлический расчёт бетонной водосливной плотины

Гидравлический расчёт выполняется с целью определения ширины водосливного фронта и размера водосливных отверстий, формы водосливной грани, типа сопряжения потока в НБ, размеров и типа гасителей энергии потока в НБ.

6.3.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Определим расчетный расход через водосливную плотину при НПУ с учетом работы всех сооружений гидроузла по следующему выражению:

Определим расчетный расход через водосливную плотину по следующему выражению:

$$\begin{aligned} Q_{\text{р.осн.}} &= Q_{\text{max.осн.}} - Q_{\text{ГЭС}} - \frac{V_{\text{пол}} + V_{\text{пр}}}{t_{\text{ср}}} = & (6.11) \\ &= 2204 - (6 - 1) \cdot 167 - \frac{(2,99 + 1,79) \cdot 10^9}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = \\ &= 1060,00 \text{ м}^3/\text{с.} \end{aligned}$$

где Q_{max} – максимальный основной расход 1% обеспеченности;

$V_{\text{пол}}$ – полезный объем водохранилища;

$t_{\text{ср}}$ – время сработки (6 месяцев, берем из водно-энергетических расчетов);

$Q_{\text{ГЭС}}$ – расход через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через агрегаты ГЭС. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов ($n-1$) при числе агрегатов до 6 включительно [3].

Удельный расход на водосливе будет равен:

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{р}}, \quad (6.12)$$

где $q_{\text{р}}$ – удельный расход на рисберме, который равен:

$$q_{\text{р}} = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}}, \quad (6.13)$$

где $h_{\text{НБ}}$ – глубина в НБ при максимальном основном расходе, определяется по графику $Q=f(H)$, $УНБ = 219,00$ м, тогда

$$h_{\text{НБ}} = УНБ - \nabla_{\text{дна}} = 255,1 - 218,00 = 7,10 \text{ м}. \quad (6.14)$$

где $[v_h]$ – допустимая неразмывающая скорость на рисберме, равная 5,0 м/с.

$$q_{\text{р}} = 5,0 \cdot 7,10 = 23,89 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Тогда

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot 23,89 = 44,38 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта равна:

$$B = \frac{Q_{\text{р}}}{q_{\text{в}}} = \frac{1060}{54,373} = 23,89 \text{ м}. \quad (6.15)$$

Определим количество водосливных отверстий. Зададимся стандартной шириной пролета отверстия $b = 8$ м, тогда водосливных отверстий:

$$n = \frac{B}{b} = \frac{23,89}{8} = 2,99 \approx 3. \quad (6.16)$$

Ширина водосливного фронта, которую будем в дальнейшем использовать равна:

$$B = b \cdot n = 8 \cdot 3 = 24 \text{ м}. \quad (6.17)$$

Бык примем разрезным, толщина разрезного бычка определяется по формуле Березинского $\delta_{\text{Б}} = 0,25 \cdot b + (0,5 - 2)\text{м} = 0,25 \cdot 8 + 2 = 4 \text{ м}$. Головная часть быка имеет обтекаемую форму для улучшенного обтекания.

Ширина водосливного фронта с учетом размеров быков в плане:

$$B_{\text{Б}} = B + (n - 1) \cdot \delta_{\text{Б}} = 24 + (3 - 1) \cdot 4 = 32 \text{ м}. \quad (6.18)$$

6.3.2.2 Определение отметки гребня водослива

Используя формулу расхода через водослив, определим полный напор на водосливе в первом приближении, т.е. без учёта бокового сжатия и подтопления водослива:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{р}}}{m \cdot B' \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.19)$$

где m – коэффициент расхода, для профиля оголовка безвакуумной водосливной стенки типа B ($m \approx 0,49$) (рисунок 6.1).

$$H_{01} = \left(\frac{1060}{0,49 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,45 \text{ м},$$

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{р}}}{m \cdot \sigma_{\text{ф}} \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_{\text{н}} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.20)$$

где $\sigma_{\text{сж}}$ – коэффициент бокового сжатия;

$\sigma_{\text{н}}$ – коэффициент подтопления, подтопления водослива нет и $\sigma_{\text{н}} = 1$;

$\sigma_{\text{ф}}$ – коэффициент формы водосливной ($\sigma_{\text{ф}} = 1$).

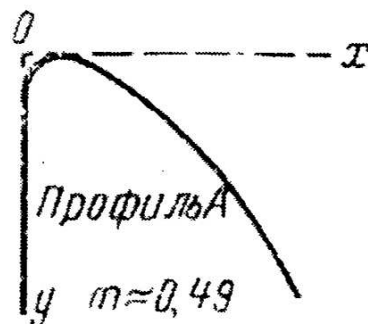


Рисунок 6.1 – Водосливная стенка нормального очертания (Кригера-Офицерова)

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - \frac{0,2 \cdot H_{01} \cdot \xi}{b}, \quad (6.21)$$

где $\xi = 0,45$ – коэффициент уменьшения, учитывающий форму быков в плане (полукруглая).

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - \frac{0,2 \cdot 7,45 \cdot 0,45}{8} = 0,916.$$

$$H_{02} = \left(\frac{1060}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,916 \cdot 1 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,90 \text{ м.}$$

Определим напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу v_0 :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha v_0^2}{2g}, \quad (6.22)$$

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

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n - 1) \cdot \delta_{\text{Б}})}. \quad (6.23)$$

$$v_0 = \frac{1060}{(238,00 - 118,00)(24,00 + (3 - 1) \cdot 4,00)} = 1,66 \text{ м/с.}$$

$$H = 7,90 - \frac{1,1 \cdot 1,66^2}{2 \cdot 9,81} = 7,75 \text{ м.}$$

Определённый напор на гребне водослива округляем до ближайшего стандартного значения в соответствии с техническим регламентом:

$$H_{\text{ст}} = 8,00 \text{ м.}$$

Определим отметку гребня водослива:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}} = 238,00 - 8,00 = 230,00 \text{ м.} \quad (6.24)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{ГВ}} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 230,00 + 1,6 \cdot 8 = 242,80 \text{ м,}$$

где $H_{\text{ст}} = 8,00$ м, определено в разделе 6.3.2.3.

В конечном итоге принимаю отметку высоты всего напорного фронта равно 242,80 м.

6.3.2.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Проверим достаточность водопропускной способности водосливной плотины. Определим поверочный расход через водосливную плотину, при этом заметим, что пропуск производится через все водосбросы и все гидроагрегаты:

$$Q_{р.пов} = Q_{пов.мах} - Q_{ГЭС} - \frac{V_{пол} + V_{пр}}{t_{ср}} = \quad (6.25)$$

$$= 2515 - (6 - 1) \cdot 167 - \frac{(2,99+1,79) \cdot 10^9}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 1371 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Определим напор на гребне водослива при пропуске поверочного расхода в первом приближении без учета бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{01пов.} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1371}{0,49 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,85 \text{ м}. \quad (6.26)$$

Во втором приближении определим напор $H_{02пов.}$ с учетом бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{02пов.} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{m_{пов} \cdot \sigma_{\phi} \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.27)$$

$$\sigma_{сж} = 1 - \frac{0,2 \cdot 8,85 \cdot 0,45}{8} = 0,90,$$

где $m_{пов}$ – коэффициент расхода для поверочного случая, определяемый по формуле:

$$m_{пов} = m \left[0,805 + 0,245 \frac{H_{01пов.}}{H_{ст}} - 0,05 \left(\frac{H_{01пов.}}{H_{ст}} \right)^2 \right], \quad (6.28)$$

$$m_{пов} = 0,49 \cdot \left[0,805 + 0,245 \cdot \frac{8,85}{8} - 0,05 \cdot \left(\frac{8,85}{8,00} \right)^2 \right] = 0,497,$$

$$H_{02пов.} = \left(\frac{1371}{0,497 \cdot 1 \cdot 0,900 \cdot 1 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,40 \text{ м}.$$

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha v_{0\text{пов}}^2}{2g}. \quad (6.29)$$

$$v_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\text{дна})(B + (n-1)\delta_B)}. \quad (6.30)$$

$$v_{0\text{пов}} = \frac{1371}{(239,50 - 218,00) \cdot (24,00 + (3-1) \cdot 4,00)} = 1,993 \text{ м/с.}$$

$$H_{\text{пов}} = 9,40 - \frac{1,1 \cdot 1,993^2}{2 \cdot 9,81} = 9,17 \text{ м.}$$

Проверим, не превышает ли отметка $\nabla\Phi\text{ПУ}_p$ заданную $\nabla\Phi\text{ПУ} = 239,0$ м при таком напоре:

$$\nabla\Phi\text{ПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 230,00 + 9,17 = 239,17 \text{ м.} \quad (6.31)$$

$\nabla\Phi\text{ПУ} > \nabla\Phi\text{ПУ}_p$, пропускная способность гидроузла достаточна для пропуска расхода $Q_{\text{пов}} = 2515 \text{ м}^3/\text{с}$.

6.3.2.4 Построение профиля водосливной грани

В таблицу 6.1 сведены полученные координаты для построения оголовка водослива безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора $H_{\text{ст}} = 8,00$ м. Профиль оголовка плотины представлен на рисунке 6.2.

Таблица 6.1 – Координаты для построения оголовка

№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м
1	0	1,01	14	10,40	3,80	27	20,80	16,98
2	0,80	0,29	15	11,20	4,51	28	21,60	18,31
3	1,60	0,06	16	12,00	5,29	29	22,40	19,70
4	2,40	0,00	17	12,80	6,11	30	23,20	20,88
5	3,20	0,05	18	13,60	6,98	31	24,00	22,59
6	4,00	0,22	19	14,40	7,90	32	24,80	24,10
7	4,80	0,48	20	15,20	8,86	33	25,60	25,66
8	5,60	0,80	21	16,00	9,88	34	26,40	27,24
9	6,40	1,17	22	16,80	10,95	35	27,20	28,87
10	7,20	1,58	23	17,60	12,06	36	28,00	30,54
11	8,00	2,05	24	18,40	13,22	37	28,80	32,25
12	8,80	2,57	25	19,20	14,75	38	29,60	33,99
13	9,60	3,15	26	20,00	15,68	39	30,40	35,77

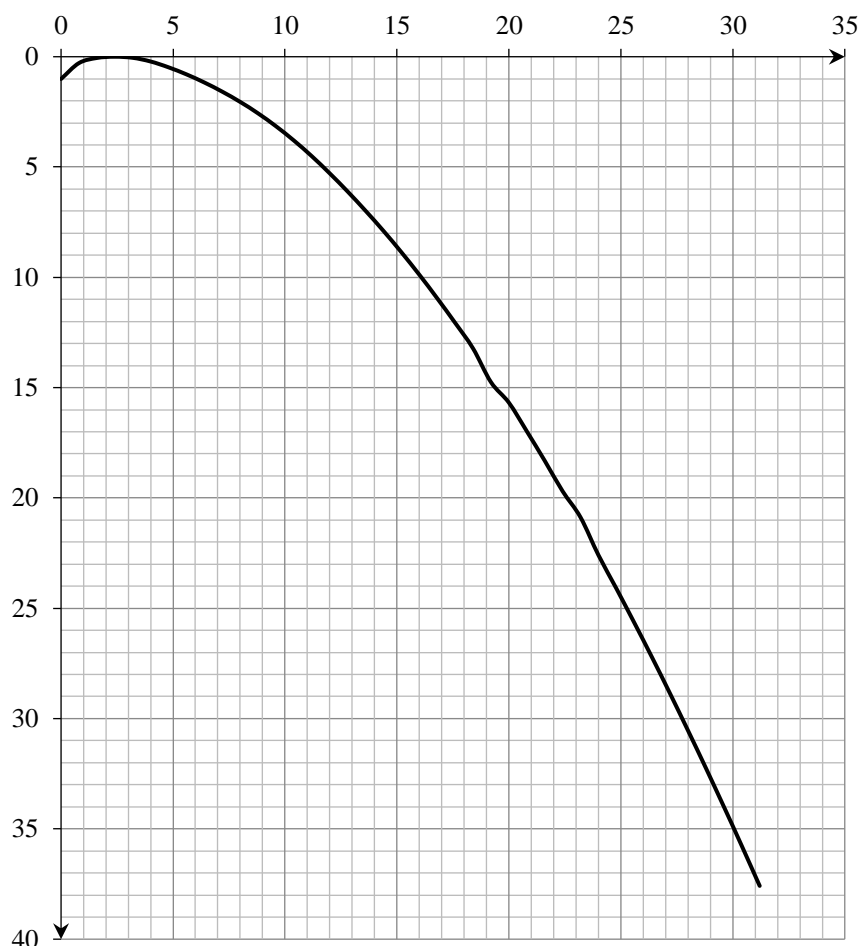


Рисунок 6.2 – Профиль оголовка плотины

6.3.2.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Установлю необходимость устройства в нижнем бьефе гасителей энергии.

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в так называемом сжатом сечении С-С (рис. 6.3). Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта.

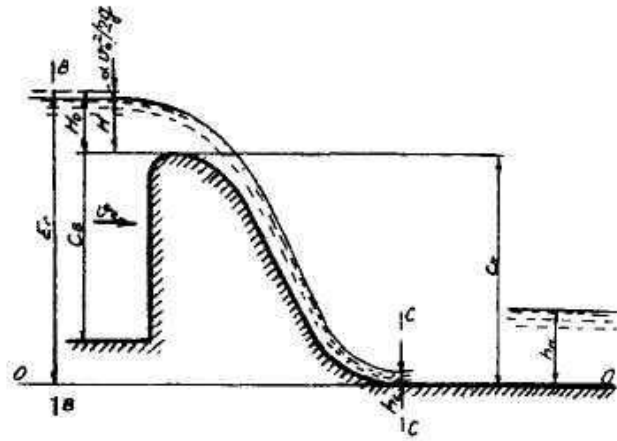


Рисунок 6.3 – Оголовок и сжатое сечение

Определяю критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн.р.}^2}{g \cdot (B + \sum \delta_6)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1060^2}{9,81 \cdot (32)^2}} = 4,97 \text{ м.} \quad (6.32)$$

Определяю полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} = 238,00 - 218,00 = 20,00 \text{ м.} \quad (6.33)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{20,00}{4,97} = 4,02. \quad (6.34)$$

По графику [4, рис. 12.3, стр. 171] определяю глубину h_c в сжатом сечении и глубину h_c'' - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины ξ_{T_0} , определяю $\xi_c = 0,41$ и $\xi_{T_0}'' = 2,0$.

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,41 \cdot 4,97 = 2,04 \text{ м.} \quad (6.35)$$

$$h_c'' = \xi_{T_0}'' \cdot h_{кр} = 2,0 \cdot 4,97 = 9,95 \text{ м.} \quad (6.36)$$

Глубина в НБ при $Q_{осн} = 2204 \text{ (м}^3/\text{с)}$, $h_{НБ} = 7,1 \text{ м}$, следовательно, прыжок отогнанный ($h_c'' > h_{НБ}$).

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать с нижним бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Гашение энергии в нижнем бьефе будет осуществляться водобойным колодцем.

6.3.2.6 Расчёт водобойного колодца

Целью расчета является определение глубины колодца и его длины.

Глубина водобойного колодца определяется методом последовательных приближений. Разница между значениями глубин колодца, определённых расчетом, не должно превышать 5-10 %.

Первоначально, глубину колодца определим по формуле:

$$d = \sigma \cdot h_c'' - (h_{нб} + Z'), \quad (6.37)$$

где σ – коэффициент, увеличивающий глубину в колодце, что обеспечивает образование затопленного прыжка, $\sigma = 1,1$;

Z' - перепад свободной поверхности, обусловленный стеснением потока снизу уступом глубиной d .

$$Z' = \frac{q^2}{2 \cdot g} \cdot \left(\frac{1}{\varphi^2 \cdot h_{нб}^2} - \frac{\alpha}{\sigma^2 \cdot h_c''^2} \right), \quad (6.38)$$

где φ – коэффициент скорости для водослива с широким порогом, зависящий от кромки уступа, принимается 0,92.

$$q = \frac{Q_{\text{осн.п.}}}{B + \sum \delta_6} = \frac{1020}{32} = 33,13 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (6.39)$$

$$Z' = \frac{33,13^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \left(\frac{1}{0,92^2 \cdot 7,10^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 9,95^2} \right) = 0,80 \text{ м}.$$

Тогда, глубина колодца будет равна:

$$d = 1,1 \cdot 9,95 - (7,10 + 0,80) = 3,05 \text{ м}.$$

Находим полную удельную энергию для второго приближения:

$$E_0 = \text{НПУ} - \text{ДНО} + d = \quad (6.40) \\ = 238,00 - 218,00 + 3,05 = 23,05 \text{ м}.$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{E_0}{h_{кр}} = \frac{23,05}{4,97} = 4,63 \text{ м}. \quad (6.41)$$

По графику [4, рис. 12.3 , стр. 171] определяю глубину h_c в сжатом сечении и глубину h_c'' - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины ξ_{T_0} , определяю $\xi_c = 0,38$ и $\xi_{T_0}'' = 2,18$.

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,38 \cdot 4,97 = 1,89 \text{ м.} \quad (6.42)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 2,18 \cdot 4,97 = 10,84 \text{ м.} \quad (6.43)$$

$$Z' = \frac{33,13^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \left(\frac{1}{0,92^2 \cdot 7,100^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 10,84^2} \right) = 0,88 \text{ м.}$$

$$d = 1,1 \cdot 10,84 - (7,10 + 0,88) = 3,95 \text{ м.}$$

В третьем приближении полная удельная энергия:

$$E_0 = \text{НПУ} - \text{ДНО} + d = 238,00 - 218,00 + 3,95 = 23,95 \text{ м.}$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{E_0}{h_{кр}} = \frac{23,95}{4,22} = 4,81 \text{ м.}$$

По графику [4, рис. 12.3 , стр. 171] определяю глубину h_c в сжатом сечении и глубину h_c'' - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины ξ_{T_0} , определяю $\xi_c = 0,375$ и $\xi_{T_0}'' = 2,19$.

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,375 \cdot 4,97 = 1,87 \text{ м.}$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 2,19 \cdot 4,97 = 10,89 \text{ м.}$$

$$Z' = \frac{33,13^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \left(\frac{1}{0,92^2 \cdot 7,10^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 10,89^2} \right) = 0,88 \text{ м.}$$

$$d = 1,1 \cdot 10,89 - (7,100 + 0,88) = 4,00 \text{ м.}$$

Так как разница между глубина колодца в третьем и втором приближениях составляет около 2%, то принимаем $d = 4,00$ м.

Отметка пола водобоя:

$$\text{ПВ} = \text{ДНО} - d = 218,00 - 4,00 = 214,00 \text{ м.} \quad (6.44)$$

Длина водобоя при наличии в нем гасителя:

$$l_{\text{в}} = (0,75 \div 1,0) \cdot l_{\text{пр}}. \quad (6.45)$$

$$\begin{aligned} l_{\text{пр}} &= 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c') = \\ &= 2,5 \cdot (1,9 \cdot 10,89 - 1,87) = 47,1 \text{ м}. \end{aligned} \quad (6.46)$$

$$l_{\text{в}} = (0,75 \div 1,0) \cdot 47,1 = 40,00 \text{ м}.$$

6.3.2.7 Пропуск расходов через глубинные водосбросы

Донные отверстия водосбросной плотины предусматриваются, как на период строительства, для пропуска строительных расходов, так и для дальнейшей эксплуатации.

Глубинный водосброс используется в качестве дополнительного и рассчитывается на полезный объем водохранилища.

$$\begin{aligned} Q_{\text{р.в.}} &= \frac{V_{\text{пол.вдхр.}} + V_{\text{пр}}}{t_{\text{сраб}}} = \\ &= \frac{(2,99 + 1,79) \cdot 10^9}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 307,00 \text{ м}^3/\text{с}. \end{aligned} \quad (6.47)$$

Пропускная способность при незатопленном выходном отверстии определяется по формуле:

$$Q = \mu \cdot \omega_{\text{во}} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{во}}}, \quad (6.48)$$

где Q – расход, сбрасываемый через отверстие;

$H_{\text{во}}$ – напор над центром входного отверстия;

$\omega_{\text{во}}$ – площадь выходного отверстия.

Принимаем количество отверстий равное двум. Тогда расход через одно водопропускное отверстие:

$$Q_{1 \text{ отв}} = \frac{Q_{\text{р.в.}}}{2} = 153,5 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.49)$$

Для того, чтобы определить $H_{\text{во}}$ нужно предварительно задаться высотой отверстия и отметкой нижней кромки глубинного водовыпуска. Предварительно принимаем высоту отверстия $h=3,50$ м, тогда нижняя отметка донного отверстия 218,00 м. отметка над центром выходного отверстия

$$\nabla_{\text{ЦВО}} = 218,00 + \frac{h}{2} = 219,75 \text{ м.} \quad (6.50)$$

Напор над центром выходного отверстия:

$$H_{\text{ВО}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ЦВО}} = 238,00 - 219,75 = 18,25 \text{ м.} \quad (6.51)$$

Площадь выходного отверстия при известном расходе будет равна:

$$\begin{aligned} \omega_{\text{ВО}} &= \frac{Q_{1 \text{ отв}}}{\mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{ВО}}}} = & (6.52) \\ &= \frac{153,5}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 18,25}} = 10,15 \text{ м}^2. \end{aligned}$$

Так как высота отверстия 3,50 м, тогда ширина будет равна:

$$b = \frac{\omega_{\text{ВО}}}{h} = \frac{10,15}{3,50} = 2,90 \text{ м.} \quad (6.53)$$

Округлим до 3,00 м.

Тогда площадь поперечного сечения отверстия окончательно будет равна

$$\omega_{\text{ВО}} = b \cdot h = 3,50 \cdot 3,00 = 10,00 \text{ м}^2. \quad (6.54)$$

Исходя из расчета получаем 2 водосбросных сооружения $h=3,50$ м, $b=3,00$ м.

6.4 Конструирование бетонной плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

- 1) отсутствие растягивающих напряжений в бетоне;
- 2) устойчивость тела плотины против сдвига по основанию.

6.4.1 Расчет водобойной плиты

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

Толщину водобоя определяют расчетом из условия устойчивости плиты против опрокидывания, сдвига и всплытия. Предварительно толщина водобоя может быть определена по формуле В.Д. Домбровского.

$$t_B = 0,15 \cdot V_{\text{сж}} \cdot \sqrt{h_c}, \quad (6.55)$$

где $V_{\text{сж}}$ – скорость потока в сжатом сечении.

$$V_{\text{сж}} = \frac{q}{h_c} = \frac{33,13}{1,87} = 17,76 \text{ м/с}. \quad (6.56)$$

$$t_B = 0,15 \cdot 17,76 \cdot \sqrt{1,87} = 3,64 \text{ м}.$$

Устойчивость на всплытие определяется по условию:

$$\frac{\Sigma W_{\text{уд}} \cdot \gamma_{cd}}{\Sigma W_{\text{всп}} \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.57)$$

где, $\Sigma W_{\text{уд}}$ – сумма сил, удерживающих плиту от всплытия;

γ_{cd} – коэффициент условия работы I группы предельных состояний, $\gamma_{cd} = 0,9$;

$\Sigma W_{\text{всп}}$ – сумма сил, вызывающих всплытие плиты;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного сочетания нагрузок и воздействий при расчет по I группе предельных состояний, $\gamma_{lc} = 1$;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности, при расчетах для I группы предельных состояний для плиты II класса, равен $\gamma_n = 1,2$.

Удерживающие силы: Вес плиты водобоя с учетом взвешивания

$$\begin{aligned} G_{\text{пл}} &= (\rho_6 - \rho_B) \cdot g \cdot l_B \cdot t_B \cdot \gamma_f = \\ &= (2,4 - 1,0) \cdot 9,81 \cdot 40,00 \cdot 3,64 \cdot 0,95 = 1898,83 \text{ кН}. \end{aligned} \quad (6.58)$$

Силы, вызывающие всплытие плиты: Дефицит давления:

$$\begin{aligned} W_D &= 0,5 \cdot \rho_B \cdot g \cdot l_B \cdot 0,7 \cdot (h_c'' - h_c) = \\ &= 0,5 \cdot 1,0 \cdot 9,81 \cdot 40,0 \cdot 0,7 \cdot (10,89 - 1,87) = \\ &= 1239,84 \text{ кН}. \end{aligned} \quad (6.59)$$

Фильтрационное давление:

$$\begin{aligned} W_\phi &= 0,5 \cdot \rho_B \cdot g \cdot l_B \cdot 0,05 \cdot (T - h_c'') \cdot \gamma_f = \\ &= 0,5 \cdot 1,0 \cdot 9,81 \cdot 40,00 \cdot 0,05 \cdot (24,00 - 10,89) \cdot 1 = \\ &= 128,58 \text{ кН}. \end{aligned} \quad (6.60)$$

$$T = \text{НПУ} - \text{ПВ} = 238,00 - 214,00 = 24,00 \text{ м}. \quad (6.61)$$

Вертикальная пульсационная нагрузка:

$$W_{\Pi} = \alpha \cdot \frac{V_{\text{СЖ}}^2}{2} \cdot \rho_{\text{В}} \cdot \omega = \quad (6.62)$$

$$= 0,06 \cdot \frac{17,76^2}{2} \cdot 1,0 \cdot 3,64 = 34,43 \text{ кН},$$

где $\alpha = (0,05 \div 0,07)$, принимаем $\alpha = 0,06$, $\omega = t_{\text{В}} \cdot 1 = 3,64 \text{ м}$.

$$\frac{G_{\text{нл}} \cdot \gamma_{\text{сд}}}{(W_{\text{д}} + W_{\text{ф}} + W_{\text{п}}) \cdot \gamma_{\text{лс}}} = \quad (6.63)$$

$$= \frac{1898,83 \cdot 0,9}{(1239,84 + 128,58 + 34,43) \cdot 1} = 1,22.$$

$1,22 \leq 1,25$, значит следует увеличить толщину водобойной плиты.

Принимаем $\gamma_{\text{н}} = 1,25$, определяем вес плиты во взвешенном состоянии

$$G_{\text{нл}} = \frac{1,25 \cdot (W_{\text{д}} + W_{\text{ф}} + W_{\text{п}}) \cdot \gamma_{\text{лс}}}{\gamma_{\text{сд}}} =$$

$$= \frac{1,25 \cdot (1239,84 + 128,58 + 34,43) \cdot 1}{0,9} = 1948,40 \text{ кН}.$$

Толщина плиты:

$$t_{\text{В}} = \frac{G_{\text{нл}}}{(\rho_{\text{б}} - \rho_{\text{в}}) \cdot g \cdot l_{\text{В}} \cdot \gamma_{\text{ф}}} = \quad (6.64)$$

$$= \frac{1947,40}{(2,4 - 1,0) \cdot 9,81 \cdot 40,00 \cdot 0,95} = 3,70 \text{ м}.$$

Толщина плиты водобоя принимается 3,70 м.

6.4.2 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу.

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

- 1) отсутствие растягивающих напряжений в бетоне;
- 2) устойчивость тела плотины против сдвига по основанию.

Бетон слабо сопротивляется растяжению, в нем недопустимо появление трещин с напорной грани, что может привести к появлению опасной фильтрации со всеми вытекающими последствиями.

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании (гранит) конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментальной плиты, так как несущая способность скального основания достаточно высокая. По этим причинам оптимальный теоретический профиль такой плотины – прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ.

Заложение низовой грани принято равным $m=0,7$.

$$h_{пл} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{под} = 238,00 - 210,30 = 27,70 \text{ м.} \quad (6.65)$$

Отметку подошвы плотины заглубляем в основание на 3 метра:

$$\begin{aligned} \nabla_{под} &= \nabla_{дна} - d - t_b = \\ &= 218,00 - 4,00 - 3,70 = 210,30 \text{ м,} \end{aligned} \quad (6.66)$$

где d – глубина колодца;

t_b – толщина водобойной плиты.

Определим ширину подошвы плотины:

$$B_{пл} = 0,7 \cdot h_{пл} = 0,7 \cdot 27,70 = 19,00 \text{ м.} \quad (6.67)$$

При дальнейшем расчете не выполнялись критерии прочности плотины, в связи, с чем появилась необходимость увеличить ширину подошвы сечения.

Принимаю:

$$B_n = 24,00 \text{ м.}$$

6.4.3 Дренаж в теле бетонной плотины

Для снятия фильтрационного давления устраивается вертикальный дренаж.

Вдоль напорной грани предусматриваются вертикальные дрены, которые имеют выходы в продольные галереи. Диаметр вертикальных дренажных скважин принимается 15 см, расстояние между осями дрен 2 м.

6.4.4 Дренажные устройства в основании

На скальном основании устраиваем вертикальные цементационную завесу и дренаж. Схема цементной завесы и дренажных скважин представлено на рисунке 6.4.

Геометрические данные цем.завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B = 0,1 \cdot 24,00 = 2,40 \text{ м}, \quad (6.68)$$

где B – ширина подошвы плотины.

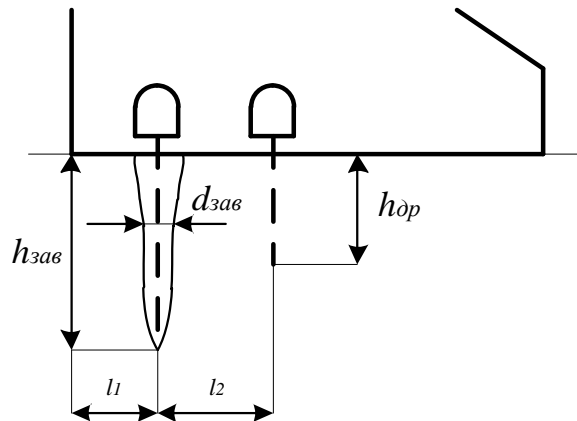


Рисунок 6.4 – Схема цементационной завесы и дренажа

Расстояние l_2 принимается конструктивно, $l_2 = 4,00$ м.
Глубина завесы:

$$h_{зав} = 0,5 \cdot H = 0,5 \cdot 19,00 \approx 9,50 \text{ м}. \quad (6.69)$$

Принимаю расстояние между цементационными скважинами 2 метра.
Толщина завесы:

$$\delta_{зав} = \frac{\Delta H}{J_{кр}} \cdot \gamma_n, \quad (6.70)$$

где $\Delta H = (\text{НПУ} - \text{УНБвхк}) \cdot 0,6 = 11,40$ м – потери напора на цементационной завесе;

$J_{кр} = 15$ критический градиент для завесы;

$\gamma_n = 1,25$ коэффициент надёжности по ответственности сооружения.

Таким образом:

$$\delta_{зав} = 11,40 \cdot 1,25 / 15 = 1,00 \text{ м} - 1 \text{ ряд ц. з.}$$

Глубина дренажа:

$$h_{др} = 0,5 \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 9,50 \approx 4,75 \text{ м}. \quad (6.71)$$

Диаметр дренажных скважин принимаю 0,2 м, расстояние между ними 3 метра.

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

6.4.5 Разрезка бетонной водосливной плотины швами

Во избежание недопустимо больших напряжений в различных частях бетонной плотины на скальном основании, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, плотину делят на секции сквозными температурно-осадочными швами.

Разрезку плотины производят чаще по быкам, чтобы избежать неравномерных осадок смежных быков, что может привести к заклиниванию затвора. Уплотнение швов осуществляется в виде шпонок.

Плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции.

Ширина секции:

$$b_c = b + \delta_b = 8 + 4 = 12 \text{ м}, \quad (6.72)$$

где b_c – ширина секции с учетом разрезного быка;

b – ширина пролета в свету;

δ_b – толщина быка с учетом разрезки сквозным продольным швом.

При ширине основания 24 м, принимаем 2 столба шириной 12 м. Омоноличивание профиля плотины обеспечивается бетонированием замыкающих блоков шириной 1,5 м.

6.4.6 Быки

Оголовок быка выполняется полукруглым для лучшего обтекания потоком.

Толщину разрезного быка принимаем 4 м (пункт 6.1.1). Минимальная толщина между пазами 0,8 м.

Ширина быка по гребню 13,4 м для обеспечения проезда транспорта и для размещения подъемных механизмов.

6.4.7 Устои

Различают устои сопрягающие, устраиваемые для сопряжения водосливной плотины с грунтовой или берегом, и отдельные, которые отделяют водослив от глухой бетонной плотины или здания ГЭС.

Применим 1 отдельный устой для отделения водосливной плотины от здания ГЭС.

6.4.8 Галереи в теле плотины

В теле плотины необходимо предусматривать продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи располагаем через 12,00 м, одну из продольных галерей следует проектировать выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Примем шириной – 3 м, высотой – 3,5 м. Галереи находятся на отметке: $\nabla 212,30$ м.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначаем шириной – 2,5 м, высотой – 2,5 м. Смотровая галерея находится на отметке: $\nabla 225,30$ м.

6.4.9 Рисберма

Рисберма – участок за водобойной стенкой, укрепленный бетонными плитами, предназначенный для успокоения и рассеяния потока. Выполняется в виде крепления из бетонных плит, расположенных в шахматном порядке.

Длина участка с плитами рисберм:

$$L_p = \frac{0,4}{n} \cdot h_c = \frac{0,4}{0,1} \cdot 10,89 = 43,57 \text{ м.} \quad (6.73)$$

Количество плит рисбермы по длине:

$$N = L_p / 12 = 43,57 / 12 = 3,63, \text{ принимается количество плит - 4.}$$

Ширина рисбермы равна ширине водосливного фронта.

Толщина плит рисбермы: для первого ряда толщина плит принимается равной половине толщины плиты водобоя – 3,7 м, для второго – 3,2 м, для третьего – 2,7 м, для четвертого – 2,2 м.

6.5 Определение основных нагрузок на плотину

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях.

6.5.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad.

$$S_{\text{пл}} = 285,7 \text{ м}^2.$$

$$S_{\delta} = 499,76 \text{ м}^2.$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\delta}}{b + \delta_{\delta}} = \frac{285,70 \cdot 8,00 \cdot 9,81 \cdot 2400}{8,00 + 4,00} = 4484,35 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (6.74)$$

Плечо относительно сечения, проходящего через середину подошвы, вычисленное в ПК «AutoCAD» – 2,69 м.

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$\begin{aligned} G_{\delta} &= \frac{S_{\delta} \cdot \delta_{\delta} \cdot \rho_{\delta} \cdot g}{b + \delta_{\delta}} = & (6.75) \\ &= \frac{499,76 \cdot 4,00 \cdot 2400 \cdot 9,81}{8,00 + 4,00} = 3922,12 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \end{aligned}$$

Плечо относительно сечения, проходящего через середину подошвы, вычисленное в ПК «AutoCAD» – 6,96 м.

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g. \quad (6.76)$$

$$\begin{aligned} f &= (\nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{ГВ}} + 0,5) \cdot b = & (6.77) \\ &= (239,50 - 230,00 + 0,5) \cdot 8,00 = 80,00 \text{ м}^2. \end{aligned}$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 80,00 \cdot \sqrt{80,00} \cdot 9,81 = 386,07 \text{ кН}.$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_{\delta}} = \frac{387,07}{8,00 + 4,00} = 32,17 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.78)$$

6.5.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:
- с верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_B^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 27,70^2}{2} = 3763,46 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.79)$$

$$H_B = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 27,70 \text{ м.}$$

- с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_H^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 8,70^2}{2} = 371,23 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.80)$$

$$H_H = \nabla \text{УНБ} - \nabla \text{ПОД} = 8,70 \text{ м.}$$

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа:

$$W_3 = S \cdot \gamma_B = 25,90 \cdot 9,81 = 254,08 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.81)$$

где S – площадь вертикальной составляющей силы гидростатического давления со стороны нижнего бьефа, определяется при помощи программы AutoCAD.

6.5.3 Взвешивающее и фильтрационное давления

Фильтрация на скальном основании принимается по [35], схема представлена на рисунке 6.5.

Геометрические параметры эпюры фильтрации:

Напор на сооружении:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ} = 238,00 - 219,00 = 19,00 \text{ м.} \quad (6.82)$$

Для плотин I класса с цементационной завесой и дренажом:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,40. \quad (6.83)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,2. \quad (6.84)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 19,00 = 7,60 \text{ м.}$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,20 \cdot 19,00 = 3,80 \text{ м.}$$

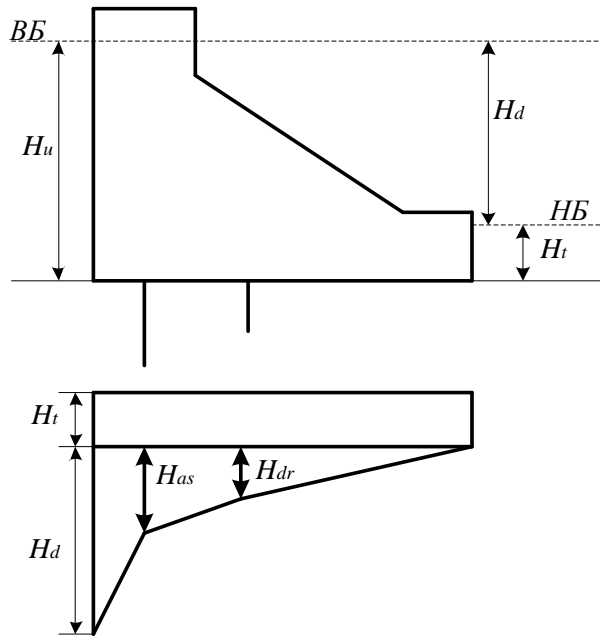


Рисунок 6.5 – Фильтрация на скальном основании

Сила фильтрационного давления:

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^{\phi} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 88,16 = 864,85 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.85)$$

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы при основном случае и от максимального уровня нижнего бьефа до подошвы для поверочного случая.

Ординаты эпюр определим, как:

$$\begin{aligned} p_{\text{ВЗВ}} &= \rho_w \cdot g \cdot (\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}}) = \\ &= 1000 \cdot 9,81 \cdot (219,00 - 210,30) = 85,34 \text{ кН}. \end{aligned} \quad (6.86)$$

Сила взвешивающего давления равна площади эпюры взвешивающего давления для данного расчетного случая.

$$W_{\text{ВЗВ}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^{\text{ВЗВ}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 208,80 = 2048,33 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.87)$$

6.5.4 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$p_{\text{Н}} = \gamma_{\text{Н}} \cdot h_{\text{Н}} \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{Н}}}{2} \right) = \quad (6.88)$$

$$= 10 \cdot 5,00 \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 24,50 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

где $\gamma_H = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;
 h_H – толщина слоя наносов, принимаемая от уровня дна.

$$h_H = \nabla_{\text{заил}} - \nabla_{\text{дна}} = 5,00 \text{ м},$$

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

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_H = \frac{h_H \cdot p_H}{2} = \frac{5,00 \cdot 24,50}{2} = 61,25 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.89)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ определяют следующим образом:

В точке на границе слоя наносов и верхнего слоя грунта боковое давление грунта определяется дважды, считая эту точку принадлежащей слою наносов, а затем слою грунта, погруженному весом наносов:

$$\begin{aligned} P'_{\text{гр}} &= \gamma_H^{\text{взв}} \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = \\ &= 10 \cdot 5 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{45}{2} \right) = 8,57 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \end{aligned} \quad (6.90)$$

где $\varphi_{\text{гр}} = 45^\circ$.

В точке на каждой границе слоя грунта толщиной $h_{\text{гр}}$ где действуют вес наносов и грунта:

$$\begin{aligned} P''_{\text{гр}} &= (\gamma_H^{\text{взв}} \cdot h_H + \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{гр}}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = \\ &= (10 \cdot 5,00 + 16,1 \cdot 7,70) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{45}{2} \right) = \\ &= 29,81 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \end{aligned} \quad (6.91)$$

$$h_{\text{гр}} = \nabla_{\text{дна}} - \nabla_{\text{под}} = 218,00 - 210,30 = 7,70 \text{ м}. \quad (6.92)$$

Удельный вес взвешенного грунта:

$$\begin{aligned} \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} &= \gamma_{\text{гр}} - (1 - n_0) \gamma_w = \\ &= 23,5 - (1 - 0,25) \cdot 9,81 = 16,1 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}, \end{aligned} \quad (6.93)$$

где $\gamma_{гр}$ – удельный вес грунта основания, $\gamma_{гр} = 23,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$;

n_0 – пористость условиях естественной влажности грунта, $n_0 = 0,25$;

$h_{гр}$ – толщина слоя грунта, $h_{гр} = 7,70$ м;

$\varphi_{гр}$ – угол внутреннего трения грунта, $\varphi_{гр} = 45^\circ$;

$\gamma_{в}$ – удельный вес воды.

Равнодействующая сила активного давления грунта на 1 п.м.

$$\begin{aligned} E_a &= \frac{(P'_{гр} + P''_{гр})}{2} \cdot h_{гр} = & (6.94) \\ &= \frac{8,57 + 29,81}{2} \cdot 7,70 = 147,77 \text{ кН/м.} \end{aligned}$$

6.5.5 Волновое воздействие

Равнодействующая волнового давления может быть определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,86^2}{8,17} = 0,28 \text{ м.} \quad (6.95)$$

$$\begin{aligned} W_{волн} &= \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = & (6.96) \\ &= \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,86 \cdot \left(\frac{8,17}{3,14} + \frac{0,28}{2} \right) = 11,55 \text{ кН/м.} \end{aligned}$$

Плечо силы $W_{волн}$ относительно уровня покоя ВБ:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{8,17}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 0,86 = 1,0 \text{ м.} \quad (6.97)$$

6.6 Расчёт прочности плотины

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчёт плотины будем вести без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчёта определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

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

Для удобства расчёта составлю таблицу 6.2, в которую внесу все нагрузки, умноженные на коэффициент надёжности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1,00	→	3763,46	9,23	34748,89
Тн	1,00	←	371,23	-2,90	-1076,53
Wз	1,00	↓	254,08	9,24	2347,69
Gб	0,95	↓	3726,01	-6,96	-25933,03
Gпл	0,95	↓	4260,13	-2,69	-11459,75
Wвзв	1,00	↑	2048,33	0,00	0,00
Wф	1,00	↑	864,85	5,89	5093,96
Qз	0,9	↓	28,96	-8,14	-235,70
Eа	0,8	→	177,32	2,57	455,10
W _{волн}	1,00	→	11,55	26,72	308,54
Eн	1,20	→	73,50	9,67	710,50
F		← →		3654,60	
N		↓↑		5356,00	
M		Σ		4959,69	

Расчёт краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

1) Для верхней грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = \quad (6.98)$$

$$= -\frac{5356,00}{24,0} + \frac{6 \cdot 4959,69}{24,0^2} = -171,50 \text{ кН/м}^2,$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

b – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = \quad (6.99)$$

$$= -9,81 \cdot 27,70 = -271,73 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

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

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 27,70 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \tan \alpha_1$, где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\tan \alpha_1 = 0$.

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0. \quad (6.100)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -171,50 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.101)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 27,70 = -271,73 \text{ кН/м}^2. \quad (6.102)$$

2) Для низовой грани:

$$\begin{aligned} \sigma_y^t &= -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = \\ &= -\frac{5356,00}{24,0} - \frac{6 \cdot 4959,69}{24,0^2} = -274,83 \text{ кН/м}^2. \end{aligned} \quad (6.103)$$

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \\ &= -274,83 \cdot 0,82^2 - 9,81 \cdot 8,70 \cdot (1 - 0,82^2) = \\ &= -212,75 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.104)$$

где $m_t = \tan \alpha_2$, где α_2 – угол между низовой гранью и вертикалью;

$H_d^t = \nabla \text{УНБ}(Q_{\text{НПУ}}) - \nabla \text{ПОД} = 8,70 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$\begin{aligned} \tau_{xy}^t &= -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = \\ &= -(9,81 \cdot 8,70 - 274,83) \cdot 0,82 = 155,38 \text{ кН/м}^2. \end{aligned} \quad (6.105)$$

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = \\ &= -274,83 \cdot (1 + 0,82^2) + 9,81 \cdot 8,70 \cdot 0,82^2 = \\ &= -402,24 \text{ кН/м}^2. \end{aligned} \quad (6.106)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 8,70 = -85,34 \text{ кН/м}^2. \quad (6.107)$$

Расчёт краевых напряжений сведен в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Основной случай	
	Напорная грань	Низовая грань
σ_y	-171,50	-274,83
σ_x	-271,73	-212,75
τ_{xy}	0	155,38
σ_1	-171,50	-85,34
σ_3	-271,73	-402,24

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность, должны выполняться следующие критерии прочности:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.108)$$

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

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчётного случая $\gamma_{lc} = 1$;

γ_{cd} – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая $\gamma_{cd} = 0,9$;

R_b – расчётное сопротивление бетона на сжатие, исходя из класса бетона B10, принимаем $R_b = 7500 \text{ кН/м}^2$.

$$1,25 \cdot 1 \cdot |-402,24| \leq 7500 \cdot 0,9,$$

$$502,80 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} < 6750 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Условие общей прочности выполняется.

2. На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma'_y < 0, \quad (6.109)$$

$$-171,50 \text{ кН/м}^2 < 0 \text{ – условие выполнено.}$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u. \quad (6.110)$$

$$171,50 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 27,70 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

$$171,50 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 69,25 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

6.8 Расчёт устойчивости плотины

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

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.111)$$

$$\begin{aligned} R &= (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_{\phi} + W_3 + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega = \\ &= (4260,13 + 3726,01 - 2048,33 - 864,85 + 254,08 + \\ &+ 28,96) \cdot 0,6 + 70 \cdot 24,00 = 4893,60 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (6.112)$$

где $\tan \varphi = 0,6$ – внутреннее трение для грунта основания (осадочный грунт - аргиллит) [3];

$c = 70 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для скалы [3];

$\omega = B_{п} \cdot 1 = 24,0 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$\begin{aligned} F &= T_B - T_H + W_{волн} + E_H + E_a = \\ &= 3763,46 - 371,23 + 11,55 + 73,50 + 177,32 = \\ &= 3654,60 \text{ кН/м}. \end{aligned} \quad (6.113)$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{4893,60 \cdot 0,95}{3654,50 \cdot 1,0} \geq 1,25.$$

$$1,27 \geq 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

7 Мероприятия по охране окружающей среды Олёкминского гидроузла

7.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

Для наиболее эффективного и безопасного использования гидроэлектростанций требуется решения ряда задач взаимодействия ГЭС с окружающей средой.

Для Олёкминского гидроузла проводится анализ федеральных и региональных законодательных и нормативных документов, а также требований международного права, регламентирующих охрану окружающей среды и использование природных ресурсов на стадиях проектировании, строительстве и эксплуатации гидросооружений.

Значимыми экологическими задачами при проектировании, строительстве и эксплуатации Олёкминской ГЭС относятся:

- создание водохранилища и связанные с этим изменения ландшафтов, климата, качества воды и др;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе, свodka леса и отчистка территории;
- сбросы ГЭС и связанные с этим изменения, температурного, гидрологического, и ледового режимов реки в нижнем бьефе гидроузла;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;
- образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации.

При строительстве Олёкминского ГУ будут выполняться следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка территории к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Так же строительство влияет на изменение естественного ландшафта местности, изменение качества воды, воздуха, почвы, климата.

В первое время после наполнения водохранилища появляется много разложившейся растительности. Гниение органических веществ может

привести к образованию парниковых газов. Возможно загрязнение воздуха в результате выхлопных газов.

Происходит изменение грунта водохранилища, что влечет за собой изменение качества воды, а также загрязнение ее при возвращении с некоторыми примесями.

Поэтому, требуется применять оборудование и машины, не выделяющие количество выхлопных газов выше нормы, при строительных работах принимать меры по снижению попадания в атмосферу пыли и вредных веществ.

При эксплуатации и обслуживании должны выполняться мероприятия по предотвращению попадания загрязняющих вод в водохранилище и в нижний бьеф. Все эти воздействия могут привести к неблагоприятным последствиям.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин.

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Для предотвращения засорения проточных частей гидротехнических сооружений применяются запаны, которые устанавливаются вблизи плотины и в устьях притоков.

Сжигание удаленной растительности, различных отработанных материалов, мусора можно производить только с разрешения соответствующих органов. Строительные отходы должны быть утилизированы.

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.

Все возможные воздействия на окружающую среду должны быть устранены в наикратчайшие сроки и нести минимальное воздействие, чтобы избежать существенных изменений в экосистеме водотока и побережья.

7.2 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые пред проектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий, расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилищ должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создания 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.

– Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1. Организационные

1.1 Разработка и утверждение проектов, нормативов предельно – допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ);

1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР)⁴

1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных вод или дренажных вод;

- 1.7 Расчет своевременного внесения платы за негативные воздействия на окружающую среду;
- 1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля.
2. Санитарно-технические:
- 2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
- 2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованием законодательства полигонах;
- 2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
- 2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
- 2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
- 2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;
- 2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;
- 2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
- 2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод в специализированно организации на обезвреживание;
- 2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

7.3 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.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{60582,5 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 25177 \text{ т}, \quad (7.1)$$

где N – объем бетонных работ, м³ (60582,5 м³);

q – удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$);

ρ – плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5 \text{ т/м}^3$).

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные.

Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5.

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в

строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г., таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{90 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 2,3 \text{ т}, \quad (7.2)$$

где N - количество арматуры, т (90 т);

q - удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$);

ρ - удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0$ т/м³).

Таким образом в результате строительства будет образовано 25177 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 2,3 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

7.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Олёкминского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

1. Сбросом сточных вод (дренажных, дождевых и талых) вод;
2. Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
3. Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
4. 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:

1. Регулирование водным режимом водотока;
2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что ГЭС находится рядом с населенными пунктами, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов», требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно –

защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

«Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения», требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Олёкма от сбросов Олёкминской ГЭС ниже по течению реки.

8 Безопасность гидротехнических сооружений, охрана труда

Важнейшей задачей службы эксплуатации Олёкминской ГЭС являются обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации, проектируемой ГЭС, регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным, из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений», требованием которого является составление декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное положение определяет порядок, содержание составления декларации о безопасности ГТС, обязательным является осуществление государственной экспертизы для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте или восстановлении.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике ГЭС. Для контроля состояния основных сооружений проектируемой ГЭС должны быть предусмотрены контрольно-измерительные аппараты, которые отслеживают изменение в состоянии плотины.

8.1 Охрана труда

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим нормам:

- строительным нормам и правилам;
- нормам технологического проектирования гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций;
- Российского регистра гидротехнических сооружений;
- Федеральным законам «Об основах охраны труда в РФ»;
- Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений»;
- санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию;
- государственным стандартам безопасности труда;
- правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей;
- правилам устройства электроустановок, техническому регламенту о пожарной безопасности и правилам противопожарного режима

РФ и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

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

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

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

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

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

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающим безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

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

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе с учетом требований пункта 5.14 Правил;

- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

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

8.2 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утверждённых МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом. ГЭС должны быть оборудованы установками пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией людей.

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

Руководители отделов, структурных подразделений, ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечивать разработку планов эвакуации людей, оборудования на случай пожара;
- обеспечить соблюдение установленного противопожарного режима, требований правил пожарной безопасности и инструкции о мерах пожарной безопасности;
- знать характеристики пожарной опасности зданий, сооружений, технологических процессов, производственного оборудования, хранимых, используемых и обращающихся в производстве веществ, и материалов и организовывать пожаробезопасное хранение, транспортирование и применение пожаровзрывоопасных веществ;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно-техническую подготовку подчинённого 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 постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

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

Персонал ГЭС несёт ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

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

8.2.1 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультовые, подщитовые помещения.

Повреждение синхронных машин, вызванное пробоем изоляции обмоток статора генератора, может вызвать пожар с тяжелыми последствиями. На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают

дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками (дренчерами), ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами (ЗПУ). Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

8.2.2 Пожарная безопасность в кабельных помещениях

1) К кабельному хозяйству энергетических предприятий относятся все кабельные сооружения (этажи, тоннели, шахты, каналы, галереи, эстакады), а также кабельные линии, закрытые в специальные металлические короба или открыто проложенные по специальным кабельным конструкциям. Приказом руководителя предприятия кабельное хозяйство целиком или по участкам должно быть закреплено за соответствующими цехами для обеспечения надежной эксплуатации кабельных линий и проведения необходимых строительно-монтажных, ремонтных работ и противопожарных мероприятий.

2) Все кабельные сооружения должны регулярно осматриваться по графику, утвержденному начальником соответствующего цеха. При обнаружении нарушений мест уплотнения кабельных линий, проходящих через перегородки, перекрытия, другие строительные конструкции, немедленно должны приниматься меры к их восстановлению.

3) Кабельные сооружения должны содержаться в чистоте. Запрещается устройство каких-либо кладовых, мастерских, а также хранение материалов и оборудования, в том числе неиспользованных кабельных изделий.

4) При обнаружении попадания в кабельные сооружения воды и пара, масла, мазута или других горючих жидкостей (а также их водных эмульсий) немедленно должны приниматься меры по предотвращению их поступления.

5) Все кабельные помещения относятся к помещениям, не обслуживаемым постоянно персоналом, поэтому они должны быть закрыты.

Запрещается допуск лиц для обслуживания кабельных сооружений или работы в них без согласования с начальником смены электростанции.

6) В кабельных сооружениях не реже, чем через 50 м должны быть установлены указатели ближайшего выхода. На дверях секционных перегородок должны быть нанесены указатели (схема) движения до ближайшего выхода. У выходных люков из кабельных сооружений должны быть установлены лестницы так, чтобы они не мешали проходу по тоннелю.

7) Автоматические установки пожаротушения кабельных сооружений должны эксплуатироваться на основании требований Правил пожарной безопасности для энергетических предприятий. Ремонт автоматических стационарных установок пожаротушения кабельных сооружений должен проводиться в кратчайшие сроки.

8) Гидроизоляция и дренажные устройства кабельных сооружений, обеспечивающие отвод или автоматическую откачку воды, должны быть в исправном и работоспособном состоянии.

9) При эксплуатации кабельных линий не допускается перегрев их выше допустимых норм от оборудования и источников нагрева.

10) В помещениях АСУ ТП, щитов управления и других с паркетными полами деревянные щиты должны снизу защищаться асбестом и обиваться жестью или другим огнезащитным материалом. Съёмные несгораемые плиты и цельные щиты должны иметь приспособления для быстрого их подъёма вручную.

9 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

9.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Проектируемая ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Объемы продаж электроэнергии в прогнозном периоде представлены в таблице 9.1

Таблица 9.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2025	2026	2027	2028	2029
Установленная мощность	МВт	108	108	108	108	108
Число часов использования установленной мощности	Часы	1000	1000	1000	1000	1000
Выработка электроэнергии	МВт·ч	108000	108000	108000	108000	108000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	5	5	5	5	5
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	102,60	102,60	102,60	102,60	102,60
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1219	1 253	1 286	1 318	1 349
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	125,069	128 557	131 943	135 226	138 407
НДС к выручке	млн.руб	20,844	21,426	21,990	22,537	23,067

Анализируя таблицу 9.1 можно прийти к выводу, что при установившемся объеме реализации электроэнергии, выручка продолжает расти. Следовательно, данный проект с каждым годом все быстрее окупается и подтверждает свою необходимость.

9.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт

планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗОПАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств м незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы гидроузла представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Сумма, млн. руб.
Расходы оплаты труда	255,2	27,561
Прочие расходы	274,0	29,592
Итого	-	57,153

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах 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 20 лет	0,09
свыше 21 лет	0,10

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям ПАО «РусГидро», результат представлен в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО ЕЭС»	135,38 тыс.руб./МВт	1,624
ОАО «АТС» (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./МВт·ч	1,023
ОАО «ЦФР»(центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./МВт·ч	0,296
Итого	-	2,943

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	Годы			
	2025	2026	2027	2028
Амортизационные отчисления, млн.руб.	118,80	19,16	19,166	19,166
Расходы на страхование, млн. руб.	16,72	16,72	16,72	16,72
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	12,00	12,00	12,00	12,00
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	3,48	3,48	3,48	5,22
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	1,90	1,90	1,90	1,90
Налог на воду, млн. руб	0,862	0,941	0,941	0,941
ИТОГО	153,8	54,215	54,215	55,957

Вывод: 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).

9.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой оттоков денежных средств после завершения строительства проектируемой ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учитываем 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 – 9,84 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Налог на прибыль, млн.руб.	182,372	187,638	192,742	196,956	199,954
НДС, млн.руб.	2,880	216,152	221,133	225,225	227,603
Взносы в социальные фонды, млн. руб.	14,738	14,738	14,738	14,511	14,316
Налог на имущество, млн.руб.	42,000	41,327	40,713	40,099	39,485
Итого, млн. руб.	241,203	459,858	469,328	477,020	481,554

Вывод: Налоги, отчисляемые государству, увеличиваются пропорционально возрастающим доходам проекта. Что оказывает серьезное налоговое давление.

9.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляют разницу между ценой продукции и её себестоимость.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	2026	2027	2028	2029	2030
Выручка (нетто), млн. руб.	1,210	1,239	1,268	1,295	1,324
Текущие расходы, млн. руб.	0,117	0,150	0,158	0,157	0,157
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн. руб.	0,915	0,915	0,938	0,928	0,942
Скорректированный налог на прибыль, млн. руб.	0,167	0,184	0,187	0,186	0,188
НОРАТ (чистая прибыль), млн. руб.	0,732	0,732	0,750	0,742	0,754
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20	20

Для большей наглядности представлен график чистой прибыли с начала строительства (Рисунок 9.1). Как видно после ввода в эксплуатацию первого гидроагрегата (2025 год) наблюдается рост чистой прибыли, проект начинает себя окупать. Дальнейший ввод мощностей лишь наращивает прибыль.

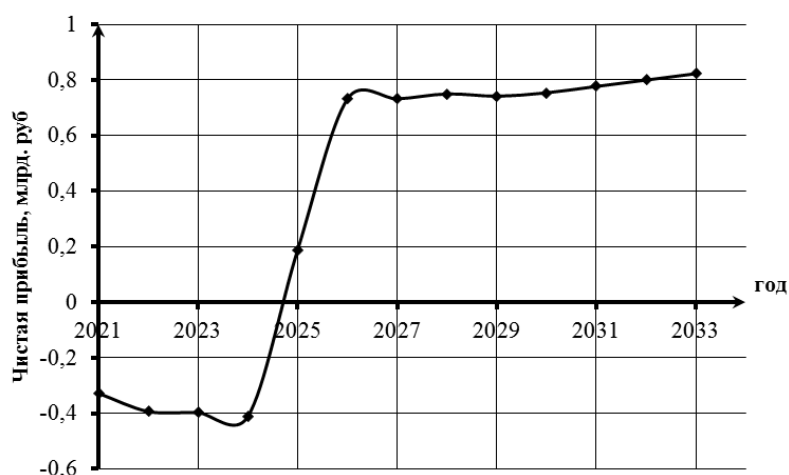


Рисунок 9.1 – Изменение суммы прибыли по проекту, млн. руб.

Вывод: Отток денежных средств в первые годы реализации проекта связан с подготовительными работами. Затем после выхода ГЭС на полную мощность растёт объём продаж электроэнергии и мощности, что приводит к росту чистой прибыли. Дальнейший рост, связан с тарифом на электроэнергию и мощностью согласно сценарным условиям РусГидро.

9.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»)

9.5.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся: чистый, дисконтированный доход; индекс прибыльности; срок окупаемости и т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

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.)»)

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1) Период прогнозирования для Олёкминской ГЭС составляет 22 года, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2020 года.

3) Предполагается что в течение прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

9.5.2 Коммерческая эффективность проекта

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 9.8.

Таблица 9.8 – Показатели эффективности инвестиций

Наименование	Значения
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	82
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,71
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	0,29
Удельные капиталовложения, руб/Квт	122222,22

Индекс прибыльности PI больше нуля, себестоимость электроэнергии приемлемая.

Следовательно, проект можно рассматривать, как экономически удачный и целесообразный

9.5.3 Бюджетная эффективность проекта

Показатели бюджетной эффективности, отражают влияние результатов проекта на доходы федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов разных уровней формируется за счёт налоговых отчислений, которые представлены в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Год	2024	2025	2026	2027	2028
В федеральный бюджет, млн.руб	10,16	15,42	15,68	15,68	15,68
В региональный бюджет, млн.руб	26,51	40,21	37,44	36,99	36,57
Налоговые поступления, млн.руб	36,68	55,63	53,12	52,67	52,25

Рост налоговых отчислений обоснован вводом новых мощностей и увеличением продажи электроэнергии и мощности.

10 Аппаратная надежность устройств релейной защиты

10.1 Общие положения

Вопросам эффективности и надёжности релейной защиты и автоматики (РЗА) электроэнергетических систем традиционно уделяется много внимания.

Значительный вклад в решение задачи оценки и повышения надёжности устройств и систем РЗА внесли многие учёные: Н. Ungrad (Швейцария), Н. Klemenz, К. Rothe (Германия), Н. Аврамова (Болгария) и др.

Развитие в нашей стране РЗА электроэнергетических систем и изменение аппаратной базы от электромеханических реле к микросхемам и микропроцессорам, с одной стороны, привело к значительному повышению её технического совершенства, а с другой – к значительному снижению надёжности,

Большое внимание специалисты уделяют аспектам надёжности срабатывания защит. Основная часть неправильных действий систем РЗА – это ложные и излишние срабатывания, что показывают статистические данные, накопленные на протяжении ряда лет. Именно эти виды неправильных действий защиты сопровождаются наибольшими ущербами от ненадёжности.

Рассмотрим понятия надёжности:

- «аппаратная надёжность» – надёжность самой аппаратуры, входящей в состав релейной защиты (при этом могут быть учтены не только катастрофические, но и параметрические отказы элементов);

- «надёжность персонала» – аспект, связанный с отказами защиты в функционировании за счёт ошибок обслуживающего персонала;

- для микропроцессорных терминалов следует учитывать «надёжность программного обеспечения»;

- существенное влияние на поведение защиты (особенно микропроцессорных терминалов) оказывает уровень её помехозащищённости.

Для повышения аппаратной надёжности РЗА должно обладать:

- техническим совершенством;
- структурной и параметрической надёжностью системы РЗА;
- наличием эффективной системы обслуживания и восстановлений, автоматических проверок исправности, высокая надёжность комплектующих;

- надёжностью программного обеспечения (для микропроцессорных терминалов);

- защищённостью от внешних электромагнитных и других воздействий;

- совершенством и надёжностью источников информации (ТТ и ТН).

В соответствии с ГОСТ 27-301 аппаратная надёжность МП устройств РЗА оценивается по следующим группам показателей:

- показатели безотказности;
- показатели долговечности;
- показатели ремонтпригодности;
- комплексные показатели надежности.

К показателям безотказности относятся:

- параметры потока ложных срабатываний $w(t)$ (при отсутствии требования) и вероятности отказов срабатывания МП устройств РЗА за год q .
- средняя наработка на отказ $T_{o,ср}$.
- средняя вероятность отказа в срабатывании $q(t)$

К показателям долговечности относится средний срок службы устройства $T_{сл}$.

К показателю ремонтпригодности относится среднее время восстановления МП устройств РЗА в целом $T_{в}$.

К комплексному показателю надежности относится коэффициент готовности терминала, шкафа, панели МП РЗА в целом $k_{г}$.

Существуют два аспекта надёжности:

- надёжность срабатывания (при повреждении защищаемого объекта);
- надёжность несрабатывания (при отсутствии повреждения на защищаемом объекте).

Как правило, при улучшении показателей надёжности одного вида показатели второго вида ухудшаются.

В настоящее время специалисты, занятые разработкой и проектированием систем РЗА, учитывают в основном первый аспект надёжности (надёжность срабатывания), мало внимания уделяя второму аспекту (надёжности несрабатывания). Статистические данные показывают, что подавляющее количество отказов в функционировании устройств релейной защиты – это ложные (35,2%) и излишние срабатывания (38,2%). Именно эти виды неправильных действий защиты сопровождаются в настоящее время наибольшими ущербами от ненадёжности.

В России около половины всех неправильных действий РЗА происходят из-за ошибок персонала при их изготовлении, проектировании, наладке и эксплуатации.

Количество устройств РЗА на современной элементной базе, которую применяют в России на подстанциях высших классов напряжения, в последние годы (по сравнению с данными фирмы ОРГРЭС за предыдущий период) значительно возросло. Например, на напряжении 330 кВ почти 12% устройств автоматики выполнено на микропроцессорной базе. Среди устройств релейной защиты на напряжении 220 кВ эксплуатируется почти 7% микропроцессорных терминалов. Это означает, что активное внедрение микропроцессорных устройств в России уже началось и для того, чтобы это не привело к резкому снижению надёжности релейной защиты и автоматики, необходимо обратить пристальное внимание на разработку и внедрение в практику методов обеспечения необходимого уровня их надёжности.

Сейчас перед специалистами энергосистемы России стоит одна из главных задач – это перевооружение техники релейной защиты и автоматики для существующих и вновь вводимых объектов энергетики. Недостаточное знание данных о работе различных типов защит не позволяет решить прямую задачу надежности, т. е. по показателям надёжности отдельных элементов релейной защиты определять показатели надёжности всей системы РЗА в целом.

Выбор показателей и критериев эффективности и надёжности, а также методов выбора оптимального по эффективности варианта релейной защиты защищаемого объекта играют решающую роль в выборе основных направлений развития техники РЗА, методах повышения надёжности.

10.2 Показатели надежности в нормативных документах

Для выбора рациональной номенклатуры показателей надёжности, в которую включено минимально необходимое и достаточное число показателей, уточним признаки, которыми можно охарактеризовать ЦРЗА (таблица 10.1).

Таблица 10.1 – Признаки, характеризующие надежность ЦРЗА

Признак	Характеристика изделия	Примечания
Определенность назначения	ИКН (изделие конкретного назначения)	Изделие имеет единственный вариант применения
Число возможных состояний	Вид П	Изделие кроме работоспособного и неработоспособного состояний может находиться в одном из частично неработоспособных состояний
Режим применения	НДП (изделие непрерывного длительного применения)	Изделие функционирует непрерывно и длительно
Последствие отказа		Отказ изделия или его переход в предельное состояние не приводит к катастрофическим (критическим) последствиям
Возможность восстановления	Восстанавливаемое	Работоспособное состояние изделия может быть восстановлено после его отказа
Способ восстановления		Обезличенный ремонт заменой модулей
Характер перехода изделия в предельное состояние	Стареющее	Переход изделия в предельное состояние, когда их эксплуатация должна быть прекращена, определяется процессами старения

окончание таблицы 10.1

Признак	Характеристика изделия	Примечания
Возможность технического обслуживания	Обслуживаемое	Необходимо периодическое техническое обслуживание
Характер отказов	Наличие сбоев	В изделии есть средства вычислительной техники
Контроль перед применением	Контролируемое	Необходим контроль изделия перед применением

Номенклатура показателей надежности цифровых устройств релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации, устанавливается нормативными документами.

Показатели надежности ЦРЗА:

- Показатели безотказности (наработка на отказ изделия T_o , наработка на отказ сменного элемента);
- Временные показатели (срок службы изделия $T_{ел}$, срок службы сменного элемента, установленный срок службы, назначенный срок службы);
- Показатели долговечности (гамма-процентный ресурс $T_{ру}$, средний срок службы, полный средний срок службы);
- Показатели ремонтпригодности (среднее время восстановления T_v ; среднее время замены сменного элемента $T_{всз}$);
- Показатели сохраняемости (средний (гамма-процентный) срок сохраняемости $T_{ст}$, гамма-процентный срок сохраняемости $T, \%$);
- Дополнительные показатели (средняя вероятность отказа в срабатывании, параметр потока ложных срабатываний, удельная суммарная продолжительность технического обслуживания X_o).

В отраслевом руководящем документе установлены несколько показателей надежности, в которых использовано словосочетание «сменный элемент».

«Номенклатура и значения показателей надежности для устройств МП РЗА должны выбираться из следующих значений:

- средняя наработка на отказ сменного элемента – 100, 125 тыс. ч;
- среднее время восстановления (замены сменного элемента) – 0,5;
- средний срок службы сменного элемента до капитального ремонта – 8, 10, 12, 14 лет...».

Обычно сменные элементы используют в устройствах, состоящих из элементов разной надежности или имеющих разный ресурс, а также с быстроизнашивающимися частями, которые при определенных условиях следует заменить на новые.

В электромеханических реле такими сменными элементами являются контакты, катушки и т.п.

В связи с тем, что большинство изготовителей цифровых устройств не поощряет самостоятельный ремонт выпущенных ими изделий силами потребителя, то сменными элементами в таких устройствах могут быть только модули и узлы, которые изготовитель поставляет с соответствующими документами.

Следует также учитывать, что выбор сменного элемента во многом задает глубина поиска дефекта системой самодиагностики цифрового устройства. Например, один из отечественных изготовителей ЦРЗА поставляет по отдельному заказу модули: центрального процессора; ввода-вывода; трансформаторов и др. Силами потребителя могут быть заменены не только перечисленные модули, но и дисплей, модуль пульта и некоторые другие.

При проектировании цифрового устройства его модули и узлы разрабатывают таким образом, чтобы их надежность была одинаковой. Поэтому по отношению к таким модулям примечание «значения показателей надежности сменных элементов различного назначения могут отличаться», содержащееся в РД нельзя признать корректным.

Показатель безотказности «средняя наработка на отказ» (краткая форма – наработка на отказ) в стандарте определен следующим образом: «отношение суммарной наработки восстанавливаемого объекта к математическому ожиданию числа его отказов в течение этой наработки».

Метод оценки этого показателя на основании информации, получаемой от потребителя, рассмотрен ниже.

Следует отметить, что наработка на отказ изделия не зависит от того, какой элемент в нем отказал – сменный или нет и, следовательно, использование показателя «наработка на отказ сменного элемента», установленного в методически неправильно.

Показатели, в названии которых использованы слова «срок службы», представляют собой технико-экономические характеристики изделия, а не показатели его надежности. Ориентируясь на стандарт оставим для дальнейшего рассмотрения только два показателя:

- временный показатель «назначенный срок службы»;
- показатель долговечности «средний срок службы».

Все остальные показатели, включая и те, в которых использованы слова «срок службы сменного элемента», исключаем из дальнейшего рассмотрения.

10.3 Требования к надежности в технических условиях

Согласно ГОСТ 2.114-2016 (Единая система конструкторской документации) технические условия на изделие (ТУ) должны содержать вводную часть и разделы, расположенные в такой последовательности:

- Технические требования;
- Требования безопасности;
- Требования охраны окружающей среды;
- Правила приемки;
- Методы контроля;
- Транспортирование и хранение;
- Указания по эксплуатации;
- Гарантии изготовителя.

В разделе «Технические требования» должны быть приведены требования нормы и характеристики, определяющие показатели качества и потребительские (эксплуатационные) характеристики продукции. Один из основных подразделов данного раздела — «Основные параметры и характеристики (свойства)». В нем и следует размещать требования надежности к выполнению продукцией своих функций с заданной эффективностью в заданном интервале времени и их сохранению при заданных условиях технического обслуживания, ремонта, хранения, транспортирования, в том числе количественные требования, в виде значений комплексных показателей надежности продукции и (или) единичных показателей ее безотказности, долговечности, ремонтпригодности и сохраняемости.

В другом нормативном документе также предусмотрено задание единичных показателей:

- безотказности;
- ремонтпригодности;
- долговечности;
- сохраняемости.

10.4 Оценка наработки на отказ

В перечень показателей надежности, характеризующих восстанавливаемые цифровые устройство релейной защиты включен показатель безотказности «средняя наработка на отказ». Рекомендуется выбирать одно из двух значений этого показателя – 125 или 100 тыс. ч. Любое выбранное значение показателя надежности должно быть подтверждено расчетным или экспериментальным методом. Для применения расчетных методов необходима, прежде всего, информация о надежности всех элементов, использованных в конкретном изделии.

В российских цифровых устройств РЗА, разработанных в 1990-е годы, в основном были использованы отечественные электрорадиоэлементы, информация по надежности которых была доступна разработчикам. Поэтому оценка тех или иных показателей надежности могла быть выполнена расчетными методами еще на этапе проектирования изделий.

В частности, разработчики первых в России цифровых устройств частотной автоматики БМАЧР и релейной защиты БМРЗ расчетным путем оценили среднюю наработку на отказ T_0 для этих устройств равным 18 тыс. ч.

В современных цифровых устройствах релейной защиты и автоматики используются импортные комплектующие элементы, официальная информация о надежности, которых, как правило, отсутствует. Поэтому расчетные методы оценки тех или иных показателей надежности для данных устройств обычно оказываются нереализуемыми.

По целому ряду причин оказывается невозможным и применение непосредственных испытаний на надежность.

Уменьшение числа одновременно испытываемых изделий неизбежно увеличивает затраты на испытания, так как для получения объективной оценки надежности изделий необходимо увеличивать их продолжительность. Например, при уменьшении числа испытываемых изделий со 139 до 70, стенд должен работать уже почти 1500 ч, или 62,5 дня. Поэтому для оценки показателей надежности во время контрольных испытаний был выбран экспериментальный метод, использующий статистические данные о работе устройств за весь период подконтрольной эксплуатации.

Для проведения контрольных испытаний на надежность на основании информации, получаемой по данным эксплуатации, был выбран план испытаний при экспоненциальном распределении наработок на отказ.

Согласно плану испытаний, каждый из блоков вводят в эксплуатацию последовательно. После отказа (получения замечаний по работе) блок ремонтируют на предприятии-изготовителе и продолжают эксплуатировать. По результатам расчетов принимают решение о соответствии показателя надежности значению, указанному в документации на блок.

10.5 Оценка надежности на этапе технологического прогона

Для обеспечения надежности выпускаемых изделий в процессе их изготовления предусматривают технологический прогон (ТП), во время которого изделие работает в соответствии с его назначением. Этап ТП для изделий бытового назначения регламентирован в стандарте, но многие предприятия, выпускающие специальные изделия также включают этап технологического прогона в производственный процесс.

Как правило, ТП цифровых устройств осуществляют при повышенной температуре окружающей среды, что позволяет ускорить выявление скрытых дефектов. Наблюдение за изделиями во время проведения ТП позволяет оценить некоторые показатели надежности изделий.

При выборе плана испытаний необходимо учитывать, что продолжительность испытаний каждого изделия задана в технологической инструкции по выполнению этапа ТП, а объем выборки задан планом выпуска изделий. Также необходимо учитывать, что все изделия, проходящие ТП, отнесены к восстанавливаемым, ведь после обнаружения дефекта изделие ремонтируют.

10.6 Надежность в цифрах и диаграммах

Контроль надежности цифровых устройств не ограничивается оценкой тех или иных показателей надежности, установленных в стандарте. Для этой цели анализируют информацию, получаемую от эксплуатирующих организаций за разные промежутки времени:

- месяц;
- квартал;
- полугодие;
- календарный год (при составлении годовых отчетов по качеству);
- за весь период выпуска изделий, производство которых прекращено.

Одновременно анализируется информация о дефектах, выявленных в процессе производства, а также при проведении приемо-сдаточных испытаний цифровых устройств.

Цифровые устройства релейной защиты можно разделить на две большие группы:

- блоки типа А;
- блоки типа Б.

В блоках типа А использованы модули кассетного типа, замена которых доступна пользователю. Логику работы блоков этого типа может изменить только производитель (так называемые блоки с жесткой логикой).

Конструктивным отличием блоков типа Б является этажерочное расположение модулей. Для блоков этого типа производитель разрешает потребителю самостоятельную замену только модуля трансформаторов и модуля пульта (со светодиодами или дисплеем). Логику работы блоков этого типа может изменить пользователь (так называемые блоки с гибкой логикой).

Предположим, что за первый месяц квартала было возвращено 10 блоков типа А и 15 блоков типа Б. Для предварительной оценки надежности устройств воспользуемся известным методом и определим, что суммарное число возвращенных за первый месяц изделий соответствует 0,03 обращения на 100 блоков, находящихся в эксплуатации, и 0,14 обращения на 100 блоков, выпущенных за предыдущий год.

При анализе причин возвращения блоков на основании информации о дате отгрузки, времени хранения у потребителя до момента ввода изделия в эксплуатацию и продолжительности эксплуатации изделия перед его возвращением изготовителю можно определить:

- срок хранения изделия у потребителя;
- средний срок ввода изделий в эксплуатацию после отгрузки;
- наработку до отказа данного изделия;
- наработку между отказами (при наличии повторного возврата);
- наработку на отказ и другие характеристики.

В дальнейшем полученная информация о сроках хранения изделий у потребителя от даты отгрузки до даты ввода в эксплуатацию может быть использована для оценки показателей сохраняемости изделий по методике, описанной выше.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассчитаны и определены показатели, выбраны элементы и параметры Олёкминской ГЭС, с плотиной высотой 32,5 м на реке Олёкма, являющейся сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчётных расходов для основного обеспеченностью 0,1% и поверочного 0,01% обеспеченности случаев: $Q_{0,1\%} = 2204 \text{ м}^3/\text{с.}$, $Q_{0,01\%} = 2515 \text{ м}^3/\text{с.}$

В ходе водно-энергетических расчётов выбрана установленная мощность Олёкминской ГЭС, а также определена зона её работы в суточных графиках нагрузки. Установленная мощность составила 108 МВт. Определён уровень мёртвого объёма, отметка которого составила 232,80 м. Полезный объём при отметке НПУ составляет 2,99 млн. м³. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 0,336 млрд. кВт·ч.

На следующем этапе определено оптимальное число и тип гидроагрегатов гидроэлектростанции. Для этого построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

максимальный – 18,00 м;

расчётный – 15,00 м;

минимальный – 10,00 м.

Выбрана гидротурбина ПЛ20-В-600. По результатам расчётов оптимальным оказался вариант с 4 гидроагрегатами, диаметрами рабочих колёс 6,0 м.

Для выбранной поворотно-лопастной турбины с синхронной частотой вращения 100 об/мин подобран серийный гидрогенератор СВ-800/105-60 с номинальной активной мощностью 30 МВт.

Далее выбрана структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема распределительного устройства на 6 присоединений (две воздушных линии, четыре генераторных присоединения) КРУЭ 220 кВ – полуторная цепочка (две системы шин с тремя выключателями на две цепи). По справочным данным и каталогам выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДН 40000/220-УХЛ1, трансформаторы собственных нужд ТСЗ-1600/13,8/6,3 и ТСЗ-1600/6,3/0,4.

В качестве генераторного выключателя, принят элегазовый выключатель ВГГ-20-50/10000 УЗ производства российской машиностроительной компании ОАО ВО «Электроаппарат».

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята русловая.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина – 48,00 м;
- станционная бетонная плотина – 121,00 м;
- правобережная бетонная плотина – 96,00 м;
- левобережная бетонная плотина – 60,00 м.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- отметка подошвы водосливной плотины – 210,30 м;
- число водосливных отверстий – 3;
- ширина водосливных отверстий – 8,00 м;
- отметка гребня – 242,80 м;
- ширина гребня – 13,40 м.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,27 (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Олёкминского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

- По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:
- срок окупаемости – 6,8 лет;
 - себестоимость – 0,29 руб/кВт·ч;
 - удельные капиталовложения – 122222,22 руб./кВт.

Из этого можно сделать вывод, что строительство Олёкминской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затеева. – Саяногорск : СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа : <http://so-ups.ru/>.
4. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва : Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
5. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научно-производственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». – Режим доступа : <http://www.elsib.ru/>.
6. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва : Стандартинформ, 2008. – 8 с.
7. ГОСТ 534-78 Краны мостовые опорные. Пролеты. – Взамен ГОСТ 534-69 ; введ. 01.07.1979 – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2002. – 4 с.
8. Прошин, А. С. Монтажные краны электростанций : учебное пособие для вузов / А. С. Прошин. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Машиностроение, 1973. – 248 с.
9. 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.
10. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
11. Усов, С.В. Электрическая часть электростанций. / Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К.– Энергоатомиздат 2-е издание, 1987. – 617с.
12. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.
13. Куценов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование : учебное пособие для вузов / Д. А. Куценов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск : СФУ, 2007. – 232 с.

14. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.

15. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>.

16. Каталог «Сухие силовые трансформаторы с литой изоляцией» [Электронный ресурс] // ООО «Электронмаш-Инжиниринг». – Режим доступа: <http://www.electronmash.ru/>.

17. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.

18. СТО 56947007- 29.240.35.184-2014. Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. Стандарт организации. – Введ. 16.09.2014 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС», 2014 – 78 с.

19. 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.

20. ГОСТ 2.722-68* Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Машины электрические. - Введ. 01.01.1971. – Москва : Стандартиформ, 2008. – 15 с.

21. ГОСТ 2.747-68 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Размеры условных графических обозначений. - Введ. 01.01.1971. – Москва : Стандартиформ, 2008. – 6 с.

22. Толстихина Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий / Л. В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2010. - 180 с.

23. Каталог «КРУЭ» [Электронный ресурс] // ООО «Энергомеханический завод». – Режим доступа: <http://www.energomeh.ru/>.

24. Каталог «Генераторные выключатели и трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // ОАО ВО «ЭЛЕКТРОАППАРАТ». – Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru/>.

25. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706 с.

26. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа : <http://polymer-apparat.ru>.

27. Каталог «Трансформаторы ТСЗФ, ТСЗ, ТСЗФС, ТСЗС, ТСЗУ трехфазные сухие, в т.ч. повышенной пожаробезопасности, класса

напряжения 6 - 20 кВ, в т.ч для собственных нужд подстанций» [Электронный ресурс] // Компания «Электрозавод». – Режим доступа: <http://www.elektrozavod.ru/>.

28. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа : <http://www.kondensator.su>.

29. 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.

30. Техническая политика ОАО «РусГидро» – 2011. [Электронный ресурс] // Открытое акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро». – Режим доступа : <http://www.rushydro.ru/>.

31. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.

32. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.

33. Чугаев, Р.Р. Гидравлика/ Р.Р.Чугаев. – Ленинград: Энергоиздат, 1982. – 672с.

34. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике : учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.

35. Киселёв П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.

36. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.

37. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва :

38. Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг. . – Введ. 31.03.2008 – Москва : «РусГидро», 2008 – 14 с.

39. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.

40. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Олёкма

Расходы в кубических метрах в секунду

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср.год
1930	5,1	4,5	3,5	5,9	462	393	1010	966	1202	409	80	15,5	380
1931	13,0	10,6	10,2	4,9	756	909	226	501	563	382	159	25,5	297
1932	20,7	2,3	1,5	19,4	444	364	1123	700	376	295	86	70,5	292
1933	51,0	10,0	9,6	6,3	786	724	714	322	319	170	136	19,1	272
1934	6,9	7,4	6,5	4,4	615	2030	1080	540	610	659	91	40,0	474
1935	13,4	12,9	11,3	12,2	554	646	760	680	789	420	82	22,7	334
1936	11,7	9,7	9,5	5,9	957	841	174	483	545	318	93	10,9	288
1937	15,6	16,9	12,1	96	240	928	1005	1145	440	591	182	23,2	391
1938	3,1	3,0	2,0	18,1	1067	1016	819	626	263	186	125	15,0	345
1939	14,3	14,6	12,6	45,7	426	412	1341	950	380	841	148	10,0	383
1940	15,2	10,3	10,0	8,6	750	570	505	376	526	273	70	14,5	261
1941	16,2	17,6	16,3	10,2	811	889	697	752	845	200	91	77,3	368
1942	7,3	7,6	7,0	5,3	627	626	331	644	751	380	114	8,0	292
1943	10,5	5,4	3,9	37,0	786	1045	592	877	150	159	84	63,6	318
1944	5,3	5,6	4,3	14,8	360	315	1036	895	1728	795	114	16,4	441
1945	10,8	9,5	9,3	17,1	713	616	1167	429	507	398	205	104,5	349
1946	13,6	14,8	13,6	31,9	1153	525	453	375	75	64	34	12,5	230
1947	3,4	3,4	2,4	23,1	762	704	853	662	770	432	109	13,2	361
1948	5,8	6,0	5,3	6,6	475	1450	679	948	775	841	98	86,4	448
1949	6,4	3,2	1,0	9,9	411	503	470	315	207	136	95	72,7	186
1950	14,2	15,2	10,8	23,2	701	607	383	680	808	773	86	61,4	347
1951	32,8	32,1	26,4	24,7	835	1065	545	425	400	384	102	15,0	324
1952	7,7	8,0	4,0	7,7	530	948	680	286	169	125	95	31,8	241
1953	37,6	20,6	17,3	7,2	768	1201	644	608	601	455	75	59,1	374
1954	5,6	3,8	3,5	5,3	640	529	705	465	413	375	143	17,7	276
1955	19,9	21,1	19,7	23,2	1018	1520	820	823	939	286	232	47,7	481
1956	8,0	8,3	7,4	11,9	1165	1123	688	179	113	57	50	34,1	287
1957	26,8	25,4	21,6	13,8	1055	870	440	412	338	205	30	10,2	287
1958	11,1	10,6	10,4	16,2	487	938	841	698	620	391	100	11,1	344
1959	8,5	8,8	7,8	46,1	688	587	296	591	639	477	86	6,6	287
1960	10,5	9,8	8,9	10,5	982	1142	662	215	194	84	77	40,9	286
1961	41,0	23,0	19,2	29,6	676	549	618	1092	733	347	61	52,3	353
1962	4,6	3,8	2,2	9,2	859	792	784	716	864	366	182	15,0	383
1963	16,8	14,9	14,9	10,2	505	1055	897	734	826	327	98	8,6	376
1964	6,7	7,2	4,9	8,2	1104	1845	540	429	470	389	159	8,2	414

продолжение приложения А

окончание таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср.год
1965	9,7	9,6	8,4	19,8	737	860	531	394	357	341	20	17,0	275
1966	14,9	14,5	11,0	8,7	517	490	1071	820	657	568	111	95,5	365
1967	23,3	9,2	8,2	14,5	664	568	749	633	451	500	105	20,9	312
1968	17,7	17,3	15,6	18,1	774	1191	679	501	225	48	41	4,8	294
1969	6,0	6,5	5,4	10,9	578	685	616	537	676	205	59	56,8	287
1970	44,9	9,5	8,7	28,0	1288	967	949	573	695	227	100	75,0	414
1971	12,4	6,7	5,9	8,9	988	1006	627	268	432	386	59	54,5	321
1972	35,4	23,5	23,0	29,9	884	743	577	447	601	636	102	11,6	343
1973	15,0	16,0	14,3	12,5	591	1340	670	197	188	105	57	51,1	271
1974	3,7	3,8	3,1	11,5	604	996	366	304	451	545	95	90,9	290
1975	4,9	5,0	4,6	59,3	652	665	712	662	714	682	52	47,7	355
1976	32,4	10,1	9,8	13,2	786	1211	575	376	413	352	41	22,7	320
1977	19,4	14,0	11,0	11,2	1000	850	418	251	266	75	45	5,9	247
1978	6,1	6,3	6,1	39,5	1092	1016	557	394	582	523	43	19,3	357
1979	15,1	9,9	9,0	9,6	896	957	322	465	394	250	68	7,0	284

продолжение приложения А

Таблица А.2 – Координаты интегральной кривой нагрузки заданной энергосистемы для зимнего периода

Часы	Р, МВт	Рранж, МВт	ΔP , МВт	Δt	$\Delta P \cdot \Delta t$	Э, МВт.ч	Р, МВт
0	1389	1594	2	1	2	2	2
1	1397	1592	8	2	16	18	10
2	1417	1584	11	3	32	50	21
3	1437	1573	6	4	23	73	27
4	1481	1567	11	5	57	130	38
5	1523	1556	3	6	17	147	41
6	1553	1553	0	7	2	149	41
7	1556	1553	4	8	29	179	45
8	1553	1549	6	9	58	237	51
9	1540	1543	3	10	27	264	54
11	1528	1529	1	12	12	400	65
12	1549	1528	4	13	54	454	66
13	1573	1523	32	14	444	898	70
14	1594	1492	11	15	168	1066	102
15	1592	1481	27	16	427	1492	113
16	1584	1454	17	17	287	1780	140
17	1567	1437	7	18	135	1914	157
18	1543	1430	11	19	218	2132	164
19	1492	1418	1	20	16	2148	176
20	1454	1417	8	21	167	2315	177
21	1430	1409	12	22	265	2579	184
22	1418	1397	9	23	201	2780	197
23	1409	1389	1389	24	33325	36106	205

Таблица А.3 – Координаты интегральной кривой нагрузки заданной энергосистемы для летнего периода

Часы	Р, МВт	Рранж, МВт	ΔP , МВт	Δt	$\Delta P \cdot \Delta t$	Э, МВт.ч	Р, МВт
0	1080	1244	2	1	2	2	2
1	1074	1242	5	2	11	13	8
2	1099	1236	5	3	16	30	13
3	1150	1231	1	4	5	34	14
4	1176	1230	0	5	1	35	15
5	1224	1229	3	6	17	52	17
6	1242	1227	1	7	6	58	18
7	1244	1226	0	8	3	62	19
8	1231	1225	2	9	14	75	20
9	1236	1224	1	10	6	81	21
11	1229	1223	0	11	5	86	21

продолжение приложения А

окончание таблицы А.3

Часы	P, МВт	Pранж, МВт	ΔP , МВт	Δt	$\Delta P \cdot \Delta t$	Э, МВт.ч	P, МВт
12	1230	1223	3	12	36	122	24
13	1223	1220	1	13	7	130	25
14	1219	1219	32	14	450	579	57
15	1227	1187	11	15	171	750	68
16	1223	1176	25	16	405	1155	94
17	1226	1150	4	17	67	1221	98
18	1220	1106	7	19	129	2079	145
19	1187	1099	6	20	121	2200	151
20	1146	1093	10	21	219	2419	161
21	1106	1083	3	22	67	2487	164
22	1093	1080	6	23	128	2615	170
23	1083	1074	1074	24	25778	28392	1244

окончание приложения А

месяц	Расходы										объёмы водохранилища				Уровни				Напор	Мощно	Выработка
	Qбыт	потери				Qпол.бы	Qнб	Qвхк	Qводохр	Qх.сбр	Qгэс	Vнач	dV	Vконечн	ВБ			НБ			
		Ф	исп	лёд	Знач										Zкон	Zср	Zнб				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
X	62	1	0	0	61	101	100	39	0	100	3,58	0,1	3,48	238,0	237,8	237,9	219,0	18,5	16,5	395	
XI	37	1	0	2	34	101	100	66	0	100	3,5	0,2	3,31	237,8	237,6	237,7	219,0	18,3	16,3	392	
XII	5	1	0	5	-1	350	100	350	0	349	3,3	0,9	2,40	237,6	236,4	237,0	220,9	15,7	47,3	1135	
I	16	1	0	3	12	421	100	408	0	420	2,4	1,1	1,34	236,4	235,8	236,1	221,3	14,4	47,3	1135	
II	12	1	0	2	9	101	100	91	0	100	1,3	0,2	1,10	235,8	233,7	234,8	219,0	15,4	13,6	327	
III	9	1	0	0	8	101	100	92	0	100	1,1	0,2	0,86	233,7	233,1	233,4	219,0	14,0	12,5	299	
IV	9	1	0	0	8	101	100	92	0	100	0,9	0,2	0,62	233,1	232,8	233,0	219,0	13,6	12,1	290	
V	936	1	10	0	925	401	100	-525	0	400	0,6	-1,4	1,99	232,8	234,9	233,8	221,2	12,2	43,5	1043	
VI	795	1	10	0	784	335	100	-450	0	334	2,0	-1,2	3,16	234,9	237,1	236,0	220,8	14,8	44,0	1056	
VII	391	1	10	0	380	301	100	-80	0	300	3,2	-0,2	3,4	237,1	237,5	237,3	220,6	16,3	43,7	1048	
VIII	235	1	10	0	224	201	100	-24	0	200	3,4	-0,1	3,4	237,5	237,7	237,6	219,8	17,4	30,9	742	
IX	249	1	10	0	238	180	100	-59	0	179	3,4	-0,2	3,58	237,7	238,0	237,8	219,7	17,8	28,3	679	

Рисунок А.1 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году

месяц	Расходы										объёмы водохранилища				Уровни				Напор	Мощно	Вырабо
	Qбыт	потери				Qпол.бы	Qнб	Qвхк	Qводохр	Qх.сбр	Qгэс	Vнач	dV	Vконечн	ВБ			НБ			
		Ф	исп	лёд	Знач										Zкон	Zср	Zнб				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
X	190	1	0	0	189	190	100	0	0	189	3,6	0,0	3,6	238,0	237,9	237,9	219,7	17,8	29,9	22	
XI	57	1	0	-2	58	101	100	42	0	100	3,58	0,1	3,47	237,9	237,7	237,8	219,0	18,4	16,4	12	
XII	36	1	0	-5	40	339	100	298	0	338	3,5	0,8	2,70	237,7	236,5	237,1	220,8	15,9	47,3	34	
I	42	1	0	-3	44	385	100	340	0	384	2,7	0,9	1,81	236,5	235,9	236,2	221,1	14,7	47,3	35	
II	38	1	0	-2	39	165	100	125	0	164	1,8	0,3	1,49	235,9	233,8	234,9	219,5	14,9	21,8	16	
III	35	1	0	0	34	190	100	155	0	189	1,5	0,4	1,08	233,8	233,2	233,5	219,7	13,4	22,4	16	
IV	35	1	0	12	22	203	100	180	0	202	1,1	0,5	0,62	233,2	232,8	233,0	219,8	13	22,9	17	
V	1013	1	10	0	1002	403	100	-600	0	402	0,6	-1,6	2,18	232,8	235,0	233,9	221,2	12,3	43,8	32	
VI	890	1	10	0	879	530	100	-350	0	529	2,2	-0,9	3,09	235,0	237,2	236,1	221,9	13,8	64,8	48	
VII	604	1	10	0	593	501	100	-93	0	500	3,1	-0,2	3,33	237,2	237,6	237,4	221,8	15,2	67,8	49	
VIII	335	1	10	0	324	301	100	-24	0	300	3,3	-0,1	3,4	237,6	237,8	237,7	220,6	16,7	44,7	33	
IX	310	1	10	0	299	227	100	-99	26	200	3,4	-0,2	3,6	237,8	238,0	237,9	220,0	17,5	31,1	22	

Рисунок А.2 – Сработка-наполнение водохранилища в средневодном году

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основное и вспомогательное оборудование

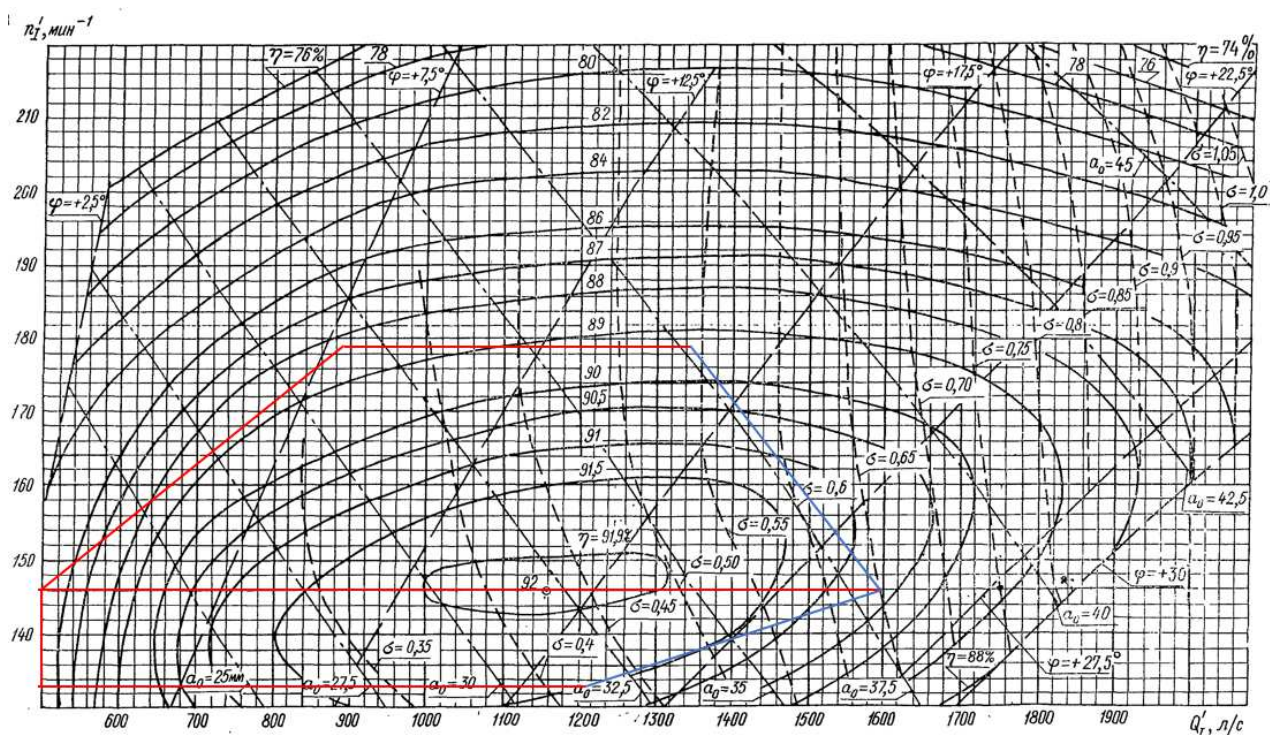


Рисунок Б.1 – Главная универсальная характеристика ПЛ20-В-475

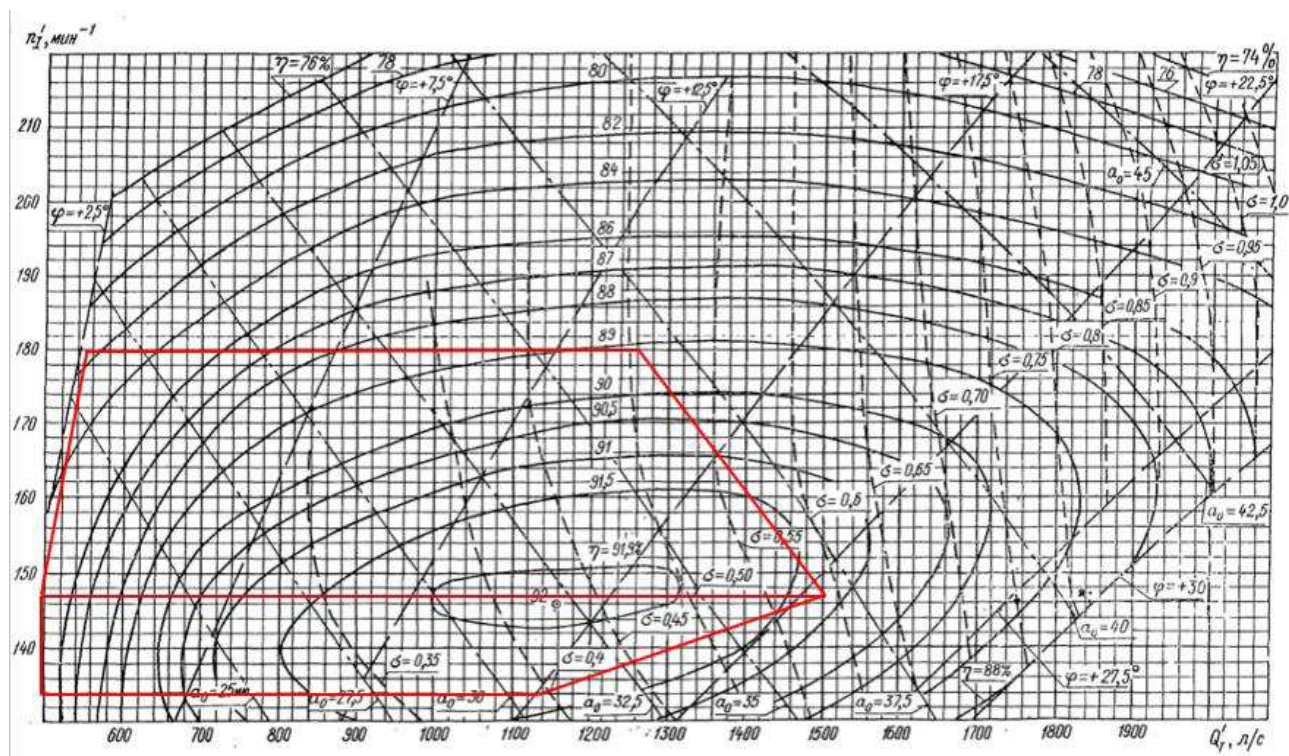


Рисунок Б.2 – Главная универсальная характеристика ПЛ20-В-600

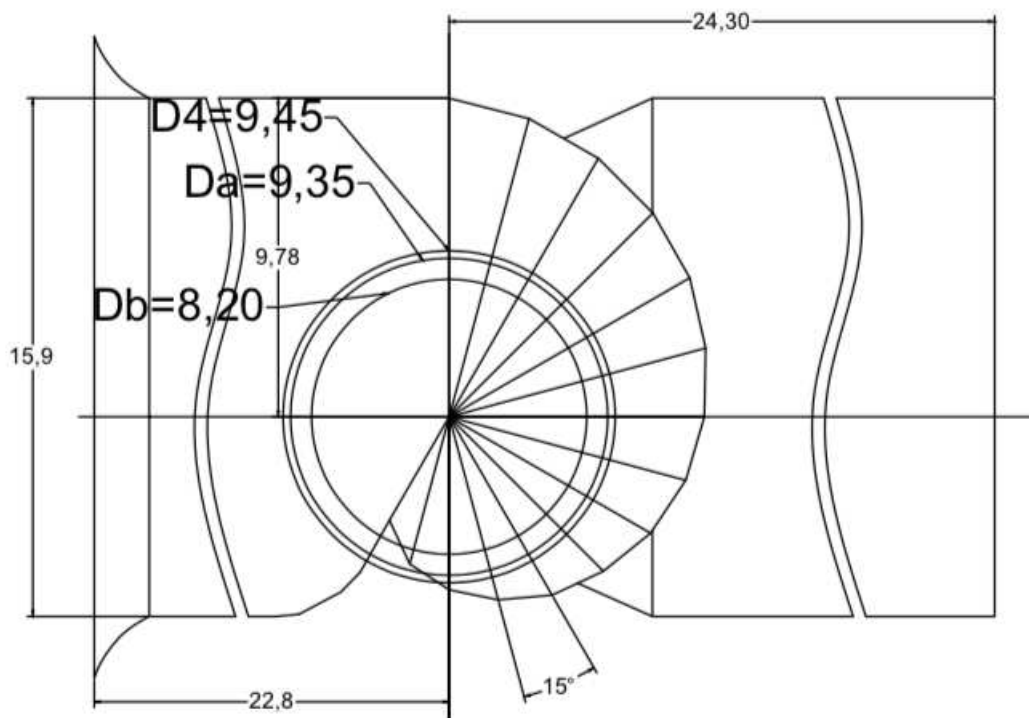


Рисунок Б.3 – План спиральной камеры

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Геологический разрез по створу плотины реки Олёкма

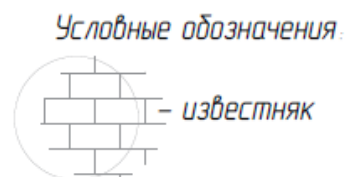
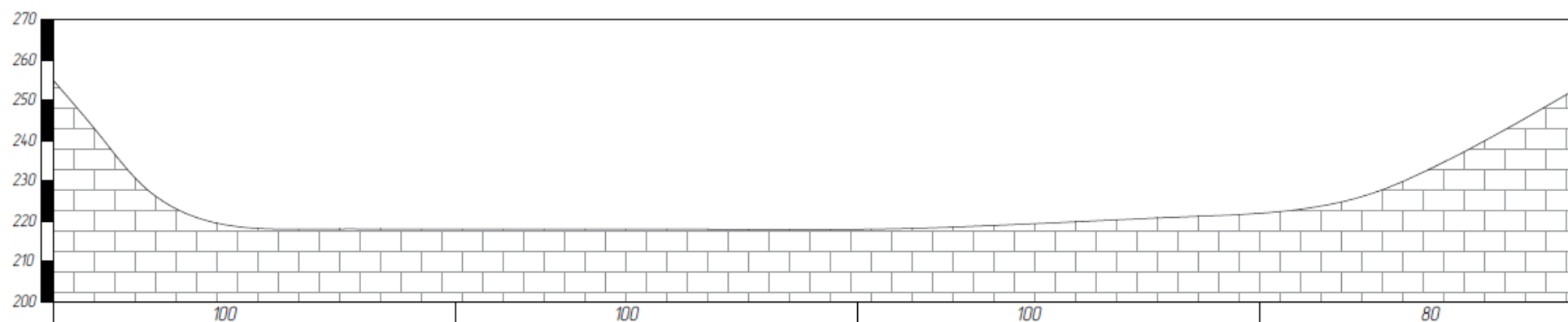


Рисунок В.1 – Геологический разрез по створу плотины реки Олёкма

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Таблица уставок и матрица отключений защит

Таблица Г.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,63 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,09 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,28 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,1	-	
ЗПН	$U >$	2ступень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,29 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,63 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,17 \cdot I_H$	0,71 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,48 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,60 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,224 \cdot I_{НОМ}$	5,12 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	-	1,3 Ом
		2 ступень	Z_{II}	-	3,4 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_p СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	2,25 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	2,31 А
		Отсечка	$I_p ПУСК.$	$2,19 \cdot I_{НОМ.P}$	4,60 А

Окончание Приложения Г

Таблица Г.2 – Матрица отключений защит

Действие/Защиты		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал		
Наименование	Обозначение									
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+	-	-	-		
ЗЗГ	U_0	t_1	-	-	-	-	-	+		
		t_2	-	-	-	-	-	+	-	
		t_3	+	+	+	-	-	-	-	
	U_0	t	+	+	+	-	-	-	-	
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+	-	-	-	-	-	
		2 ступень t_2	+	+	-	-	-	-	-	-
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО		-	-	-	-	-	+	
		ИО		+	+	-	-	-	-	-
		ОТС I	t_1	-	-	-	-	+	-	-
			t_2	+	+	-	-	-	-	-
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО		-	-	-	-	-	+	
		ИО		+	+	-	-	-	-	-
		ОТС	t_1	-	-	-	-	+	-	-
			t_2	+	+	-	-	-	-	-
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1	-	-	-	-	+	-	-
			t_2	+	+	+	-	-	-	-
		2 ступень	t_1	-	-	-	-	+	-	-
			t_2	+	+	-	-	-	-	-
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО		-	-	-	-	-	+	
		ИО		+	+	-	-	-	-	-
		Отсечка		+	+	-	-	-	-	-

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических
систем и электрических сетей
кафедра

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

«21» июня 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОЛЕКМИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ОЛЕКМА.
АППАРАТНАЯ НАДЕЖНОСТЬ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ**

Руководитель А.А. Ачитаев
подпись, дата

Зав. кафедры ГГЭЭС
Саяно-Шушенского филиала
СФУ
должность, ученая степень

А.А. Ачитаев
инициалы, фамилия

Выпускник А.А. Ворошилов
подпись, дата

А.А. Ворошилов
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2021