

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Томской ГЭС на реке Томь. Возможность применения термоконтроля для защиты тормозов-домкратов в системе торможения ГА, с внедрением в АСУ ТП».

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

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС.....	10
1.1 Природные условия	10
1.1.1 Климат.....	10
1.1.2 Гидрологические данные	10
1.1.3 Инженерно-геологические условия	12
1.1.4 Сейсмические условия	12
1.2 Аналоги проектируемого гидроузла.....	12
2 Водноэнергетические расчёты.....	13
2.1 Регулирование стока воды.....	13
2.1.1 Исходные данные.....	13
2.1.2 Определение максимальных расчётных расходов	13
2.1.3 Кривые обеспеченности расходов.....	14
2.1.4 Выбор расчётного маловодного и средневодного года.....	15
2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов.....	17
2.2.1 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы.....	17
2.2.2 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году .	19
2.2.3 Определение установленной мощности проектируемой ГЭС	20
2.2.4 Баланс мощности	21
2.2.5 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году.....	22
3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС.....	24
3.1 Выбор числа и типа агрегатов.....	24
3.1.1 Построение режимного поля.....	24
3.1.2 Выбор системы и количество гидроагрегатов	26
3.2 Гидромеханический расчёт спиральной камеры	31
3.3 Расчёт деталей и узлов гидротурбины	33
3.3.1 Расчёт вала на прочность	33
3.3.2 Расчёт подшипника	33
3.4 Выбор типа серийного генератора.....	35
3.5 Основные параметры гидрогенератора.....	35
3.6.1 Выбор типа маслонапорной установки.....	36

3.6.2 Выбор электрогидравлического регулятора	36
4 Электрическая часть	37
4.1 Выбор структурных схем электрических соединений ГЭС	37
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС	37
4.2.1 Выбор синхронных генераторов	37
4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схем с одиночным блоком ...	38
4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схем с укрупненным блоком	39
4.2.4 Выбор трансформатора собственных нужд	41
4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий, распределительного устройства и марки проводов воздушных линий	41
4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета	42
4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	43
4.6 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin	44
4.6.1 Расчет исходных данных	44
4.6.2 Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»	45
4.7 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима	47
4.8 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ	47
4.9 Выбор трансформаторов тока и напряжения	49
4.10 Выбор параметров КРУЭ	49
5 Релейная защита и автоматика	51
5.1 Расчет номинальных токов	51
5.2 Перечень защит основного оборудования	52
5.3 Описание защит и расчёт их уставок	53
5.3.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IDG)	53
5.3.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора	56
5.3.3 Защита от повышения напряжения ($U_{1>}$), ($U_{2>}$)	58
5.3.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)	58
5.3.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)	62
5.3.6 Дистанционная защита генератора	64

5.3.7 Защита от перегрузки обмотки ротора.....	67
5.4 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	69
5.5 Таблица уставок и матрица отключений защит	69
6 Компонировка сооружения гидроузла.....	70
6.1 Проектирование водосливной плотины.....	70
6.1.1 Определение отметки гребня грунтовой плотины	70
6.1.2 Расчет параметров волнового воздействия	70
6.2 Гидравлические расчеты.....	73
6.2.1 Определение ширины водосливногo фронта	73
6.2.2 Определение отметки гребня водослива.....	74
6.2.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае	75
6.2.4 Построение профиля водосливной грани.....	76
6.2.5 Пропуск расходов через донный аварийный водосброс	77
6.2.6 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	78
6.2.7 Расчет водобойной стенки	79
6.2.8 Расчет водобойного колодца.....	80
6.2.9 Водобой.....	81
6.3 Конструирование плотины	81
6.3.1 Определение ширины подошвы плотины	81
6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами.....	83
6.3.3 Быки	83
6.3.4 Устои.....	83
6.3.5 Дренаж тела бетонных плотин	84
6.3.6 Галереи в теле плотины	84
6.4 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины	84
6.4.1 Противофильтрационная завеса.....	84
6.4.2 Дренажные устройства в основании	85
6.5 Определение основных нагрузок на плотину	86
6.5.1 Вес сооружения.....	86
6.5.2 Расчет гидростатического давления воды.....	86
6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления.....	87
6.5.4 Сила фильтрационного давления.....	87
6.5.5 Давление грунта	88

6.5.6 Расчет волнового давления	89
6.6 Расчет прочности плотины	90
6.6.1 Определение напряжений	90
6.6.2 Критерии прочности плотины.....	92
6.6.3 Расчет устойчивости плотины	93
7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды.....	95
7.1 Безопасность гидротехнических сооружений.....	95
7.2 Требования по охране труда и техники безопасности для работников Томской ГЭС.....	95
7.2.1 Общие положения.....	95
7.2.2 Охрана труда Томской ГЭС	97
7.3 Пожарная безопасность	100
7.3.1 Общие требования к пожарной безопасности.....	100
7.3.2 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС.....	101
7.3.3 Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках	102
7.4 Охрана окружающей среды	103
7.4.1 Охрана природы.....	103
7.4.2 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов.....	104
7.4.3 Водоохранная зона.....	105
7.4.4 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции	106
7.5 Отходы, образующиеся при строительстве Урукхайской ГЭС	108
8 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации ...	109
8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии	109
8.2 Текущие расходы по гидроузлу	109
8.3 Налоговые расходы.....	112
8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	113
8.5 Оценка инвестиционного проекта	114
8.6 Коммерческая эффективность	115
8.7 Бюджетная эффективность	116
8.8 Анализ чувствительности.....	116
9 Возможность применения термоконтроля для защиты тормозов-домкратов в системе торможения ГА, с внедрением в АСУ ТП	119
9.1 Необходимость контроля за положением систем торможения ГА.....	119
9.2 Инфракрасное измерение температуры.....	119

9.3 Принцип инфракрасного измерение температуры	119
9.4 Коэффициент излучения.....	120
9.5 Принцип работы пирометров.....	121
9.6 Виды пирометров.....	121
9.7 Схема подключения MLX90614 к Ардуино	125
9.8 Программа опроса инфракрасного термометра на Arduino Uno.....	126
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	127
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Анализ исходных данных.....	129
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Водно-энергетические расчеты.....	131
ПРИЛОЖЕНИЕ В. Основное и вспомогательное оборудование	135
ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Таблица уставок и матрица отключений	139

Сокращённый паспорт Томской ГЭС

1. Наименование реки.....Томь (правый приток Оби)
2. Местонахождение ГЭС.....Кемеровская область
3. Тип проектируемой установки.....ГЭС
4. Характерные расходы воды:
 - а) Среднемноголетний.....322 м³/с
 - б) максимальный с обеспеченностью:
 - I. 0.1%.....2060 м³/с
 - II. 0.01%.....2422 м³/с
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока.....годовой
 - б) отметка:
 - I. НПУ.....161,00 м
 - II. ФПУ.....162,20 м
 - III. УМО.....160,00 м
 - в) объёмы:
 - I. полный.....28,33 км³
 - II. полезный..... 4,41 км³
6. Напоры ГЭС
 - а) максимальный.....29,10 м
 - б) расчетный.....24,96 м
 - в) минимальный.....24,35 м
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность установленная.....167 МВт
 - б) среднемноголетняя выработка электроэнергии.....631 млн.кВт·ч
8. Плотина (общая длина/максимальная высота)
 - а) здание ГЭС руслового типа.....96,00 м/37,20 м
 - б) водосливная бетонная плотина.....56,00 м/37,20 м
 - в) правобережная каменно-земляная плотина.....1000,1 м/37,20 м
9. Водобросные сооружения:
 - а) тип.....поверхностный водослив
 - б) число и размер пролётов.....4x10
 - в) общая длина.....56,00 м
 - г) максимальная высота.....37,20
10. Здание ГЭС:
 - а) тип здания.....русловое
 - б) число агрегатов.....3
 - в) грунты в основании.....граниты
 - г) тип спиральной камеры.....бетонная трапецеидальная
 - д) тип отсасывающей трубы.....изогнутая
11. Основное оборудование:

- а) тип турбин.....ПЛ 30/800-В-46
- б) тип генератора..... СВ-840/150-52
- в) номинальная активная мощность.....45 МВт
- г) частота вращения.....115,4 об/мин
- д) тип трансформаторов..... ТДЦ-80000/200

12. Техничo-экономические показатели:

- а) срок окупаемости.....121 месяц (10 лет)
- б) себестоимость.....3,07 руб/кВт*ч
- в) удельные капиталовложения.....66305,4 руб/кВт

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

Самая большая и полноводная река Кемеровской области – Томь, правый приток Оби. Река берет свое начало на западном склоне Абаканского хребта и впадает в реку Обь. Длина реки – 827 км, протяженность участка реки в пределах Кемеровской области – 596 км. Бассейн реки вытянут в северо-западном направлении на 485 км. Он занимает западные склоны Кузнецкого Алатау, Горную Шорию и межгорную Кузнецкую котловину.

Основные притоки предоставлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Основные притоки реки Томь.

Название притока	Тайдон	Нижняя Терсь	Верхняя Терсь
Среднегодовой расход (м ³ /с)	49,8	40,62	42,3

Водопотребителями реки Томь являются 37 предприятий городов и районов области.

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Климат умеренно-континентальный циклический, отличается значительными суточными и годовыми амплитудами, более длительным зимним периодом. Среднегодовая температура равна -0,6 0С, средняя июля +18,1 0С, января -19,2 0С. Климатические характеристики северной части области отличаются большей суровостью и продолжительностью зимнего сезона. Средняя температура меняется в течение года на 40 °С. Преобладают ветры юго-западного и западного направлений. Максимальная скорость ветра 24 м/с.

1.1.2 Гидрологические данные

Река имеет смешенное питание 25-40% приходится на осадки, 35-55% на талый снег и 25-35% на грунтовое питание. Ряд гидрологических наблюдений за рекой Томь за период 1933-1982 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Кривые связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблицах 1.2-1.3 и на рисунках 1.1-1.2.

Таблица 1.2 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

Zвб, м	131,03	138,42	146,10	150,94	154,00	156,03	157,94	159,06	160,01	160,94	161,34	161,49
V, км ³	0	2	5	8	11	14	18	21	24	28	31	34

Таблица 1.3 - Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа

Q _{нб.} лето, м ³ /с	0	40	84	144	208	280	376	480	620	920	1440
Q _{нб.} зима, м ³ /с	0	50	105	180	260	350	470	600	770	1080	1800
Z _{нб.} , м	131	131,5	132	132,5	133	133,5	134	134,5	135	135,5	136

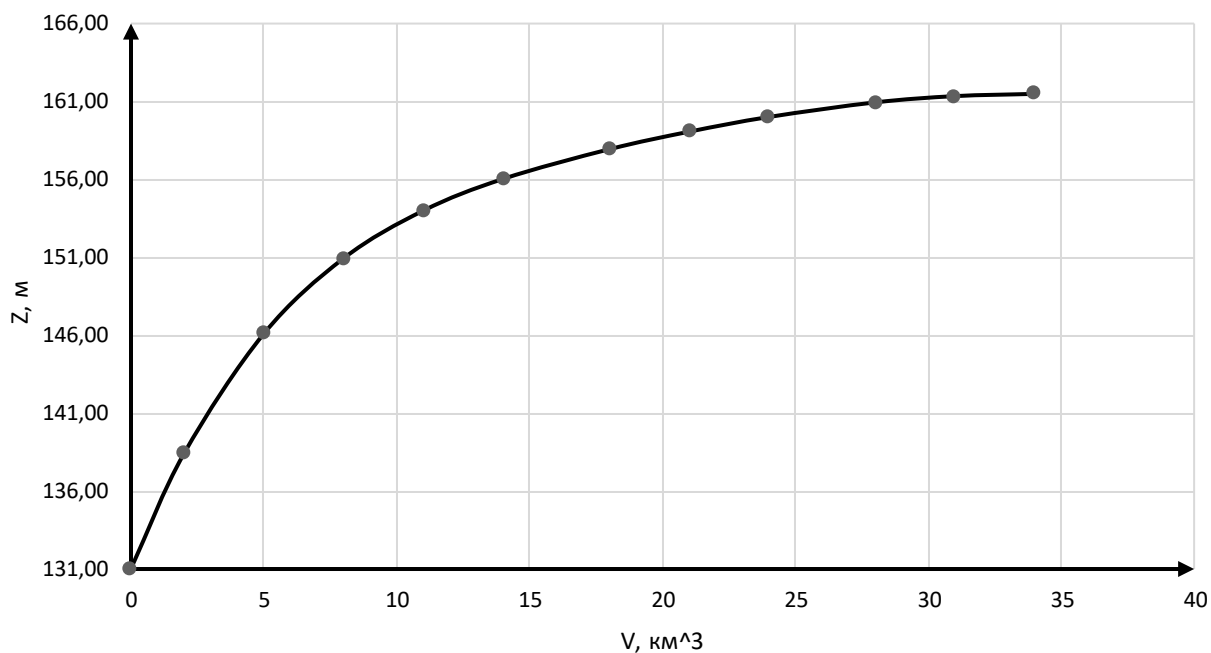


Рисунок 1.1 – График зависимости $Z_{ВБ} = f(F)$

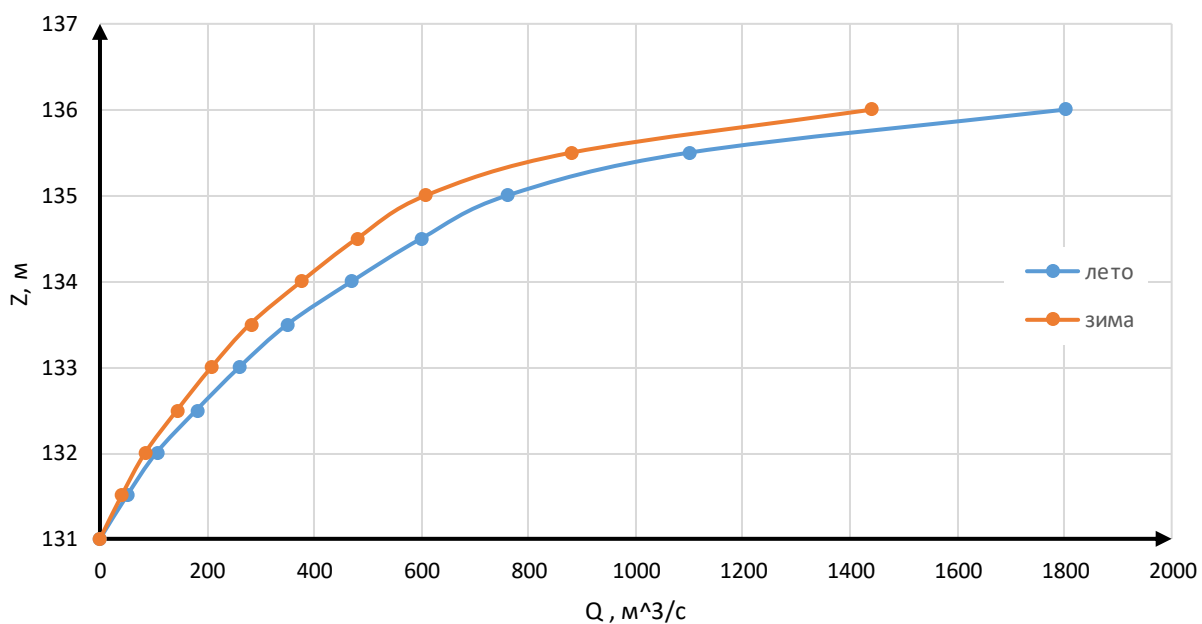


Рисунок 1.2 – График зависимости $Z_{нб} = f(Q)$

1.1.3 Инженерно-геологические условия

В основании сооружения залегают скальные породы. Ширина створа по НПУ 1100 м. Отметка дна 130 м.

1.1.4 Сейсмические условия

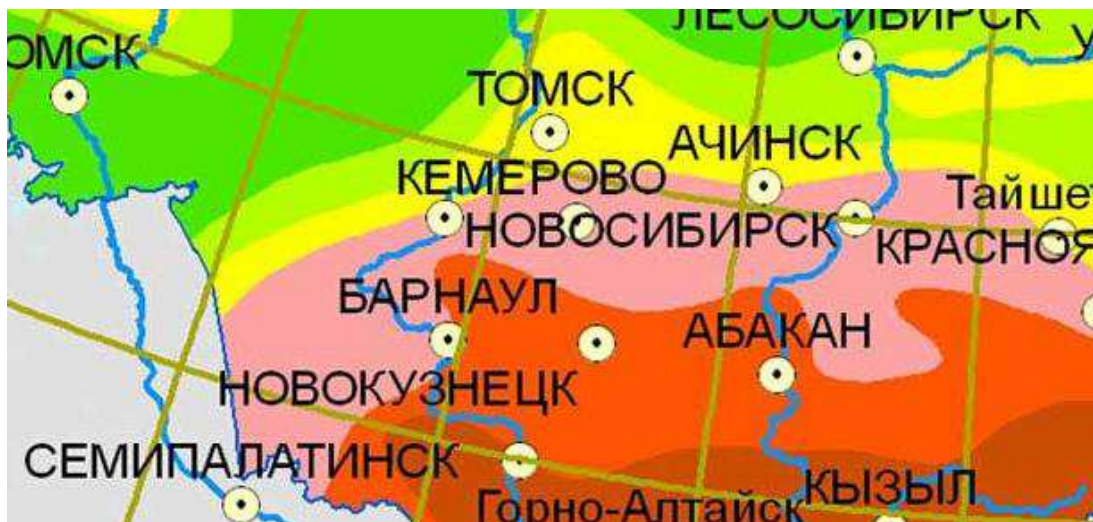


Рисунок 1.3 – Сейсмика региона

Особенности тектонического строения Томского района (рисунок 1.3) обусловлены его положением в зоне сочленения двух крупных структур - Томь-Колыванской складчатой зоны и Западно-Сибирской плиты. Граница между ними условно проводится по долине р. Томи, а затем по её правому притоку - р. Большой Киргизке. Расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Томской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% равна 8 баллам шкалы MSK-64.

1.2 Аналоги проектируемого гидроузла

В ходе проектирования были выбраны в качестве аналогов следующие станции: – Нижне-Бурейская ГЭС – в турбинно-генераторной части.

2 Водноэнергетические расчёты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Исходные данные

-Энергосистема: Новосибирское РДУ

-Годовой максимум нагрузки энергосистемы:

$$P_c^{max} = 1184 \text{ МВт};$$

-Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в НБ:

$$K_z = 0,8;$$

-Коэффициент мощности:

$$k_N = 8,7;$$

-Потери напора в водоподводящих сооружениях:

$$\Delta h = 0,3 \text{ м};$$

-Отметка НПУ 161 м;

-Отметка дна 130 м;

-Средняя скорость реки Томь 0,33 м/с, а на перекатах 1,75 м/с;

Требования участников ВХК и потери воды указаны в таблице 2.1

Таблица 2.1 – Потери воды из водохранилища

Характеристики	Месяц											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q, м ³ /с												
Требования ВХК	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Фильтрация	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Испарение	0	0	1	2	2	6	5	5	4	2	1	1
Льдообразование	3	5	0	-8	-8	0	0	0	0	0	5	3
Q _{сан.попуск} , М ³ /с	60											

2.1.2 Определение максимальных расчётных расходов

Максимальные расходы (приложение А, таблица А.1) располагаются в порядке убывания для заполнения таблицы А.2 приложения А и определяем следующий коэффициент:

$$K = \frac{Q_n}{Q_{cp}} \quad (2.1)$$

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

Q_{cp} – средний многолетний максимальный расход.

Коэффициент вариации ряда максимальных годовых расходов:

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(K-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{3,774}{50}} = 0,27; \quad (2.2)$$

$$C_s = \frac{\sum(K-1)^3}{nC_v^3} = \frac{0,983}{50 \cdot 0,27^3} = 0,99; \quad (2.3)$$

Средняя квадратическая ошибка вычисления коэффициентов вариации равна:

$$\delta_{cv} = \pm \frac{\sqrt{1+3C_v^2}}{\sqrt{2(n-1)}} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{1+3 \cdot 0,27^2}}{\sqrt{2 \cdot 49}} \cdot 100\% = 11,15\%; \quad (2.4)$$

2.1.3 Кривые обеспеченности расходов

Исходя из представленного гидрологического ряда за 50 лет наблюдений для реки Томь за 1933-1982 гг. (приложение А, таблица А.1) необходимо определить расходы маловодного и средневодного года.

Для этого разделим каждый год на два периода – многоводный (половодье) и маловодный (межень). К многоводным будут относиться месяцы, в которых расход был больше или равен средневодному, тогда остальные месяцы составят маловодный период. По результатам половодными принимаются 5-9 месяцы, оставшиеся - маловодными.

Ранжируем расходы в порядке убывания и рассчитываем обеспеченность по формуле:

$$p(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100\% \quad (2.5)$$

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

n - общее число членов ряда.

Результаты расчётов представлены в приложении Б, таблица Б.1.

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

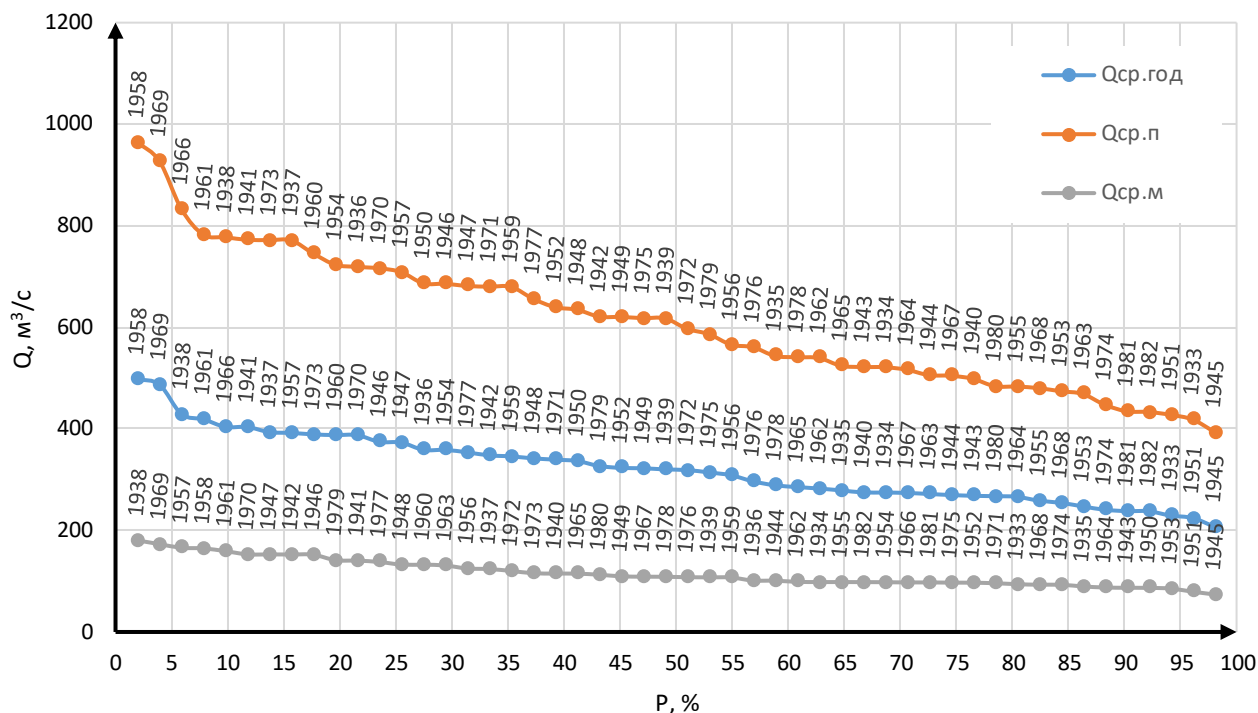


Рисунок 2.1 - Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

2.1.4 Выбор расчётного маловодного и средневодного года

По расчетным обеспеченностям определятся маловодный год с обеспеченностью 90% (соответствует 1981 год) и средневодный год с обеспеченностью 50%. На графике отсутствует конкретный год для $P=50\%$, поэтому определяем ближайшие годы от расчетной обеспеченности: 1939 и 1972 годы.

Находим коэффициенты приведения по межени и половодью.

Для 1939 года:

$$K_{п 50\%} = \frac{Q_{п 50\% \text{ базовое}}}{Q_{п 1939}} = \frac{607,5}{618} = 0,98 \quad (2.6)$$

$$K_{м 50\%} = \frac{Q_{м 50\% \text{ базовое}}}{Q_{м 1939}} = \frac{108,5}{120} = 0,90 \quad (2.7)$$

Для 1972 года:

$$K_{п 50\%} = \frac{Q_{п 50\% \text{ базовое}}}{Q_{п 1972}} = \frac{607,5}{579} = 1,02 \quad (2.8)$$

$$K_{м 50\%} = \frac{Q_{м 50\% \text{ базовое}}}{Q_{м 1972}} = \frac{108,5}{108} = 1,00 \quad (2.9)$$

Сравниваем результаты и принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов. Далее умножаем месяцы, относящиеся к половодью на $K_{п}$, а месяцы относящиеся к межени на $K_{м}$, заносим результаты в таблицу 2.2. Исходя из полученных значений коэффициентов, средневодным будет 1972 год.

Для 90% обеспеченности приходится 1981 год. Вычислим приведенные коэффициенты маловодного года:

$$K_{п\ 90\%} = \frac{Q_{п\ 90\% \text{ базовое(1965г)}}}{Q_{п\ 1981}} = \frac{435}{435} = 1,00 \quad (2.10)$$

$$K_{м\ 90\%} = \frac{Q_{м\ 90\% \text{ базовое(1965г)}}}{Q_{м\ 1981}} = \frac{87}{98} = 0,89 \quad (2.11)$$

Требуется дополнительная корректировка при выполнении следующего условия: объем сезонного и годового стока должен остаться неизменным до корректировки и после нее. Это значит, что месяцы, где расход средневодного года меньше, чем маловодного необходимо скорректировать в сторону увеличения за счет снижения расходов в другие месяцы, но обязательно относящиеся к одному и тому же периоду (сезону). Гидрограф средневодного и маловодного года представлен на рисунке 2.2.

Таблица 2.2 – Средневодный (1939) и маловодный год (1972)

месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q90%, м3/с	45	48	53	210	240	603	473	457	400	177	90	60
Q50%, м3/с	49	48	53	253	773	658	607	547	400	210	136	92

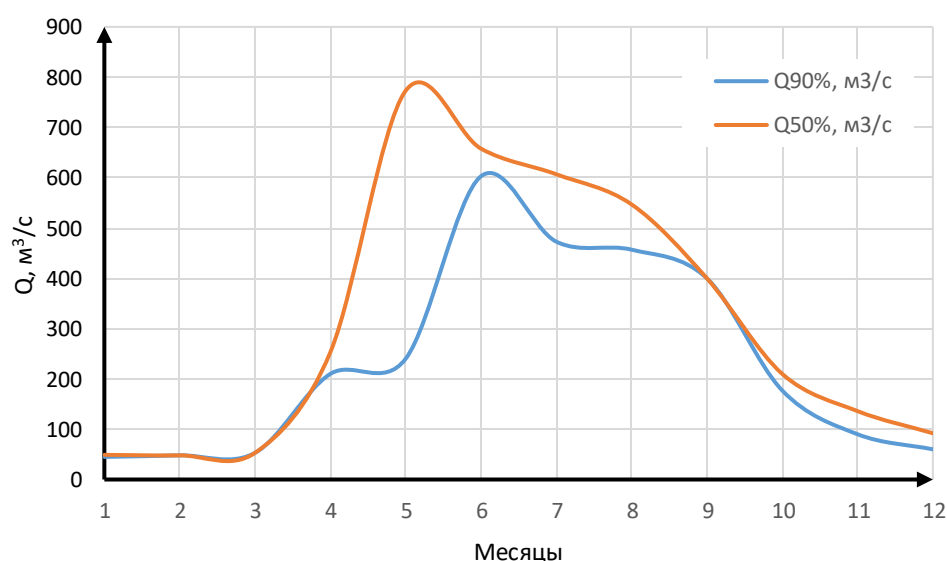


Рисунок 2.2 – Гидрограф средневодного и маловодного года

2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов

2.2.1 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

Расчеты начинают с определения продолжительности и глубины сработки водохранилища. Для выбранного расчетного маловодного года (1981г) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q^{пр90\%} \cdot H_{ГЭС}^{подв} \quad (2.12)$$

где k_N – коэффициент мощности, $k_N = 8,7$;

$Q^{пр90\%}$ – полезный бытовой расход расчетного маловодного года, $м^3/с$;

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

$$H_{ГЭС}^{подв} = Z_{ВБ} - Z_{НБ}(Q_{НБ}(t)) - \Delta h \quad (2.13)$$

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

$Z_{НБ}(Q_{НБ}(t))$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривой связи, м;

Δh - потери напора в водоподводящих сооружениях:

$$\Delta h = 0,3 \text{ м}$$

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

$$N_{ВХК} = k_N \cdot Q_{ВХК} \cdot H_{ГЭС}^{подв} \quad (2.14)$$

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

Результаты расчёта представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Режим работы без регулирования с учетом ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{быт90\%}, м^3/с$	45	48	53	210	240	603	473	457	400	177	90	60
$Q_{полезн}, м^3/с$	40	40	50	213	242	595	466	450	394	173	82	55
$Z_{вб}, м$	161	161	161	161	161	161	161	161	161	161	161	161

Продолжение таблицы 2.3

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Z _{нб} , м	132	132	132	133	133	135	134	134	134	133	132	132
Н _{полезн} , м	29,1	29,1	29,0	27,7	27,8	26,2	26,7	26,7	27,0	27,9	28,7	29,0
Z _{вб(вхк)} , м	161	161	161	161	161	161	161	161	161	161	161	161
Z _{нб(вхк)} , м	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132
Н(вхк), м	28,4	28,4	28,4	28,4	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,4	28,4	28,4
N _{вхк} , МВт	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
N _{быт} , МВт	10	10	40	51	59	135	108	105	92	42	20	14
N _{быт} – N _{вхк}	-19,5	-19,4	10,4	21,6	28,8	105,6	78,3	74,8	62,6	12,4	-9,2	-15,9

Расчет выполняется для того, чтобы определить месяцы, в которые ГЭС будет работать на расходах, превышающих требования ВХК. Мощность, которую мы можем распределить в месяцы регулирования, рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{изб}} = N_{\text{быт}} - N_{\text{вхк}} = 330 \text{ МВт} \quad (2.15)$$

Избыточную мощность распределяем равномерно по графику. Таким образом у нас 4 месяца под регулированием. Баланс энергии представлен в таблице 2.4 и на рисунке 2.3.

Таблица 2.4- Данные для построения баланса энергии

t, мес.	R _{ср} , МВт	N _{сущ.гэс} , МВт	N _{быт} , МВт	N _{вхк} , МВт
1	1116	120	10	30
2	1075	110	10	30
3	1005	100	40	30
4	923	90	51	30
5	853	85	59	30
6	812	80	135	30
7	812	80	108	30
8	852	85	105	30
9	923	90	92	30
10	1004	100	42	30
11	1075	110	20	30
12	1116	120	14	30

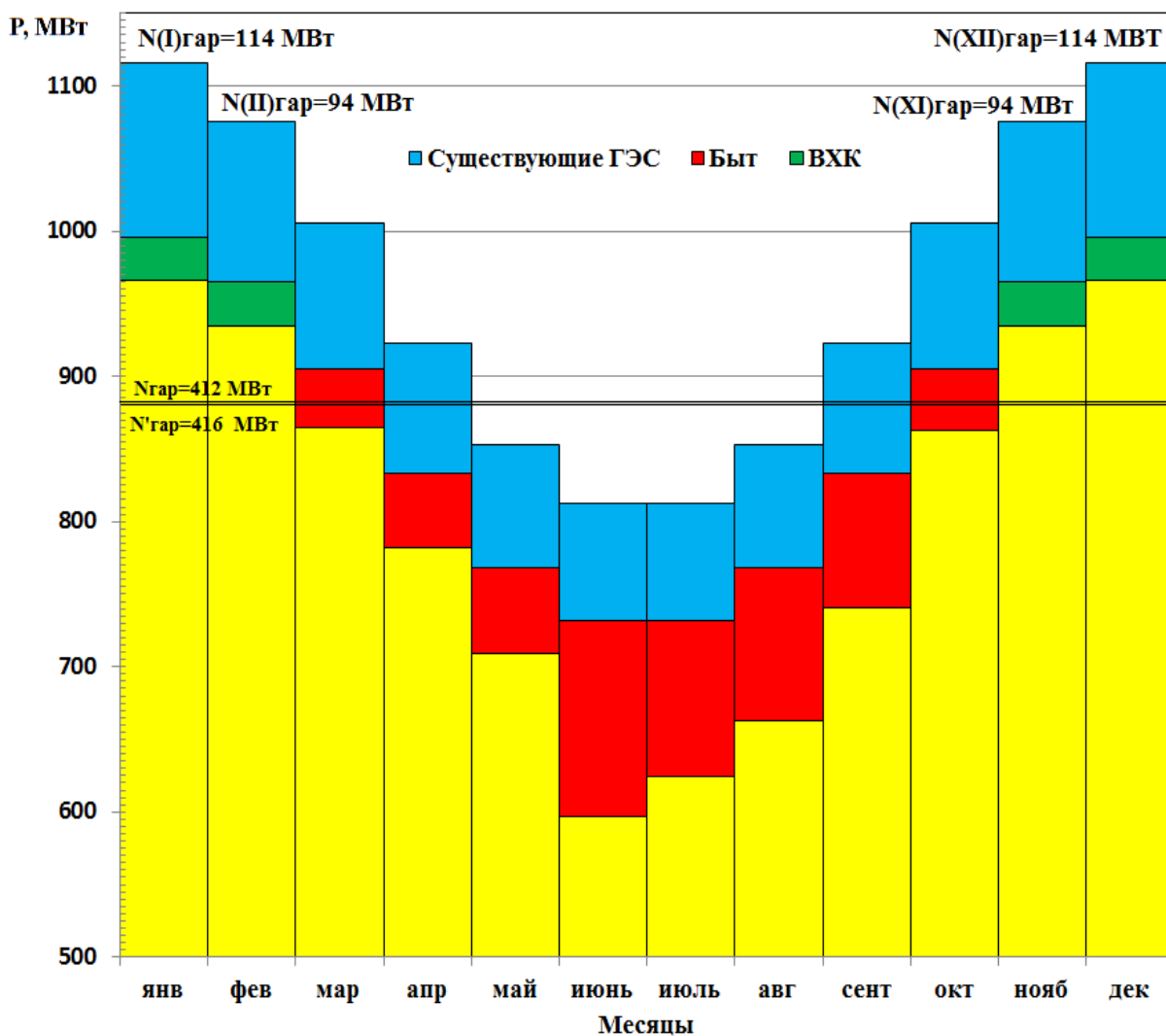


Рисунок 2.3 - Баланс энергии для проектируемой ГЭС
 $N_{гар}=412$ МВт; $N'_{гар}=416$ МВт

С помощью баланса энергии решается вопрос о начале сработки водохранилища. Начинается сработка в первый месяц после окончания половодья, когда бытового притока не хватает на выдачу расхода по ВХК, либо на выдачу гарантированной мощности. Таким образом, 10 месяц – месяц начала сработки водохранилища.

2.2.2 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

Расчет режима работы ГЭС в маловодном году производится для определения среднемноголетней выработки. Строится график сработки-наполнения водохранилища для маловодного года.

Расчет начинаем, когда водохранилище наполнено и уровень воды в нем равен $V_{НПУ} = 161$ м. Месяц, в который начинается сработка водохранилища принимается первый после половодья, в нем мощность ВХК превышает мощность проектируемой ГЭС по водотоку, в нашем случае это октябрь.

Регулируя расходом ГЭС, мы совершаем регулирование мощности. Уровни верхнего и нижнего бьефа определяются с помощью кривых связей.

В результате расчёта первой итерации начальные объемы и отметки меньше конечных, это значит водохранилище переполнено, чтобы это исправить необходимо увеличить гарантированную мощность и должны быть соблюдены следующие условия:

$$Q_{НБ} = Q_{ВХК} \quad (2.16)$$

$$Z_{ВБнач} = Z_{ВБкон} \quad (2.17)$$

$$N_{ГЭС} = N_{Гар} \quad (2.18)$$

После повышения гарантированной мощности (приложение Б, таблица Б.2) в таблице мы получим точный расчет, так как все выше приведенные условия выполняются.

С учетом новой гарантированной мощности изменяем на балансе энергии линию гарантированной мощности $N_{Гар}=412$ МВт на $N'_{Гар}=416$ МВт.

2.2.3 Определение установленной мощности проектируемой ГЭС

На интегральной кривой нагрузки определяется место работы существующей электростанции (Новосибирская ГЭС) и проектируемой (Томская ГЭС). Формулы расчета мощностей и выработки для треугольников проектируемой ГЭС:

$$N_{Гар} = \frac{8,7 \cdot Q_{ГЭС} \cdot H_{ГЭС}}{1000} \quad (2.19)$$

$$\mathcal{E}_{Гар} = \frac{N_{Гар} \cdot 24}{1000} \quad (2.20)$$

$$N_{баз} = \frac{8,7 \cdot Q_{сан\ поп} \cdot H_{ГЭС}}{1000} \quad (2.21)$$

$$\mathcal{E}_{баз} = \frac{N_{баз} \cdot 24}{1000} \quad (2.22)$$

$$\mathcal{E}_{пик} = \mathcal{E}_{Гар} - \mathcal{E}_{баз} \quad (2.23)$$

$$N_{раб} = N_{баз} + N_{пик} \quad (2.24)$$

ИКН каждого месяца используют для того, чтобы найти рабочую мощность ГЭС в каждом месяце. Так как ИКН для противоположных месяцев схожи, то считаем их одинаковыми. Тогда для декабря и января нам понадобится

одна ИКН. ИКН для декабря (января) представлена на рисунке Б.1 приложение Б, таблица 2.5.

Таблица 2.5 - Мощность и выработка для построения треугольников проектируемой ГЭС

Qсан поп, м ³ /с	Н гэс, м	Месяц	Nгар, МВт	Эгар, млн кВт·ч	Qгэс, м ³ /с	Nбаз, МВт	Эбаз, млн кВт·ч	Nпик, МВт	Эпик, млн кВт·ч	Nраб, МВт
60	25	1	110	3	492	13	0,3	151	2,3	164
60	26	2	90	2	403	13	0,3	117	1,8	130
60	28	3	37	1	158	14	0,3	32	0,6	46
60	28	4	25	1	103	14	0,3	22	0,2	36
60	28	5	25	1	103	14	0,3	22	0,2	36
60	28	6	25	1	103	15	0,4	22	0,3	37
60	28	7	25	1	103	15	0,4	22	0,3	37
60	28	8	25	1	103	15	0,4	22	0,3	37
60	28	9	25	1	103	15	0,4	22	0,3	37
60	28	10	37	1	154	15	0,4	31	0,5	46
60	26	11	90	2	388	14	0,3	116	1,8	130
60	26	12	110	3	488	14	0,3	150	2,3	164

2.2.4 Баланс мощности

Строим на графике максимальных мощностей. При составлении баланса учитываем нагрузочный резерв, который принимается равным 2% от P_{\max} и аварийный резерв, который составляет 8% от P_{\max} . Нагрузочный расположен на существующей ГЭС, проектируемой ГЭС и существующих ТЭС.

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез}}^{\text{ГЭС}} \quad (2.25)$$

Установленная мощность проектируемой ГЭС равна:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = 167 \text{ МВт}$$

Установленную мощность ТЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ТЭС}} = N_{\text{раб.}}^{\text{ТЭС}} + N_{\text{а.р.}}^{\text{ТЭС}} + N_{\text{н.р.}}^{\text{ТЭС}} \quad (2.26)$$

Капитальные ремонты оборудования производится с учетом технико-экономических особенностей. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, в которых оно не полностью используется.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст.}}^{\text{пр.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{168}{6} = 28 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год} \quad (2.27)$$

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

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{4 \text{ мес}} = \frac{972}{4} = 41 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год} \quad (2.28)$$

Баланс мощности энергосистемы в маловодном году представлены на рисунке 2.4 и в приложении Б в таблице Б.3.

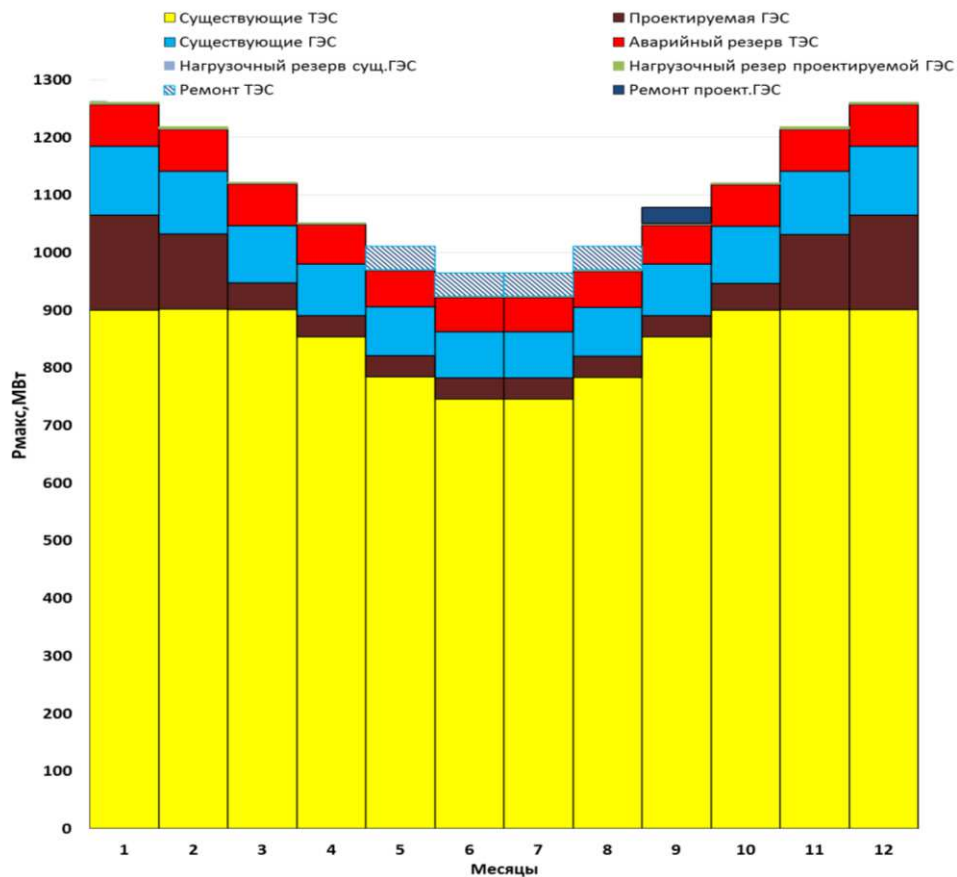


Рисунок 2.4 - Баланс мощности

2.2.5 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году

Задача ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году состоит в том, чтобы определить среднемноголетнюю выработку.

Строится график, на котором отображаются сработка-наполнение водохранилища для средневодного и маловодного года. Выполнено два вида сработки: по отметкам маловодного года и по мощностям декабря, января. В итоге из двух методов взяли тот, где среднемноголетняя выработка больше.

После расчетов сравниваем таблицы, в нашем случае выработка в режиме по отметкам оказалась больше. График сработки - наполнения водохранилища проектируемой ГЭС в средневодном и маловодном годах представлен на рисунке 2.5.

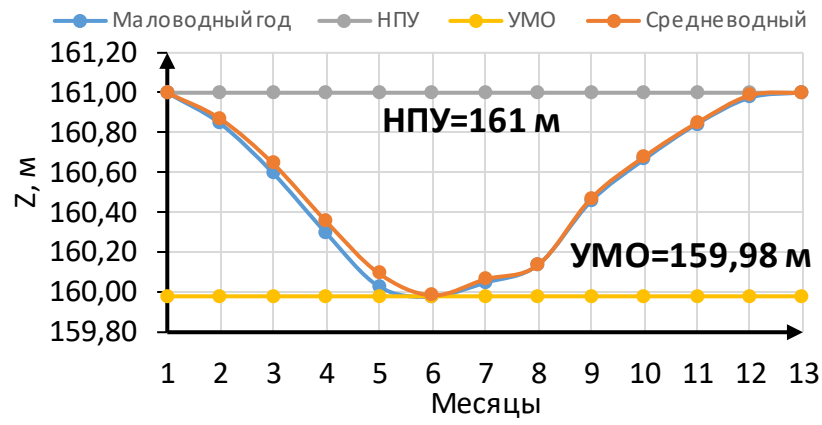


Рисунок 2.5 - График сработки - наполнения водохранилища проектируемой ГЭС в средневодном и маловодном годах

3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

Строится режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов, чтобы определить область допустимой работы проектируемой ГЭС.

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = z_{вб}(V_{сраб}) - z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h \quad (3.1)$$

где Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности:

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

где $k_N = 8,7$ – коэффициент мощности

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

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

где $Q_{ГЭС}^{max}$ – максимальная пропускная способность ГЭС.

Ограничение по минимальному расходу $Q_{min}=Q_{сан\ попуск}=60 \text{ м}^3/\text{с}$

Далее строится режимное поле с учетом всех указанных ограничений, из которого определяем диапазон изменения напоров и расходов. Данные для построения режимного поля представлены в таблице 3.1

Таблица 3.1 - Расчет режимного поля

Q _{нб} , м ³ /с	Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по пропускной способности ГЭС		Линии ограничения по расчету установленной мощности	
	Z _{нб} (лето), м	Z _{нб} (зима), м	Н нпу, м	Н умо, м	Н ^I звб, м	Н, м	Q, м ³ /с	Н, м	Q, м ³ /с
0	131,00	131,00	29,70	28,68	29,30	650,180	29,7	773,652	24,96
50	131,50	131,62	29,20	28,06	28,68	657,172	29,38	773,021	24,92
100	131,94	132,13	28,76	27,55	28,17	664,316	29,07	772,390	24,88
150	132,32	132,57	28,38	27,11	27,73	671,617	28,75	771,759	24,84
200	132,65	132,95	28,05	26,73	27,35	679,081	28,44	771,127	24,80
250	132,95	133,29	27,75	26,39	27,01	686,712	28,12	770,494	24,76
300	133,22	133,60	27,48	26,08	26,70	694,517	27,80	769,861	24,72
350	133,48	133,88	27,22	25,80	26,42	702,501	27,49	769,227	24,68
400	133,71	134,13	26,99	25,55	26,17	710,671	27,17	768,593	24,63
450	133,93	134,37	26,77	25,31	25,93	719,033	26,86	767,958	24,59
500	134,13	134,58	26,57	25,10	25,72	727,594	26,54	767,323	24,55
550	134,32	134,77	26,38	24,91	25,53	736,362	26,22	766,688	24,51
600	134,50	134,94	26,20	24,74	25,36	745,343	25,91	766,051	24,47

Продолжение таблицы 3.1

Q _{нб} , м ³ /с	Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по пропускной способности ГЭС		Линии ограничения по расчету установленной мощности	
	Z _{нб} (лето), м	Z _{нб} (зима), м	Н нпу, м	Н умо, м	Н ^I звб, м	Z _{нб} (лето), м	Z _{нб} (зима), м	Н нпу, м	Н умо, м
650	134,66	135,08	26,04	24,60	25,22	754,546	25,59	765,415	24,43
700	134,81	135,20	25,89	24,48	25,10	763,979	25,28	764,777	24,39
750	134,95	135,30	25,75	24,38	25,00	773,652	24,96	764,139	24,35
800	135,07	135,38	25,63	24,30	24,92				
850	135,18	135,44	25,52	24,24	24,86				

Из построенного режимного поля определяем:

- максимальный напор $H_{\max} = 29,1$ м, в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу $Q_{\min} = Q_{\text{сан.попуск}} = 60$ м³/с;
- расчётный напор $H_{\text{расч}} = 24,96$ м, в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;
- минимальный напор $H_{\min} = 24,35$ м, в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

Режимное поле представлено на рисунке 3.1.

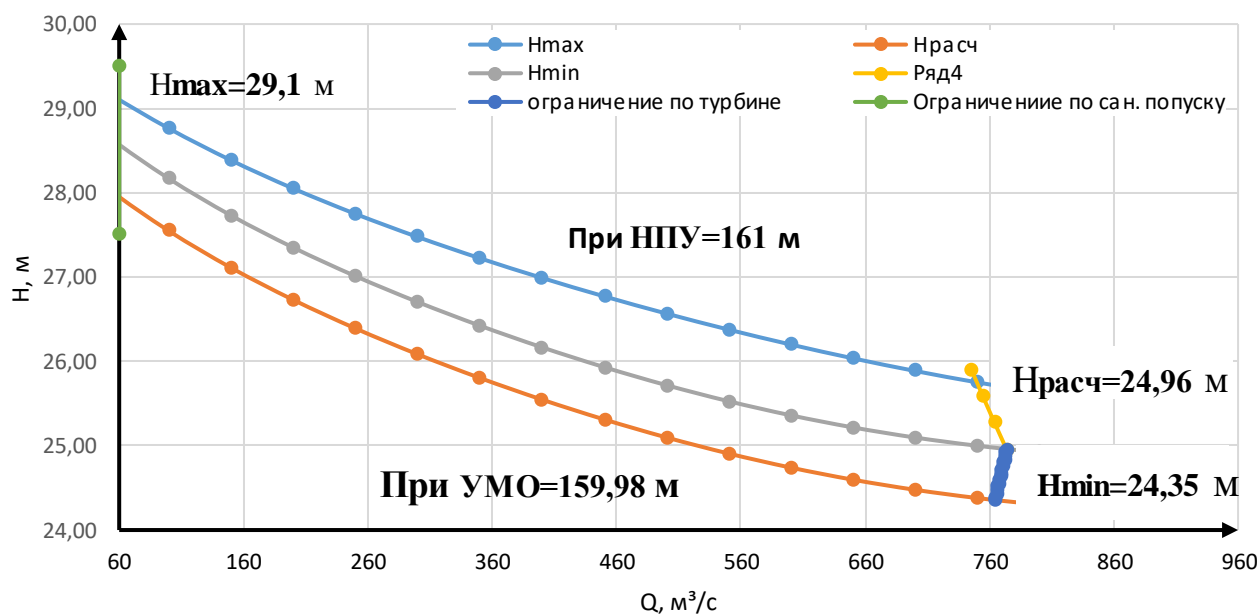


Рисунок 3.1 - Режимное поле Томского водохранилища.

3.1.2 Выбор системы и количество гидроагрегатов

Для известного диапазона изменения напора по справочным данным необходимо подобрать все возможные типы гидротурбин по условиям:

Значение предельного напора не должно быть меньше максимального напора, т.е. $H_{max} \leq H_{пред}$;

Отношение $\frac{H_{min}}{H_{max(турбины)}}$ должно быть не меньше справочных данных;

Таблица 3.2 – Турбинное оборудование

Параметр		ПЛ 30/800-В-46	ПЛ 30/5876-В46
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}, м$	30	30
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1opt}, об/мин$	126	130
КПД модели в расчетной точке	$\eta_{мод}(p1)$	0,887	0,890
Приведенный расход в расчетной точке	$Q_{max}(p1), л/с$	1760	1810
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1м}, м$	0,46	0,46
Напор модельной турбины	$H_{м}, м$	4	8
Температура	$t_{м}, ^\circ C$	5	21
Коэффициент вязкости	$\nu_{м} \cdot 10^6, м^2/с$	1,51	0,988

Из таблицы 3.1 данному диапазону напоров подходит два типа турбин представленных в таблице 3.2. Из представленных типов гидротурбин и их различных диаметров выбрана наиболее подходящая.

Задан ряд стандартных значений диаметров $D1$. Из намеченных вариантов гидротурбин рассчитали их параметры. Результаты расчетов представлены в таблицах 3.3 и 3.4.

Определяется КПД натурной турбины:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_m) \cdot [(1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1мод}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{мод}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_n}{\nu_{мод}}}], \quad (3.4)$$

где η_m - КПД модельной турбины;

$D_{1мод}$ - диаметр модельной турбины;

$H_{мод}$ - напор модельной турбины;

D_1 - диаметр натурной турбины;

H_p - расчетный напор натурной гидротурбины;

$\nu_n, \nu_{мод}$ - коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натуральных и модельных условий;

ε - коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям (принимается $\varepsilon=0,75$).

Определили мощность агрегата в расчетной точке:

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_G; \quad (3.5)$$

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

η_T - КПД натурной турбины;

η_G - КПД генератора.

Определили количество агрегатов (с последующим округлением до целого числа):

$$Z_{agr} = \frac{N_{уст.}}{N_{agr}}; \quad (3.6)$$

где $N_{уст.}$ - установленная мощность ГЭС ($N_{уст.} = 167$ МВт);

N_a - мощность агрегата.

Уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{уст.}^{ГЭС}}{Z_a}; \quad (3.7)$$

Определили поправку Δ_1 и синхронную частоту вращения гидротурбины n_c (с последующим округлением до стандартного значения):

$$\Delta_1 = \frac{\eta_H}{\eta_M}; \quad (3.8)$$

$$n'_c = \frac{n'_{Ip} \cdot \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1}; \quad (3.9)$$

n'_{Ip} - приведенная частота вращения модельной гидротурбины в расчетной точке (таблица 3.2).

Определили приведенные максимальную, расчётную и минимальную частоты вращения:

$$n'_{I\max} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\min})^{0,5}}; \quad (3.10)$$

$$n'_{I\text{расч}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{расч}})^{0,5}}; \quad (3.11)$$

$$n'_{I\min} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\max})^{0,5}}; \quad (3.12)$$

Определили произведение приведённого расхода в расчетной точке на КПД:

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T}; \quad (3.13)$$

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

Произведение для ограничения по генератору:

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{max}^{1,5} \cdot \eta_T}; \quad (3.14)$$

Приведенные расходы:

$$Q'_I = \frac{Q_{max}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}; \quad (3.15)$$

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}; \quad (3.16)$$

Результаты расчетов представлены в таблицах 3.3 и 3.4.

Таблица 3.3 – Результаты расчёта параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛ 30/800-В-46.

Параметр	ПЛ 30/800-В-46				
	5,3	5,6	6	6,3	6,7
$D_1, м$	5,3	5,6	6	6,3	6,7
$\eta_T, о.е.$	0,930	0,930	0,931	0,931	0,932
$N' агр, МВт$	54,6741	61,0690	70,1476	77,3708	87,5542
$Z'a, шт$	3,05	2,73	2,38	2,16	1,91
$Za, шт$	4	3	3	3	2
$Nagr, МВт$	41,8	55,7	55,7	55,7	83,5
$\Delta_1, о.е.$	1,048	1,049	1,049	1,050	1,050
$n_{c1}', об/мин$	121,70	115,21	107,56	102,46	96,37
$n_{c1}, об/мин$	125	115,4	115,4	107,1	100
$n_1(Hmax), об/мин$	120,0	117,0	125,3	122,1	121,2
$n_1(Hp), об/мин$	129,4	126,2	135,2	131,7	130,7
$n_1(Hmin), об/мин$	131,3	128,0	137,1	133,6	132,6
$Q \cdot \eta$ (расч)	1,250	1,492	1,300	1,179	1,564
$Q \cdot \eta$ (max)	0,995	1,188	1,035	0,939	1,245
$Q'_1(Hmin) м^3/с$	0,85	0,76	0,66	0,60	0,53
$Q'_1(Hmax) м^3/с$	0,77	0,69	0,60	0,55	0,48

Таблица 3.4 – Результаты расчёта параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛ 30/5876-В46

Параметр	ПЛ 30/5876-В46					
	5	5,3	5,6	6	6,3	6,7
$D_1, м$	5	5,3	5,6	6	6,3	6,7
$\eta_T, о.е.$	0,924	0,925	0,925	0,926	0,926	0,927

Продолжение таблицы 3.4

Параметр	ПЛ 30/5876-В46					
N' агр, МВт	49,7	55,9	62,5	71,8	79,2	89,6
Z'a, шт	3,36	2,99	2,67	2,33	2,11	1,86
Za, шт	4	3	3	3	3	2
Нагр, МВт	41,8	55,7	55,7	55,7	55,7	83,5
Δ_1 , о.е.	1,038	1,039	1,040	1,040	1,041	1,042
n_{c1}' , об/мин	132,48	125,02	118,35	110,50	105,26	99,01
n_{c1} , об/мин	136,4	125	125	115,4	107,1	100
$n_1(H_{max})$, об/мин	124,1	120,5	127,3	125,8	122,6	121,7
$n_1(H_p)$, об/мин	133,8	130,0	137,3	135,8	132,3	131,3
$n_1(H_{min})$, об/мин	135,8	131,8	139,3	137,7	134,2	133,2
Q- η (расч)	1,404	1,666	1,492	1,300	1,179	1,564
Q- η (max)	1,118	1,327	1,188	1,035	0,939	1,245
Q' $_1$ (Hmin) м ³ /с	0,96	0,85	0,76	0,66	0,60	0,53
Q' $_1$ (Hmax) м ³ /с	0,87	0,78	0,70	0,61	0,55	0,49

Выбор подходящего типа гидротурбин производился по следующим критериям:

- Не рассматривались гидротурбины, у которых линия ограничения по минимальному расходу выходит за пределы универсальной характеристики или находится за точкой оптимума.

- Не рассматриваются гидротурбины, у которых в промежутке между максимальными и минимальными приведенными оборотами точка оптимума находится слишком близко к линии максимальных оборотов (так как турбина должна работать с наибольшим КПД в диапазоне напоров от максимального до расчетного).

- Турбина должна иметь максимальный КПД, оптимальную зону работы, удовлетворять условиям транспортировки, иметь оптимальное количество агрегатов.

Таким образом, далее к рассмотрению приняты турбины: ПЛ 30/800-В-46 с диаметрами $D_1 = 5,6$ (м) и $D_1 = 6$ (м). Универсальные характеристики турбин (Приложение В, рисунок В.1 и рисунок В.2).

Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины начинаем с определением заглубления рабочего колеса необходимого для обеспечения бескавитационной работы турбины.

Отметка установки рабочего колеса определена по формуле:

$$\nabla Z_{PK} = Z_{НБ} (Q_{НБ}) + H_s; \quad (3.17)$$

где $Z_{НБ}(Q_{НБ})$ – зависимость отметки нижнего бьефа от расхода в НБ;

H_s – высота отсасывания.

Высота отсасывания определена по следующей формуле:

$$H_S = B - \frac{Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5; \quad (3.18)$$

где B – барометрическое давление, равное 10,33 м;
 σ – коэффициент кавитации, определен по ГУХ;
 H – напор;

Используя ГУХ с нанесенной зоной работы гидротурбины, вычислялись высоты отсасывания для трех случаев:

- 1) Работа одного агрегата с номинальной мощностью при H_{max} .
- 2) Работа одного агрегата с номинальной мощностью при $H_{\text{расч}}$.
- 3) Работа одного агрегата с соответствующей мощностью на линии ограничения при H_{min} .

Используя формулу (3.19) найдём расход:

$$Q = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H}; \quad (3.19)$$

Расчеты приведены все в таблицу 3.5:

Таблица 3.5 – Высоты отсасывания

	ПЛ 30/800-В-46 при $D_1 = 5,6$ м			ПЛ 30/800-В-46 при $D_1 = 6$ м		
	При H_{max}	При $H_{\text{расч}}$	При H_{min}	При H_{max}	При $H_{\text{расч}}$	При H_{min}
$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	223	262	257	219	256	250
$H_S, \text{ м}$	-4,4	-8,1	-7,6	-1,8	-5,6	-5,4
$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}), \text{ м}$	132,8	133	133	132,8	133	133
σ	0,45	0,67	0,67	0,36	0,58	0,58

Далее из рассчитанных значений высот отсасывания выбрано наименьшее значение высоты отсасывания.

Таким образом, исходя из условий и расчетов, приведенных выше, выбрана гидротурбина ПЛ 30/800-В-46 с $D_1 = 6$ м, при синхронной частотой вращения $n_c=115,4$ об/мин и количеством агрегатов $Z_a=3$. Проточная часть модели гидротурбины (Приложение В, рисунок В.3).

Отметка рабочего колеса:

$$\nabla Z_{\text{РК}} = Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) + H_S = 132,8 - 1,8 = 131 \text{ м}; \quad (3.20)$$

$$\nabla Z_{\text{РК}} = Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) + H_S = 133 - 5,8 = 127,2 \text{ м}; \quad (3.21)$$

$$\nabla Z_{\text{РК}} = Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) + H_S = 133 - 5,4 = 127,6 \text{ м}; \quad (3.21)$$

Приняли $\nabla Z_{\text{РК}} = 127,2$ м;

3.2 Гидромеханический расчёт спиральной камеры

Угол охвата бетонной спиральные камеры принят из ГУХ, $\varphi = 210^\circ$.
Наружный радиус входного сечения:

$$r_{\text{вх}} = 1,789 \cdot D_1; \quad (3.22)$$

Высота статора:

$$V_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1; \quad (3.23)$$

где $b_0 = 0,4 \cdot D_1$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360}; \quad (3.24)$$

Высота входного сечения находилась из квадратного уравнения:

$$F_{\text{вх}} = b_0(r_a - r_b) + (r_{\text{вх}} - r_a)b_{\text{вх}} - \frac{(b_{\text{вх}} - b_0)^2}{2} \cdot \text{tg}15^\circ \quad (3.25)$$

Площадь входного сечения:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_i}{V_{\text{вх}}} = \frac{355,8}{5,4} = 65,9 \text{ м}^2 \quad (3.26)$$

где $V_{\text{вх}}$ определена графически, в зависимости от напора $V_{\text{вх}} = 4,25$

Решив данное уравнение, получили значение $b_{\text{вх}}$:

$$b_{\text{вх}} = 6,29$$

$$a_{\text{вх}} = r_{\text{вх}} - r_a \quad (3.27)$$

Все расчеты представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Расчет спиральной камеры

Величина	Сечения											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
r_i	10,73	10,18	9,63	9,08	8,53	7,98	7,43	6,88	6,33	5,78	5,23	4,68
b_i	6,29	5,94	5,58	5,23	4,88	4,52	4,17	3,81	3,46	3,11	2,75	2,40
r_k	5,72	5,62	5,53	5,43	5,34	5,24	5,15	5,05	4,96	4,86	4,77	4,68
$\frac{r_k}{r_a}$	1,22	1,20	1,18	1,16	1,14	1,12	1,10	1,08	1,06	1,04	1,02	1,00
$\ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right)$	0,20	0,18	0,17	0,15	0,13	0,11	0,10	0,08	0,06	0,04	0,02	0,00

Продолжение таблицы 3.6

Величина	Сечения											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
$\frac{r_i}{r_a}$	2,30	2,18	2,06	1,94	1,82	1,71	1,59	1,47	1,35	1,24	1,12	1,00
$\ln(\frac{r_i}{r_a})$	0,83	0,78	0,72	0,66	0,60	0,53	0,46	0,39	0,30	0,21	0,11	0,00
$b \cdot \ln(\frac{r_i}{r_a})$	5,23	4,62	4,04	3,47	2,93	2,42	1,93	1,47	1,05	0,66	0,31	0,00
$r_k \cdot \text{ctgy}$	21,33	20,97	20,62	20,27	19,91	19,56	19,21	18,85	18,50	18,14	17,79	17,44
m_i	3,89	3,54	3,18	2,83	2,48	2,12	1,77	1,41	1,06	0,71	0,35	0,00
J_i	5,15	4,62	4,09	3,59	3,10	2,62	2,17	1,75	1,35	0,97	0,63	0,33
φ	180,00	161,19	142,91	125,19	108,08	91,63	75,92	61,01	47,00	33,99	22,10	11,51
a_i	6,06	5,51	4,96	4,41	3,86	3,30	2,75	2,20	1,65	1,10	0,55	0,00

По рассчитанным промежуточным сечениям спирали построен график $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$:

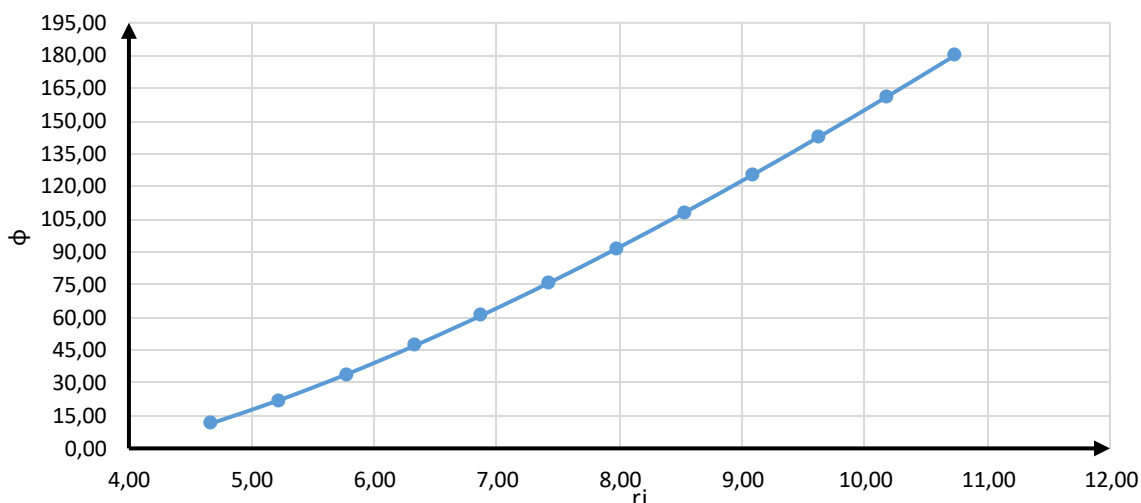


Рисунок 3.2 – $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$

Получены значения для построения плана спирали. Разбили угол охвата спиральной камеры, через интервалы 15° и нашли значение r . Расчеты представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Радиус сечений спиральной камеры:

φ	0	15	30	45	60	75	90	105
$r, \text{ м}$	4,68	4,70	5,40	6,00	6,50	7,00	7,50	8,00
φ	120	135	150	165	180	195	210	-
$r, \text{ м}$	8,40	8,80	9,20	9,60	10,00	10,40	10,73	-

Определили ширину подвода:

$$B' = 2,928 \cdot D_1; \quad (3.28)$$

Если ширина подвода $B' > 7$ м, то необходимо установить промежуточный бычок, толщина которого найдена из выражения:

$$b \geq 1 + \frac{Q_{max}}{400} \quad (3.29)$$

Построен теоретический чертеж спиральной камеры круглого сечения по рассчитанным выше параметрам (Приложение В, рисунок В.4).

3.3 Расчёт деталей и узлов гидротурбины

3.3.1 Расчёт вала на прочность

При расчете вала на прочность учитывались совместное влияние скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Крутящий момент:

$$M_{кр} = 0,00974 \cdot \frac{N_a}{n_{синх}} = 0,00974 \cdot \frac{55700}{115,4} = 4,7; \quad (3.40)$$

Наружный диаметр вала (предварительно):

$$D_B^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} = \left(\frac{5,1 \cdot 4,7}{30} \right)^{0,33} = 0,93 \text{ м}; \quad (3.41)$$

Полученное значение диаметра вала округлено до стандартизованного:

$$D_B = 0,95 \text{ м};$$

3.3.2 Расчёт подшипника

I. Направляющий подшипник турбины сегментного типа:

Радиальная сила на рабочем колесе определена по эмпирической зависимости:

$$R_{рад} = \frac{0,8 \cdot N_a}{(n_c \cdot D_1)} = \frac{0,8 \cdot 55700}{(115,4 \cdot 6)} = 64,35 \text{ кН}; \quad (3.42)$$

Диаметр вала под подшипником $d_{п}$, с учетом облицовки, принимается на $15 \div 20$ мм больше значения D_B :

$$d_{п} = 0,02 + D_B = 0,02 + 0,95 = 0,97 \text{ м}; \quad (3.43)$$

Определено усилие на более загруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{рад}}{(1+2 \cos(\alpha)+2 \cos(2\alpha))} = \frac{64,35}{(1+2 \cos(45^\circ)+2 \cos(90^\circ))} = 26,65 \text{ кН}; \quad (3.44)$$

где α – центральный угол расположения сегментов, находится по формуле:

$$\alpha = \frac{360^\circ}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{360}{8} = 45^\circ; \quad (3.45)$$

Удельная нагрузка на сегмент рассчитана по формуле:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}], \text{ (кПа)}; \quad (3.46)$$

где $l_{\text{сегм}}$ - длина сегмента в окружном направлении:

$$l_{\text{сегм}} = (0,85 - 0,90) \cdot \pi \cdot \frac{d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}} = 0,9 \cdot 3,14 \cdot \frac{0,97}{8} = 0,34 \text{ м}; \quad (3.47)$$

Для сегментного подшипника удельное давление равно:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} = \frac{64,35}{0,34 \cdot 0,4} = 473,2 \text{ кПа}; \quad (3.48)$$

Для сегментных подшипников, экспериментально получаем, что допускаемое удельное давление $[p_{\text{уд}}]$ найдено по формуле:

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot U = 50 \cdot 11,72 = 586 \text{ кПа}; \quad (3.49)$$

где U :

$$U = \frac{\pi \cdot n_{\text{с}} \cdot d_{\text{п}}}{30} = \frac{3,14 \cdot 115,4 \cdot 0,97}{30} = 11,72 \text{ м/сек}; \quad (3.50)$$

Условие: $p_{\text{уд}} \leq [p_{\text{уд}}]$ – выполняется.

II. Направляющий подшипник турбины кольцевого типа:

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{\text{рад}} = \frac{0,8 \cdot N}{n_{\text{синх}} \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 55700}{115,4 \cdot 6} = 64,35 \text{ кН}; \quad (3.51)$$

Удельное давление:

$$P_{\text{уд}} = \frac{P_{\text{рад}}}{d_{\text{п}} \cdot h_{\text{п}}} = \frac{64,35}{0,97 \cdot 0,4} = 165,85 \text{ кПа} \quad (3.52)$$

Допускаемое удельное давление:

$$[P_{\text{уд}}] = 29 \cdot U = 29 \cdot 11,72 = 339,88 \text{ кПа} \quad (3.53)$$

Условие: $p_{уд} \leq [p_{уд}]$ – выполняется.

В данном случае выбран подшипник сегментного типа на масляной смазке.

3.4 Выбор типа серийного генератора

Гидрогенератор подобран по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения.

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{ном} = \frac{N_{арп}}{\cos\varphi} = \frac{55,7}{0,9} = 61,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad (3.54)$$

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_c} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{115,4} = 52; \quad (3.55)$$

Опираясь на справочные данные, выбран гидрогенератор СВ-840/150-52 с $S_{ном} = 56,25 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ и $n_{ном} = 115,4 \text{ об/мин}$.

3.5 Основные параметры гидрогенератора

В таблице 3.8 представлены параметры генератора СВ-840/150-52, выбранного для турбины ПЛ 30/800-В-46.

Таблица 3.8 – Основные параметры генератора Томской ГЭС

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВ·А	56,25
Номинальная активная мощность	$P_{ном}$	МВт	45
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,9
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	10,5
Номинальный ток	$I_{ном}$	кА	3,1
Номинальная частота вращения	$n_{ном}$	об/мин	115,4
Сопротивление обмотки статора	X_d	о.е.	0,8
Переходное сопротивление	X'_d	о.е.	0,28
Сверхпереходное сопротивление	X''_d	о.е.	0,2
Исполнение	Подвесное		

3.6 Выбор вспомогательного оборудования

3.6.1 Выбор типа маслonaпорной установки

Маслонапорная установка (МНУ), является одним из наиболее крупных элементов системы регулирования гидротурбин. Её габаритные размеры определяются объёмом маслoвоздушного котла, зависящего от суммарного объёма сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме, представленной в справочном пособии [3, стр. 144], подобран тип МНУ: МНУ10/1-40-12,5-2;

где 10 – объём гидроаккумулятора 10 м³;

1 – количество гидроаккумуляторов;

40 – сосуд, рассчитанный на давление 4 МПа;

12,5 – сливной бак, вместимостью 12,5 м³;

2 – количество насосов;

3.6.2 Выбор электрогидравлического регулятора

По справочным данным [3, стр. 103], определен тип ЭГР.

Для поворотной – лопастной турбины приняли: ЭГРК-100-2 – регулятор скорости электрогидравлический с электромеханическим комбинатором вне колонки управления:

где, ЭГР – электрогидравлический регулятор;

100 – диаметр главного золотника;

2 – гидромеханическая колонка 2-го исполнения.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурных схем электрических соединений ГЭС

Главная схема соединений является одним из самых ответственных этапов проектирования электрических станций, так как от этого зависит выбор электроустановок, ее экономичность, гибкость, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность дальнейшего расширения.

Было определено, что ближайшей подстанцией является ПС 220 кВ «Шарыповская» (п. Шарыпово) с расстоянием 140 км.

Используются схемы как с простыми блоками, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, так и с укрупненными блоками. На генераторном напряжении выполняются ответвления для питания собственных нужд. Тип схемы зависит от числа и мощности гидроагрегатов. Для рассмотрения принимаются две схемы: с одиночными блоками и укрупненными блоками (рисунок 1).

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

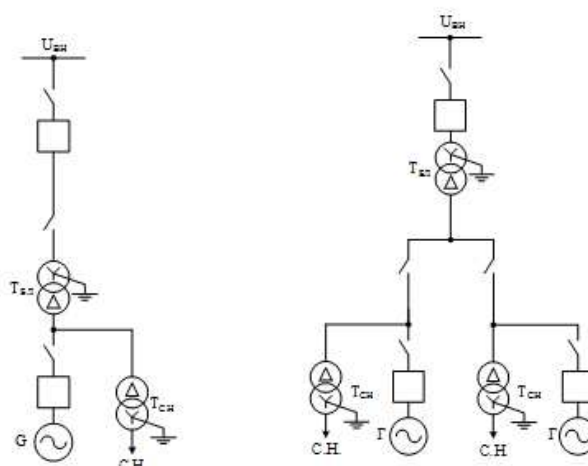


Рисунок 4.1 – Схема с одиночными и укрупненными блоками

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.2.1 Выбор синхронных генераторов

По справочным данным приняли гидрогенератор СВ-840/150-52 представлена в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Основные параметры генератора

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВ·А	62,2
Номинальная активная мощность	$P_{ном}$	МВт	56

Продолжение таблицы 4.1

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальный ток	$I_{ном}$	кА	3,1
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,9
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	10,5
Номинальная частота вращения	$n_{ном}$	об/мин	115,4
Сопротивления	x''_d	о.е.	0,2
	x'_d	о.е.	0,28
	x_d	о.е.	0,8

4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схем с одиночным блоком

Выбор трансформаторов включает в себя определение типа, числа 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:

$$S_{расч} = \frac{P_{уст.ген} - P_{с.н}}{\cos\varphi_{ген}} = \frac{56,8 - 1,68}{0,9} = 61,2 \text{ МВА} \quad (4.1)$$

где $\cos\varphi_{с.н} = \cos\varphi_{ген} = 0,9$.

Исходные данные трансформатора представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Исходные данные трансформатора

Трансформатор	S, МВА	$U_{ном}, \text{кВ}$		$U_{кз},$ %	$\Delta P_{хх},$ кВт	$\Delta P_{кз},$ кВт	$I_{хх},$ %
		$U_{вн}$	$U_{нн}$				
ТДЦ– 80000/220	80	242	10,5	11	105	320	0,6

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используются значения максимальных нагрузок T_{max} и времени максимальных потерь τ :

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405,3 \text{ ч} \quad (4.2)$$

где $T_{max} = 4$ тыс. час год.

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu T_{\text{пл}} - \omega T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8728,5 \text{ ч} \quad (4.3)$$

где $\mu = 1$ – частота ремонтов в год, 1/год;

$T_{\text{пл}} = 30$ – время плановых простоев блока, ч;

$\omega = 0,025$ – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 105 \cdot 8728,5 = 916,496 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.4)$$

Для трёх трансформаторов:

$$\Delta W'_{\text{хх}} = 3 \cdot \Delta W_{\text{хх}} = 3 \cdot 916,496 = 2749,5 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.5)$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{п}} = \left(\frac{\Delta P_{\text{кз}}}{n_{\text{т}}} \right) \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ном,тр}}} \right)^2 \cdot \tau \quad (4.6)$$

$$\Delta W_{\text{п}} = \left(\frac{320}{1} \right) \cdot \left(\frac{61,25}{80} \right)^2 \cdot 2405,3 = 451,18 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Для 3 трансформаторов:

$$\Delta W'_{\text{п}} = 3 \cdot \Delta W_{\text{п}} = 3 \cdot 451,18 = 1353,5 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.7)$$

где $S_{\text{ном,тр}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$n_{\text{т}}$ – количество трансформаторов.

Величина издержек на потери электрической энергии:

$$И = \beta_1 \cdot \Delta W'_{\text{хх}} + \beta_2 \cdot \Delta W'_{\text{п}} \quad (4.8)$$

$$И = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 2749,5 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 1353,5 = 28,68 \text{ тыс руб}$$

где β_1 – тарифная ставка в режиме холостого хода;

β_2 – тарифная ставка нагрузочных потерь.

4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схем с укрупненным блоком

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

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{уст.ген}} - P_{\text{с.н}}}{\cos\varphi_{\text{ген}}} = 2 \cdot \frac{56,8 - 1,35}{0,9} = 123,22 \text{ МВА} \quad (4.9)$$

Исходные данные для трансформатора представлены в таблице 4.

Таблица 4.3 – Исходные данные трансформатора

Трансформатор	S, МВА	U _{НОМ} , кВ		U _{кз} , %	ΔP _{xx} , кВт	ΔP _{кз} , кВт	I _{xx} , %
		U _{ВН}	U _{НН}				
ТДЦ– 125000/220	125	242	10,5	11	135	380	0,5

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405,3 \text{ ч} \quad (4.10)$$

где $T_{\text{max}} = 4$ тыс. час год.

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu T_{\text{пл}} - \omega T_{\text{в}} \quad (4.11)$$

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8728,5 \text{ ч}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 135 \cdot 8728,5 = 1091,1 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.12)$$

Для трёх трансформаторов:

$$\Delta W'_{\text{xx}} = 3 \cdot \Delta W_{\text{xx}} = 3 \cdot 1091,1 = 3273,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.13)$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{п}} = \left(\frac{\Delta P_{\text{кз}}}{n_{\text{т}}}\right) \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{НОМ,тр}}}\right)^2 \cdot \tau \quad (4.14)$$

$$\Delta W_{\text{п}} = \left(\frac{380}{1}\right) \cdot \left(\frac{122,51}{125}\right)^2 \cdot 2405,3 = 877,96 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Для трёх трансформаторов:

$$\Delta W'_{\text{п}} = 3 \cdot \Delta W_{\text{п}} = 3 \cdot 877,96 = 2633,88 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.15)$$

Величина издержек на потери электрической энергии:

$$И = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{xx}} + \beta_2 \cdot \Delta W_{\text{п}} \quad (4.16)$$

$$И = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 3273,3 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 2633,88 = 43,3 \text{ тыс руб}$$

Схема ГЭС с укрупненными блоками представлена на рисунке 2.

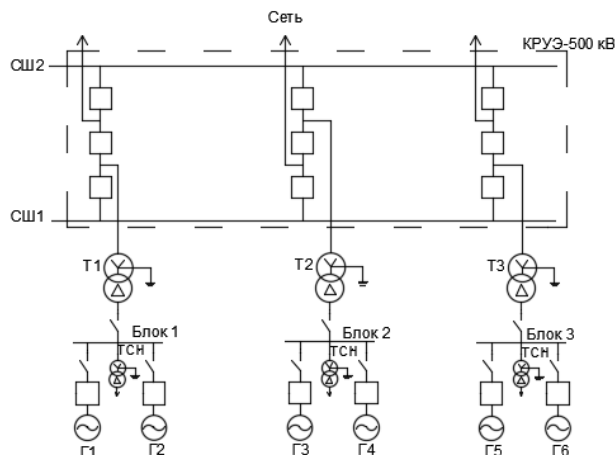


Рисунок 4.2 – Схема ГЭС с укрупненными блоками

4.2.4 Выбор трансформатора собственных нужд

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

Согласно СТО в распределительной сети собственных нужд, а также выпрямительные трансформаторы рекомендуется применять с сухой изоляцией:

$$S_{с.н} = 0,005 \cdot \frac{P_{ном}}{\cos\varphi} = 0,01 \cdot \frac{56}{0,9} = 0,6 \text{ МВА} \quad (4.17)$$

Исходные данные трансформаторы собственных нужд представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Исходные данные трансформатора собственных нужд

Трансформатор	$S_{ном}$, кВА	$U_{ном}$, кВ		$U_{кз}$, %
		$U_{ВН}$	$U_{НН}$	
ТСЗ-630	630	10,5	0,4	6

4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий, распределительного устройства и марки проводов воздушных линий

Количество отходящих линий:

$$n = \frac{P_{уст.ст} - P_{с.н}}{k \cdot P_{нат} / \cos\varphi} + 1 = \frac{167 - 1,68}{1 \cdot 168 / 0,9} + 1 = 1,9 = 2 \quad (4.18)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным $n = 2$.
где k – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП;

$P_{\text{нат}}$ – натуральная мощность ВЛ для номинального напряжения 220 кВ.

$$I_{\text{раб}} = \frac{P_{\text{ст}} - P_{\text{с.н}}}{\sqrt{3} n U_{\text{ном}} \cos \varphi} = \frac{167 - 1,68}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220 \cdot 0,9} = 241 \text{ А} \quad (4.19)$$

где n – количество проводов.

Расчетный ток:

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{раб}} \alpha_i \alpha_t = 241 \cdot 1,05 \cdot 1 = 253 \text{ А} \quad (4.20)$$

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

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

Определение сечения провода:

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j} = \frac{253}{1,1} = 230 \text{ мм}^2 \quad (4.21)$$

где $j = 1,1 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$ – плотность тока.

Проверка по нагреву провода:

$$I_{\text{ав}} = \frac{P_{\text{уст.ст}} - P_{\text{с.н}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} (n-1) \cos \varphi} = \frac{167 - 1,68}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1 \cdot 0,9} = 482 \text{ А} \quad (4.22)$$

Выбираем провод. Выбираем провод АС – 1х240/32. Данные провода представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Данные провода АС – 1х240/32

Количество проводов в фазе, шт	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км
1	0,1180	0,435	2,604

4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета

В рассмотренной схеме различается количество силовых трансформаторов, ТСН и ячейка распределительного устройства высшего напряжения.

Капитальные вложения для одиночного блока:

$$K = nK_T + mK_{\text{ТСН}} + tK_{\text{КРУЭ}}, \quad (4.23)$$

$$K = 3 \cdot 100 + 3 \cdot 3 + 7 \cdot 5 = 344 \text{ млн. руб}$$

где n – число силовых трансформаторов;

K_T – стоимость силового трансформатора;
 m – число трансформаторов собственных нужд;
 $K_{ТСН}$ – стоимость трансформатора собственных нужд;
 $t = 7$ – число ячеек КРУЭ;
 $K_{КРУЭ}$ – стоимость ячейки КРУЭ.
 Затраты:

$$З = F_n K_i + И = 0,15 \cdot 344 \cdot 10^6 + 28680 = 51,6 \text{ млн.руб}, \quad (4.24)$$

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

K_i – капитальные затраты;

И – издержки.

Капитальные вложения для укрупненного блока:

$$K = nK_T + mK_{ТСН} + tK_{КРУЭ}, \quad (4.25)$$

$$K = 2 \cdot 160 + 2 \cdot 3 + 6 \cdot 5 = 356 \text{ млн.руб}$$

где $t = 6$ - число ячеек КРУЭ;

Затраты:

$$З = F_n K_i + И = 0,15 \cdot 356 \cdot 10^6 + 43300 = 53,4 \text{ млн.руб} \quad (4.26)$$

$$\Delta = \frac{z_{i1} - z_{i2}}{z_{i1}} \cdot 100\% = \frac{51,6 - 53,4}{51,6} \cdot 100\% = 3,5\% \quad (4.27)$$

Из расчетов видно, что данные варианты отличаются меньше чем на 5%, окончательно выбираем вариант с одиночными блоками, так как этот вариант экономически выгодный.

4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Схема КРУЭ – 220 кВ представлена на рисунке 4.3.

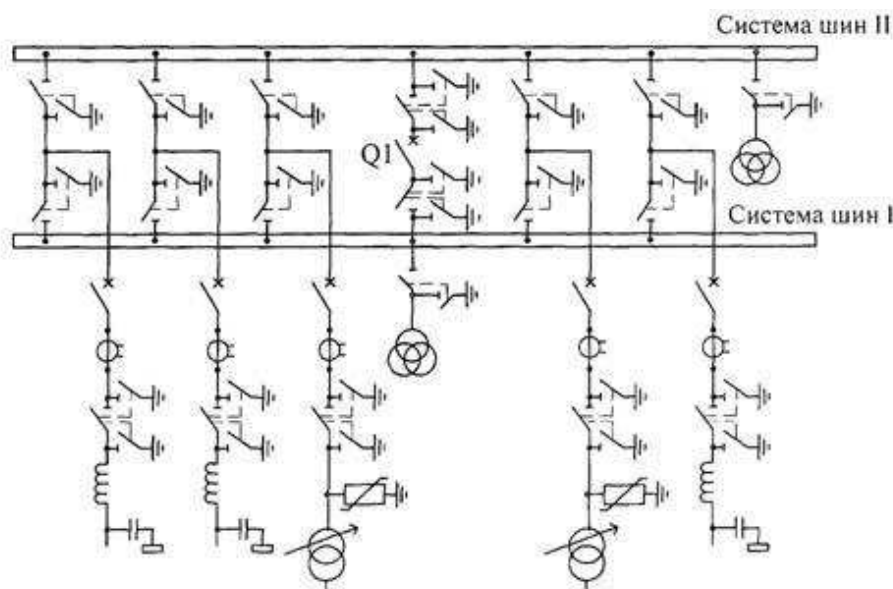


Рисунок 4.3 – Схема КРУЭ ВН 220 кВ

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

4.6.1 Расчет исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,2 \cdot \frac{10,5^2}{62,2} = 0,35 \text{ Ом} \quad (4.28)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_* \cdot U_{\text{б}} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,86 \text{ кВ} \quad (4.29)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\Gamma} = \frac{U_{\text{К}}\% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 80} = 80,5 \text{ Ом} \quad (4.30)$$

Система:

$$x_{\text{С}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{220^2}{\infty} = 0 \text{ Ом} \quad (4.31)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_L = x_{0,уд} \cdot l = 0,435 \cdot 140 = 60,9 \text{ Ом} \quad (4.32)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_C = E_{*C} \cdot U_{б1} = 1,0 \cdot 242 = 242 \text{ кВ} \quad (4.33)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = \frac{10,5}{242} = 0,04 \quad (4.34)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_\Gamma = \frac{x_\Gamma}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,35}{0,045 \cdot 314} = 0,025 \text{ Ом} \quad (4.35)$$

$$r_L = r_{0,уд} \cdot l = 0,1180 \cdot 140 = 16,52 \text{ Ом} \quad (4.36)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_0^2}{S_{ном}^2} = \frac{320 \cdot 10^3 \cdot (242 \cdot 10^3)^2}{(80 \cdot 10^6)^2} = 2,9 \text{ Ом} \quad (4.37)$$

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

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

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			y	1	Генератор 1		10
2	<input type="checkbox"/>			y	2	Генератор 2		10
3	<input type="checkbox"/>			y	3	Генератор 3		10
4	<input type="checkbox"/>			y	4	Блок 1		10
5	<input type="checkbox"/>			y	5	Блок 2		10
6	<input type="checkbox"/>			y	6	Блок 3		10
7	<input type="checkbox"/>			y	7	КРУЭ		230
8	<input type="checkbox"/>			y	8	Сеть		230

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	Кт/л	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	1	4			Генератор 1 - Блок 1						
2	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	2	5			Генератор 2 - Блок 2						
3	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	3	6			Генератор 3 - Блок 3						
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	4	7			Блок 1 - КРУЭ	2,90	80,50				0,040
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	5	7			Блок 2 - КРУЭ	2,90	80,50				0,040
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	6	7			Блок 3 - КРУЭ	2,90	80,50				0,040
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	Выкл	7	8			КРУЭ - Сеть	16,52	60,90				

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N agr	Название	N узла	r	x	r2	x2	r0	x0	E
1			7	Сеть	8							242,000
2			1	Генератор 1	1	0,025	0,350	0,025	0,35	0,025	0,35	11,860
3			2	Генератор 2	2	0,025	0,350	0,025	0,35	0,025	0,35	11,860
4			3	Генератор 3	3	0,025	0,350	0,025	0,35	0,025	0,35	11,860

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

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

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dt 1	r1	x1	I 2	dt 2	r2	x2	I 0	dt 0
1	1			1ф	7			3,1739	-87,93			3,1739	-87,93			3,1739	-87,93

Рисунок 4.7 – Результат расчета токов однофазного КЗ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dt 1	r1	x1	I 2	dt 2	r2	x2	I 0	dt 0
1	1			3ф	7			6,3478	-87,93			0,0000				0,0000	

Рисунок 4.8 – Результат расчета токов трехфазного КЗ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dt 1	r1	x1	I 2	dt 2	r2	x2	I 0	dt 0
1	1			3ф	1			19,5708	-85,92			0,0000				0,0000	

Рисунок 4.9 – Результат расчета токов трехфазного КЗ

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

Тип КЗ	Точка КЗ (П1)	$I_{п.0}$, кА	i_y , кА
1ф	7	9,52	14,81
3ф	7	6,35	9,87
3ф	1	19,57	49,82

4.7 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение требования термической стойкости аппаратов и проводников. Для присоединений генераторов наибольший расчетный ток определяется при работе с номинальной мощностью и сниженном на 5% напряжении:

$$I_{г,раб\ max} = 1,05 \cdot \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{62,2 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 3,6 \text{ кА} \quad (4.38)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{тр-ра} = \frac{S_{т,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ(-5\%)}} = \frac{80 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 230} = 200,8 \text{ А} \quad (4.39)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220 кВ:

$$I_{раб.max} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot (n_{л})} = \frac{183,7}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} = 241 \text{ А} \quad (4.40)$$

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

$$I_{раб.утяж} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot (n_{л}-1)} = \frac{183,7}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1} = 482,1 \text{ А} \quad (4.41)$$

4.8 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ

Разъединители выбираются по напряжению и току утяжеленного режима и проверяются на термическую и динамическую стойкость по тем же значениям, что и выключатели.

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{НОМ} \geq U_{НОМ.с}$$

$$I_{НОМ} \geq I_{раб,max}$$

$$B_{к,норм} \geq B_{к,расч}$$

Выбираем выключатель вакуумный ВГГ-10, производитель концерн «Высоковольтный союз» и разъединитель РВРЗ–10/4000 УЗ, производитель ЗАО «Завод электротехнического оборудования». Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-10/63/4000	Разъединитель РВРЗ-10/4000 УЗ
$U_{\text{сети ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 3600 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{н0}} = 19,57 \text{ кА}$	$I_{\text{СКВ кЗ}} = 161 \text{ кА}$	$i_{\text{ЭЛ.СТ}} = 125 \text{ кА}$
$i_y = 49,82 \text{ кА}$	$i_{\text{пр СКВ}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{Т.СТ}} = 50 \text{ кА}$
$W_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 19,57^2 \cdot (0,08 + 0,01) =$ $= 34,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 63^2 \cdot 3 =$ $= 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 125^2 \cdot 3 =$ $= 46875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
В цепи статора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
В цепи ротора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
Синхронизатор	АС-МЗ	RS232	0,5	10
				$\Sigma = 26 \text{ В} \cdot \text{А}$

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

Прибор автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии и сопоставляет с нормативными значениями (в соответствии с ГОСТ 13109-97), что позволяет отслеживать отклонения от нормативных параметров, следовательно, – предотвращать аварийные ситуации и существенно сократить эксплуатационные расходы на ремонт оборудования, обеспечив его работоспособность, надежность и долговечность. Подключение к сети напряжением свыше 0,4 кВ производится через измерительный трансформатор напряжения.

4.9 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛ-10, производитель ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». Проверка трансформатора тока ТШЛ-10 представлена в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Проверка трансформатора тока ТШЛ-10

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{НОМ}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} \leq I_{\text{НОМ}}$	$I_{\Gamma, \text{раб}} = 3600 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 4000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-10, производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-10 представлены в таблице 4.10.

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 10,5 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН-10 УХЛ1, производитель ОАО «Разряд».

Таблица 4.10 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{НОМ}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10,5 \text{ кВ}$

4.10 Выбор параметров КРУЭ

Параметры КРУЭ В105-220 кВ представлены в таблице 4.11, производитель ЗАО «Электропул».

Таблица 4.11 – Сводная таблица данных КРУЭ В105-220 кВ

Расчётные данные	Каталожные данные В105	
	Выключатель	Разъединитель
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб}} = 241 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 6,35 \text{ кА}$	$i_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 104 \text{ кА}$
$i_{\text{у}} = 9,87 \text{ кА}$	-	$I_{\text{т.ст}} = 40 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + t_{\text{рз}}) = 6,35^2 \cdot (0,03 + 0,01) = 1,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.НОМ}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 40^2 \cdot 40 \cdot 10^{-3} = 64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.НОМ}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 104^2 \cdot 2 = 21632 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.12 – Данные трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{НОМ}}$	$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} \leq I_{\text{НОМ}}$	$I_{\text{раб}} = 241 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 600 \text{ А}$

Таблица 4.13– Данные трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$

5 Релейная защита и автоматика

Основные параметры гидрогенератора представлены в таблицах 5.1, 5.2.

Таблица 5.1 - Параметры гидрогенератора

Тип		СВ-840/150-52
Мощность номинальная	Полная, МВА	56,25
	Активная, МВт	45
Номинальное напряжение, кВ		10,5
Коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,9
Частота вращения, об/мин		115,4
Номинальный ток статора, А		3093
Ток ротора при номинальной нагрузке, А		1115
Номинальное напряжение возбуждения, В		290
Индуктивное сопротивление по продольной оси	синхронное X_d , о.е.	0,8
	переходное $X'd$, о.е.	0,28
	сверхпереходное $X''d$, о.е.	0,2

Таблица 5.2 - Параметры силового трансформатора ТДЦ-80000/200

Тип	ТДЦ-80000/200
мощность номинальная	80 МВА
номинальное напряжение	242/10,5
напряжение короткого замыкания	11
группа соединений	Y _n /Δ
режим работы нейтрали	–

5.1 Расчет номинальных токов

Номинальный ток генератора:

$$I_{Г,НОМ}^{(1)} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{56,25}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3093 \text{ А} \quad (5.1)$$

где $S_{НОМ}$ – номинальная полная мощность генератора;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение генератора.

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

$$I_{Г,НОМ}^{(2)} = \frac{I_{Г,НОМ}^{(1)} \cdot K_{СХ}}{K_{ТТ}} = \frac{3093 \cdot 1}{4000/5} = 3,87 \text{ А} \quad (5.2)$$

где $K_{СХ}$ – коэффициент схемы, равный единице для схемы соединения «звезда»;

$K_{ТТ}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне генераторного напряжения.

Мощность генератора возбуждения:

$$S_{НОМ,ВГ1} = \frac{I_{НОМ,РОТ}}{1,2255} \cdot U_{НОМ,РОТ} = \frac{1115}{1,2255} \cdot 290 = 263,8 \text{ кВА} \quad (5.3)$$

Принимаем генератор возбуждения мощностью 300 кВА. Выполним пересчёт тока генератора возбуждения:

$$I_{НОМ,2} = \frac{S_{НОМ,ВГ1}}{U_{НОМ,РОТ}} = \frac{300 \cdot 10^3}{290} = 1034,5 \text{ А} \quad (5.4)$$

$$I_{НОМ,РОТ2} = \frac{I_{НОМ,2}}{K_{ТТ}} = \frac{1034,5}{1200/5} = 4,3 \text{ А} \quad (5.5)$$

5.2 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ согласно мощности генератора, принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

Защиты генератора СВ-840/150-52 56,25 МВА:

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах;
- Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора;
- Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Защита от симметричных перегрузок статора;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

Защиты силового трансформатора ТДЦ-80000/200:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (дифференциальная защита нулевой последовательности);

-Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;

-Резервная максимальная токовая защита;

-Защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;

-Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;

-Реле тока охлаждения трансформатора блока;

-Защита трансформатора от перегрева и потери охлаждения;

Защиты воздушных линий 220 кВ:

Основные защиты:

-Дифференциально–фазная высокочастотная защита (от всех видов КЗ);

Резервные защиты:

-5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;

-Токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;

-4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);

Для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ предусматривается УРОВ 220 кВ.

Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:

-Дифференциальная защита от всех видов КЗ;

-Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;

-Защита от перегрузки;

-Реле тока охлаждения;

5.3 Описание защит и расчёт их уставок

5.3.1 Продольная дифференциальная защита генератора (ЛДГ)

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

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

Номинальный ток генератора:

$$I_{\text{ном}} = 3093 \text{ А};$$

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:

$$\eta_{\text{ТТ}} = 4000/5 \text{ А};$$

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{одн} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 3093 = 154,6 \text{ А}, \quad (5.6)$$

где $K_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформатора тока равный 0,5;
 f_i – относительная погрешность трансформаторов тока равная 0,1;
 I_H – номинальный ток генератора равный 3093 А.
 Уставка выбирается из следующего условия:

$$I_{CP,0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = K_H \cdot K_{одн} \cdot f_i \cdot I_H = 2 \cdot 0,05 \cdot 3093 = 0,1 \cdot I_H, \quad (5.7)$$

где K_H – коэффициент надежности, равный 2.

Исходя из вышеуказанного условия (3.2) принимается уставка начального тока срабатывания:

$$I_{CP,0} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 3093 = 463,9 \text{ А}; \quad (5.8)$$

Чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока определяет коэффициент торможения, величина которого выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных КЗ.

Максимальный ток через трансформаторы тока на линейных выводах при внешнем трехфазном КЗ в цепи генератора:

$$I_{МАКС} = \frac{E_d''}{x_d''} \cdot I_H = \frac{1,13}{0,2} \cdot 3093 = 17475,45 \text{ А}, \quad (5.9)$$

где E_d'' – сверхпереходное ЭДС генератора, 1,13;

x_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора, 0,2.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{одн} \cdot I_{МАКС} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 17475,45 = 1747,5 \text{ А}, \quad (5.10)$$

где $K_{АП}$ – коэффициент апериодической составляющей равный 2.

Коэффициент торможения определяется из следующего условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.11)$$

где K_H – коэффициент надежности, 2;

I_T – ток трехфазного КЗ на выводах генератора, 17475,45 А.

Тогда:

$$K_T > \frac{1747,5 \cdot 2}{17475,45};$$

$$K_T > 0,2;$$

K_T принимается равным 0,3;

Уставка начального торможения выбирается исходя из условия (5.12) и равна:

$$I_{HT} = \frac{I_{CP.0}}{K_T} = \frac{0,15 \cdot I_H}{0,3} = 0,5 \cdot I_H; \quad (5.12)$$

Далее рассчитывается тормозной ток B , определяющий точку излома характеристики срабатывания. При выборе уставки B должно выполняться следующее условие:

$$B \geq \frac{I_{CP.0}}{K_T} = \frac{0,15 \cdot I_H}{0,3} = 0,5 \cdot I_H; \quad (5.13)$$

Исходя из условия (3.8) типовое значение уставки принимается равным $1,5 \cdot I_H$.

Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания $I_{OTS} = (2 \div 12) \cdot I_{НОМ}$. Принимаем уставку:

$$I_{OTS} = 6 \cdot I_{НОМ} = 29,52 \text{ А} \quad (5.14)$$

Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора приведена на рисунке 5.1:

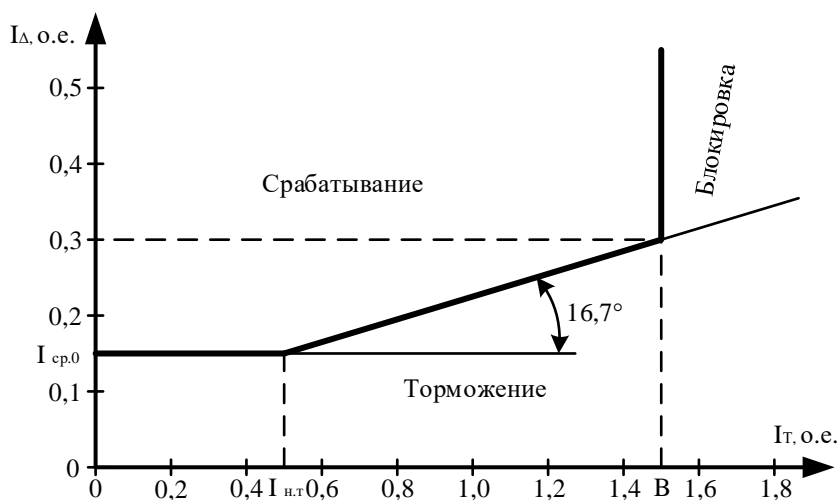


Рисунок 5.1 - Характеристика срабатывания продольной дифференциальной защиты генератора

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

5.3.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

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

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

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

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

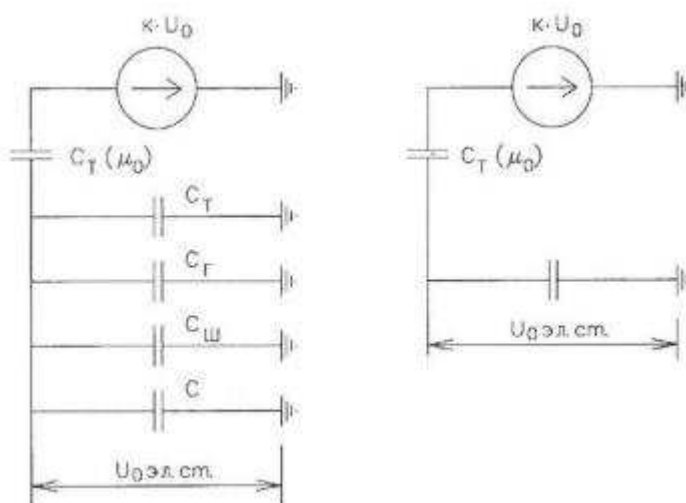


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения $U_{0 \text{эл.ст.}}$

На рисунке 5.2 соответствующими буквенными значениями обозначены:

C_T – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю 0,7;

C_T – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_{Ш}$ – емкость шинпровода по отношению к земле;

C – емкость генераторного выключателя.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}} \quad (5.15)$$

$$C_{\Sigma} = 0,0073 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,96 \text{ мкФ/фазу}$$

$$U_{0 \text{ Эл.СТ}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}} \quad (5.16)$$

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, $C_T(\mu_0)$;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,6 \text{ кВ} \quad (5.17)$$

Суммарный емкостной ток сети генераторного напряжения:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} \quad (5.18)$$

$$I_C = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 0,96 \cdot 10^{-6} = 5,47 \text{ А}$$

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

$$U_{0 \text{ Эл.СТ}} = 0,5 \cdot 46600 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 0,96} = 287,6 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{1}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.СТ}}, \quad (5.19)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1 \cdot 287,6}{\sqrt{3} \cdot 0,1/3}$$

$$n_{\text{ТН}} = 100/3$$

$$U_{\text{СР}} \geq 3$$

где $K_{\text{Н}} = 1,5$ – коэффициент надежности;
 $n_{\text{ТН}}$ – коэффициент трансформации ТН;
 $K_{\text{В}} = 0,95$ – коэффициент возврата.

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 3 В действует с выдержкой времени 5,0 с действует на сигнал; U_{0G} с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

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

Для органа U_{03} уставка по коэффициенту торможения регулируется от 1 до 3. Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора зависит от K_T :

$$X = \frac{1}{K_T+2} = \frac{1}{1,3+2} = 0,303 \quad (5.20)$$

При $K_T = 1,3$ орган U_{03} работает селективно и защищает 30,3 % 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.

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

Уставка защиты $U2>$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В} \quad (5.21)$$

2) В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган $U1>$ с уставкой $1,2 \cdot U_H$, предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

$U1>$ вводится в работу в режиме холостого хода генератора. Уставка $U1>$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В} \quad (5.22)$$

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

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

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности при внешних несимметричных

междуфазных коротких замыканиях и других несимметричных режимах энергосистемы, а также при несимметричных коротких замыканиях в самом генераторе. Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности I_{*2} :

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.23)$$

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:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.24)$$

где $A = 30$ – 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). Уставка сигнального органа принимается равной:

$$I_{*2\text{сигн}} = 0,07; I_{2\text{сигн}} = 0,07 \cdot I_H \quad (5.25)$$

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 $t_{\text{макс}} = 700$ с. При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21 \quad (5.26)$$

где A – параметр, заданный заводом-изготовителем;

t – допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 .

Уставка в относительных единицах равна:

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,21}{1,2} = 0,17, \quad (5.27)$$

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

Уставка в именованных единицах:

$$I_{2\text{пуск}} = I_{*2\text{пуск}} \cdot I_{\text{н}} = 0,17 \cdot 3,87 = 0,66 \text{ В} \quad (5.28)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока $I_{*2\text{пуск}}$:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2\text{пуск}}^2} = \frac{30}{0,17^2} \approx 1038 \text{ с} \quad (5.29)$$

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

$$t_{\text{ср}} = \frac{16}{(I_{*2})^2}$$

Отсюда следует:

$$I_{*2}^2 \cdot t_{\text{ср}} = 16 = A_{\text{ио}}$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.3:

Таблица 5.3 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_{\text{н}}$	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	30	83	120	188	333	750

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

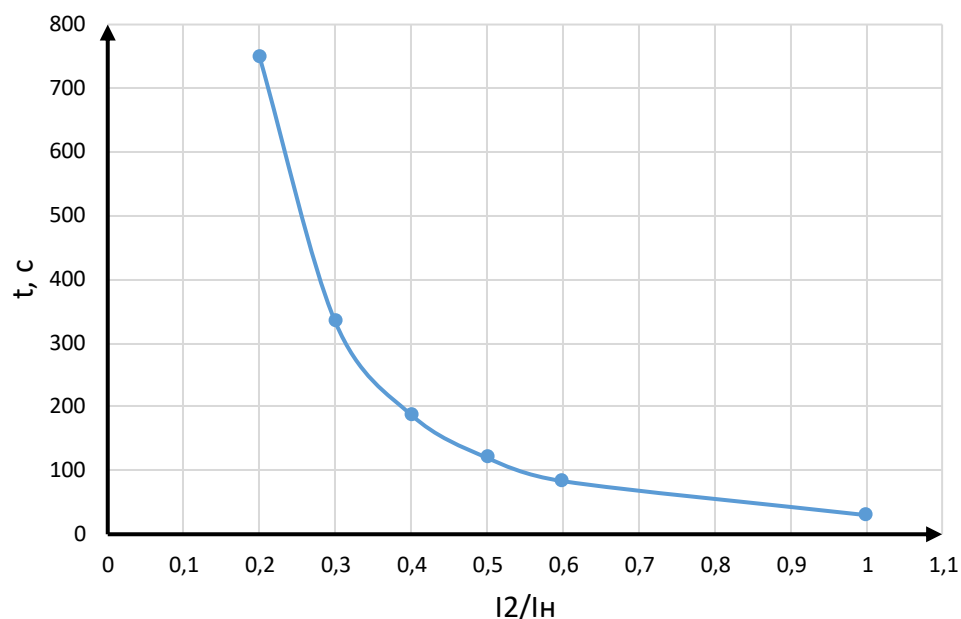


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа, время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин}} = 30 \text{ с}$, $t_{\text{макс}} = 750 \text{ с}$.

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» ($I_{\text{охл}}$) 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 ($I_{20\text{TC}}$) срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_2 выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных коротких замыканий.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

- Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на отходящих ВЛ.

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

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

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

$$I_{2C.3.}^* \leq \frac{I_{2MИH}^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{d'_{\text{BH}}}'' + X_{\text{T}} + X_{\text{Л}})} \quad (5.30)$$

$$X_{\text{Л}}^* = X_{\text{Л}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 30,4 \cdot \frac{56,25}{242^2} = 0,03 \quad (5.31)$$

Сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения:

$$X_{d'_{\text{BH}}}'' = X_{d'}'' \cdot \left(\frac{U_{\text{BH}}}{U_{\text{HH}}}\right)^2 = 0,2 \cdot \left(\frac{242}{10,5}\right)^2 = 106,2 \quad (5.32)$$

Сопротивление трансформатора в относительных единицах:

$$X_{\text{T}} = \frac{U_{\text{K}\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{56,25}{80} = 0,077 \quad (5.33)$$

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2C.3.}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (106,2 + 0,077 + 0,03)} = 0,0036 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2C.3.} = I_{2C.3.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{BH}}}{U_{\text{HH}}} = 0,0036 \cdot 2 \cdot \frac{242}{10,5} = 0,16 \quad (5.34)$$

Принимаем $I_{2C.3.} = 0,25$

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 с на отключение секционных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.3.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H \quad (5.35)$$

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени 0,9 секунд.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H \quad (5.36)$$

3 - Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 4.2:

Таблица 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,2 5	1,3	1,4	1,5	2, 0	2,2
Длительность перегрузки (с)	3800	1200	450	340	280	160	80	3	1

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

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

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

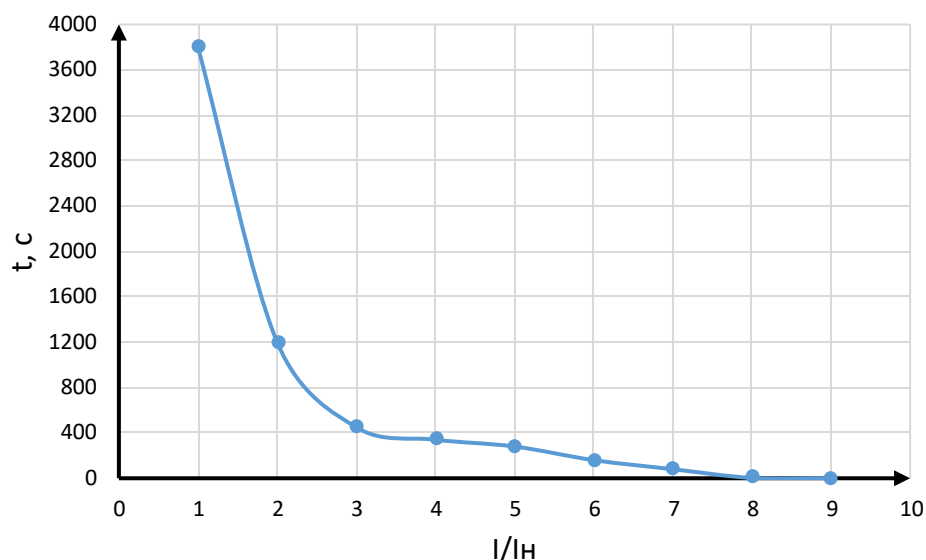


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,53 \cdot I_{\text{НОМ}} \quad (5.37)$$

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

$$U_{\text{ср}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_{\text{В}} \cdot n_{\Gamma}} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 10500/100} = 66 \text{ В} \quad (5.38)$$

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

5.3.6 Дистанционная защита генератора

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.

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 Томской ГЭС – ПС «Крапивинская»:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 114,5 + \frac{0,8}{3} \cdot 63,1 = 108,4 \text{ Ом} \quad (5.39)$$

где Z_T – сопротивление трансформатора приведенное к высшей стороне;

$Z'_{1Л}$ – сопротивление линии;

K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны.

Сопротивление трансформатора ТДЦ-80000/200, приведенное к высшей стороне:

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 242^2}{56,25} = 114,5 \text{ Ом} \quad (5.40)$$

Сопротивление линии 220кВ:

$$Z'_{1Л} = \sqrt{x_L^2 + r_L^2} = \sqrt{60,9^2 + 16,52^2} = 63,1 \text{ Ом} \quad (5.41)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,13 \cdot \frac{56,25}{80} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{56,25}{242^2} \cdot 63,1 = 0,09 \quad (5.42)$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,09 \cdot 1,4 = 0,13 \text{ Ом} \quad (5.43)$$

где Z_6 – базисное сопротивление генератора, равное:

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{10,5^2}{56,25} = 1,96 \text{ Ом} \quad (5.44)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1с.з} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,13 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{10500}{100}} = 0,99 \text{ Ом} \quad (5.45)$$

Принимается уставка $Z_{1сз} = 1$.

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, $\Delta Z = 30 - 40 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$.

Принимаем дельта $Z=30$.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 3093} = 1,9 \text{ Ом} \quad (5.46)$$

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):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.Х.Х.}}}}{x_d} = \frac{2 \cdot 2 - 0,95}{0,8} = 3,8 \text{ о.е.} \quad (5.47)$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

С учетом насыщения машины величина тока статора генератора в режиме форсировки составит $2,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о.е.} \quad (5.48)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,9}{0,95 \cdot 2,5} = 0,379 \quad (5.49)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 67,73^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о.е.} \quad (5.50)$$

$$Z_{\text{СЗII}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,35 \cdot \frac{10,5^2}{56,25} = 0,69 \text{ Ом} \quad (5.51)$$

Значение уставки реле составляет:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{СЗII}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0,69 \cdot 4000 / 5}{10500 / 100} = 5,2 \text{ Ом} \quad (5.52)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 5,2 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,0195 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,1035 \text{ Ом}$.

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8 с – на отключение секционных 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 4.3.

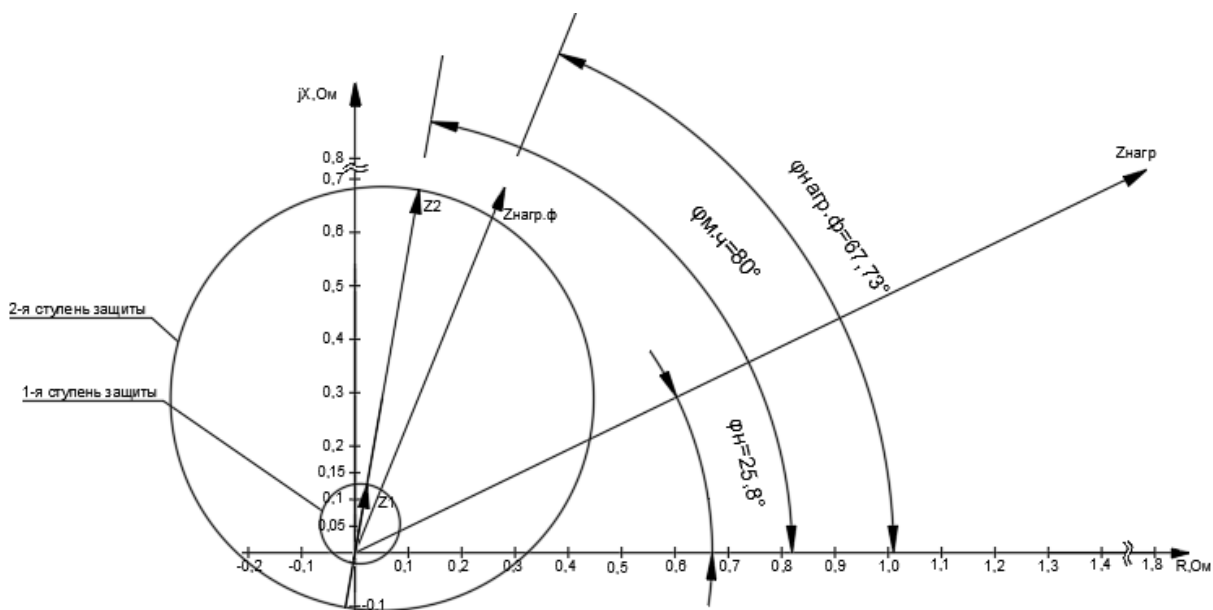


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.3.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р} \quad (5.53)$$

где $I_{НОМ.Р}$ – номинальный ток ротора.

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.54)$$

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

Таблица 5.5 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

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

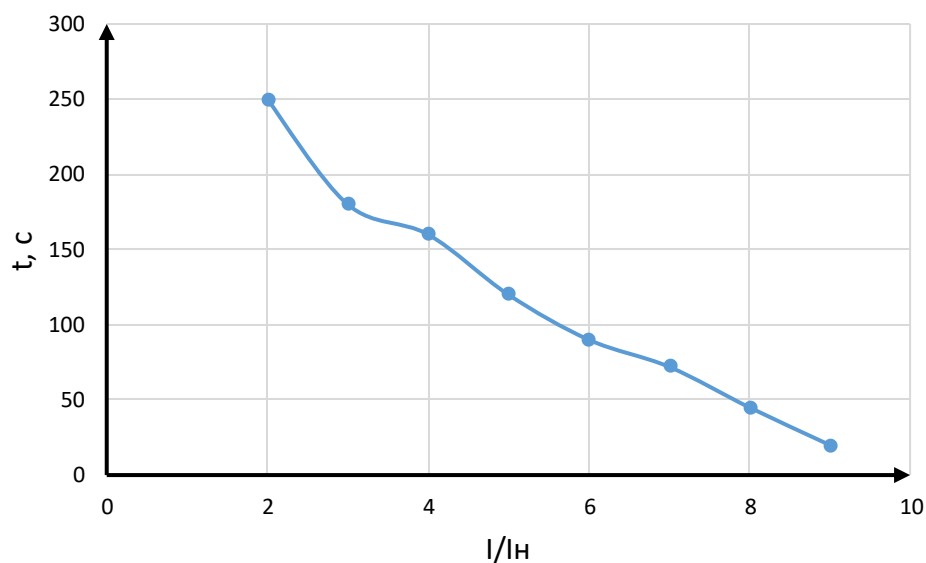


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.55)$$

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

5.4 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики ШЭ1113 производства «ЭКРА». Установка Отечественного микропроцессорного оборудования позволит избежать возможного вмешательства в работу оборудования, а также уменьшит затраты.

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

Наличие функций непрерывного самоконтроля и диагностики обеспечивает высокую готовность микропроцессорных защит при наличии требования к срабатыванию, а использование высокоинтегрированных и высоконадежных микросхем – повышенную надежность аппаратной части защиты.

5.5 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит и матрица отключений представлены в приложении Г, таблицы Г.1 и Г.2

6 Компонировка сооружения гидроузла

6.1 Проектирование водосливной плотины

Для расчётов необходимо выяснить класс сооружения:

- В зависимости от высоты и типа грунта основания: плотина бетонная, железобетонная, тип основания грунта – А-скальный. Высота от 25 до 60 метров, т.к. $H_{\max}=29,1$ м – III класс;

- В зависимости от их назначения и условий эксплуатации: по $N_{уст}$ от 10 до 300 МВт – III класс;

- В зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий:

Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии ГТС: п. Зеленогорский (население 4736 чел.) на расстоянии 5 км от створа и пгт. Крапивинский (население 7169 чел.) на расстоянии 15 км от створа.

Размер возможного материального ущерба без учета убытков владельца ГТС (млн. руб) составляет примерно от 1000- 5000 – II класс ГТС.

Назначаем II класс ГТС.

6.1.1 Определение отметки гребня грунтовой плотины

За отметку гребня плотины принимается:

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

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

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

где $h_{run1\%}$ – высота наката волн на напорной грани;

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – величина запаса, для II класса сооружения $a = 0,6$ м.

6.1.2 Расчет параметров волнового воздействия

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

где $v = 24$ м/с – скорость ветра [2];

K_W – коэффициент, зависящий от скорости ветра:

$$K_W = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot V) \cdot 10 - 7 = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 24) \cdot 10 - 7 = 0,00000246; \quad (6.4)$$

Длина разгона волны при $\alpha = 0^\circ$, $L \approx 5139$ м (рисунок 6.1).

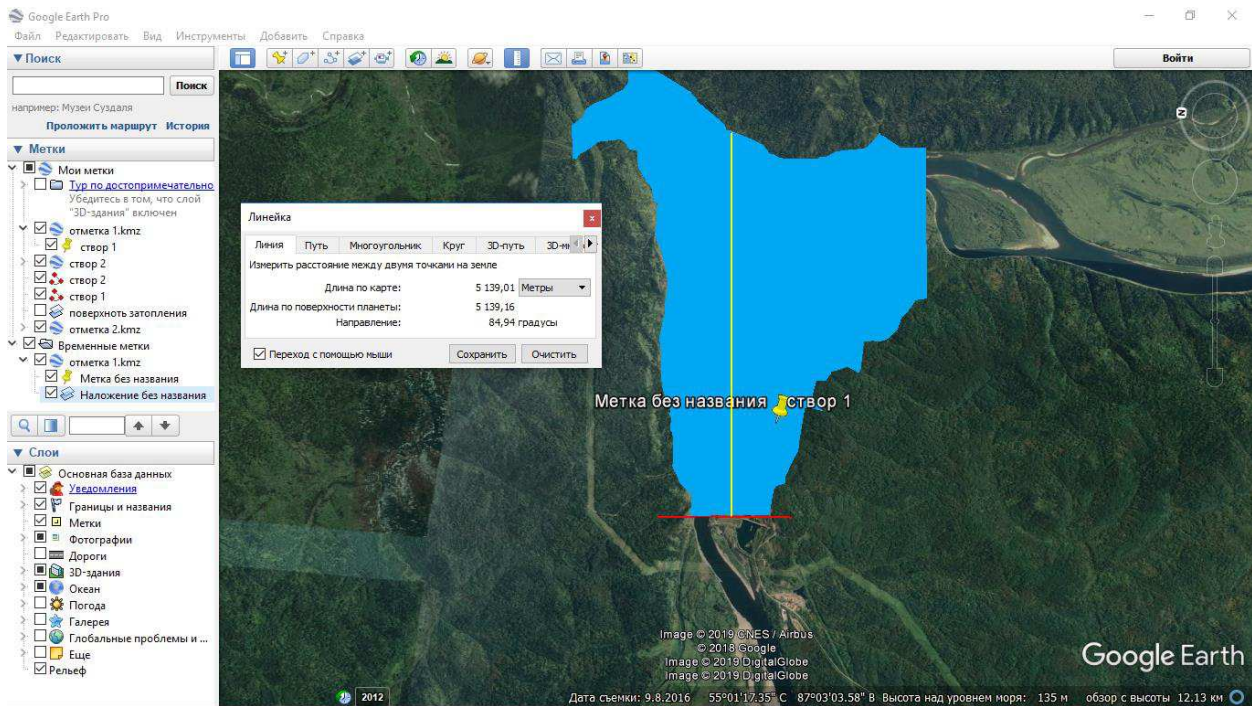


Рисунок 6.1 - Длина разгона волны
Масштаб: 1:58610

Условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}}}{2} = \frac{161 - 131}{2} = 15 \text{ м} \quad (6.5)$$

$$\Delta h_{\text{set}} = K_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 0,00000246 \cdot \frac{24^2 \cdot 5139}{9,81 \cdot 15} = 0,049 \text{ м} \quad (6.6)$$

Рассчитаем безразмерные величины:

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 5139}{24^2} = 87,52 \quad (6.7)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{24} = 8829, \quad (6.8)$$

где $t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$ – период действия ветра.

По [3, Приложение А, рис А.1] определяем параметры волнового воздействия:

$$\text{— для } \frac{gL}{V_w^2} = 87,52: \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,016; \quad \frac{gT}{V_w} = 1,45; \quad (6.9)$$

$$\text{— для } \frac{gt}{V_w} = 8829: \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,07; \quad \frac{gT}{V_w} = 3,8 \quad (6.10)$$

Принимаем наименьшие значения $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,016$; $\frac{gT}{V_w} = 1,45$ и определяем параметры волны.

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{1,45 \cdot V_w}{g} = \frac{1,45 \cdot 24}{9,81} = 3,55 \text{ с} \quad (6.11)$$

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,016 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,016 \cdot 24^2}{9,81} = 0,94 \text{ м} \quad (6.12)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,55^2}{2 \cdot 3,14} = 19,69 \text{ м} \quad (6.13)$$

$$d > 0,5\bar{\lambda}_d \quad (6.14)$$

$15 > 0,5 \cdot 19,69 = 9,85 \text{ м}$ – условие выполняется, т.е. зона глубоководная. Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,94 \cdot 2,1 = 1,97 \text{ м}, \quad (6.15)$$

где K_i – коэффициент, определяемый по графику [3, Приложение А1, рис А.2] в зависимости от значения $\frac{gL}{V_w^2}$ (для глубоководной зоны). Принимаем $K_i = 2,1$;

\bar{h} – средняя высота волны.

Определяем высоту наката волны 1% обеспеченности:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,4 \cdot 1,9 \cdot 1,97 = 4,72 \text{ м}, \quad (6.16)$$

где k_r и k_p – коэффициенты шероховатости и проницаемости отброса, определяемые по [3, Приложение Д, табл. Д1];

$k_r = 1$, $k_p = 0,9$ для отброса грунтовой плотины, укрепленного железобетонными плитами;

k_{sp} – коэффициент, определяемый [3, Приложение Д, табл. Д2] при $m = \text{ctg} \varphi = 2$ и $V_w = 24 \text{ м/с}$, $k_{sp} = 1,4$;

k_{run} – коэффициент, определяемый по [3, Приложение Д, рис. Д1] в зависимости от пологости волны.

$$\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{19,69}{1,97} = 9,99 \quad (6.17)$$

где $k_{run} = 1,9$

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a = 4,72 + 0,049 + 0,6 = 5,369 \text{ м} \quad (6.18)$$

Таким образом, отметка гребня грунтовой плотины составляет:

$$\nabla_{ГГП} = \nabla_{НПУ} + h_s = 161 + 5,369 = 166,4 \text{ м} \quad (6.19)$$

6.2 Гидравлические расчеты

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

$$Q_{\text{макс}}^{\text{осн}} = 1689 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{\text{макс}}^{\text{пов}} = 2060 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{\text{ГА}} = \frac{N_{\text{ед}}^{\text{ед}}_{\text{ГА}}}{9,81 \cdot H^{\text{осн}}_{\eta}} = \frac{55,7 \cdot 10^3}{9,81 \cdot 25,5 \cdot 0,931} = 239,2 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.20)$$

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{ГА}} \cdot m = 239,2 \cdot 2 = 478,4 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.21)$$

$$m = n - 1 = 3 - 1 = 2; \quad (6.22)$$

$$H^{\text{осн}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}} = 161,00 - 135,9 = 25,1 \text{ м}; \quad (6.23)$$

Так как $H^{\text{осн}} > H_{\text{мин}} = 24,30 \text{ м}$, паводок можно пропускать через ГЭС.

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = Q_{\text{макс}}^{\text{осн}} - (n - 1) \cdot Q_{\text{ГА}}; \quad (6.24)$$

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = 1689 - 2 \cdot 239,2 = 1210,6 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$q_p = V_h \cdot h_{\text{НБ}}^{\text{осн}} = 6 \cdot 4,9 = 29,4 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.25)$$

где n – количество агрегатов;

V_h – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки, для скальных – выше 5 м/с);

$h_{\text{НБ}}^{\text{осн}} = 4,9 \text{ м}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $\nabla_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$ при $Q_{\text{макс}}^{\text{осн}} = 1689 \text{ м}^3/\text{с}$;

$$h_{\text{НБ}} = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{ДНО}} = 135,90 - 131,00 = 4,9 \text{ м}; \quad (6.26)$$

Удельный расход на водосливе:

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{р}} = 1,25 \cdot 29,4 = 36,75 \text{ м}^2/\text{с}; \quad (6.27)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q^{\text{осн}}_{\text{расч}}}{q_{\text{в}}} = \frac{1210,6}{36,75} = 32,94 \text{ м} \approx 40 \text{ м}; \quad (6.28)$$

Таким образом, принимаем: $n=4$ - число пролетов, $b=10$ – ширина пролета. Принимаем бык разрезной конструкции толщиной $\delta_{\text{б}} = 4$ м.

Ширина водосливного фронта при $n = 4$ с учетом размеров быков:

$$B_{\text{в}} = n \cdot b + (n - 1) \delta_{\text{б}} = 4 \cdot 10 + (4 - 1) \cdot 4 = 52 \text{ м}; \quad (6.29)$$

6.2.2 Определение отметки гребня водослива

Напор на гребне водослива без учета сжатия и подтопления - H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления H_{02} :

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{р}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1210,6}{0,49 \cdot 40 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,8 \text{ м}, \quad (6.30)$$

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

$$Q_{\text{р}} = Q^{\text{осн}}_{\text{макс}} - Q_{\text{ГЭС}} = 1689 - 478,4 = 1210,6 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.31)$$

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{р}}}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1210,6}{0,49 \cdot 0,94 \cdot 40 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6 \text{ м}; \quad (6.32)$$

где $\sigma_n = 1$ для неподтопленного водослива;

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяют по формуле (3.4).

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \right) \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{0,7 + (4-1) \cdot 0,45}{4} \right) \cdot \frac{5,8}{10} = 0,94; \quad (6.33)$$

где ξ – коэффициент формы боковых устоев, принимают 0,7;

ξ_0 – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т. е. величины и от формы верховой грани быка принимается 0,45;

n – число пролётов;

b – ширина пролета.

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 6 - \frac{1,1 \cdot 0,78^2}{2 \cdot 9,81} = 5,96 \text{ м}; \quad (6.34)$$

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_b)} = \frac{1210,6}{(161 - 131) \cdot (40 + (4-1) \cdot 4)} = 0,78 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (6.35)$$

где $\delta_b = 4$ м – толщина быка.

Полученный напор должен быть округлен в большую сторону по стандартному ряду, $H_{\text{ст}} = 6$ м.

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\nabla \text{ГВ} = \nabla \text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 161 - 6 = 155,00 \text{ м}; \quad (6.36)$$

Отметка гребня быка:

$$\nabla \text{ГБ} = \nabla \text{ГВ} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 155,00 + 9,6 = 164,60 \text{ м}; \quad (6.37)$$

Принимаем проектную отметку гребня плотины как наибольшую из $\nabla \text{ГГП}$ и $\nabla \text{ГБ}$, таким образом, $\nabla \text{ГП} = 166,40$ м.

6.2.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

$$H_{01 \text{ пов}} = \left(\frac{Q_p}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1585,4}{0,49 \cdot 40 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,93 \text{ м}; \quad (6.38)$$

$$Q_p = Q^{\text{пов}}_{\text{макс}} - Q_{\text{ГЭС}} = 2060 - 474,6 = 1585,4 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.39)$$

$$Q_{\text{ГА}} = \frac{N_{\text{ГА}}}{9,81 \cdot H \cdot \eta} = \frac{55700}{9,81 \cdot 25,7 \cdot 0,931} = 237,30 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.40)$$

$$H = \nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{УНБ}_{0,1\%} = 162 - 136,3 = 25,7 \text{ м}; \quad (6.41)$$

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{ГА}} \cdot m = 237,30 \cdot 2 = 474,6 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.42)$$

$$m = n - 1 = 3 - 1 = 2, \quad (6.43)$$

где n – количество агрегатов.

$$H_{02 \text{ пов}} = \left(\frac{Q_p}{m \varepsilon \sigma_n B \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1585,4}{0,49 \cdot 0,93 \cdot 40 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,28 \text{ м}; \quad (6.44)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \right) \cdot \frac{H_{01}}{b}; \quad (6.45)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{0,7 + (4-1) \cdot 0,45}{4} \right) \cdot \frac{6,93}{10} = 0,93;$$

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 7,28 - \frac{1,1 \cdot 0,98^2}{2 \cdot 9,81} = 7,23 \text{ м}; \quad (6.46)$$

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНО}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{1585,4}{(162,00 - 131,00) \cdot (40 + (4-1) \cdot 4)} = 0,98 \text{ м/с}; \quad (6.47)$$

$$\nabla\text{УВБ} = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 155,00 + 7,23 = 162,23 \text{ м}; \quad (6.48)$$

Принимаем проектную отметку $\nabla\text{ФПУ} = 162,20 \text{ м}$.

6.2.4 Построение профиля водосливной грани

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя можно очертить по дуге с радиусом R . Величина этого радиуса назначается в зависимости от высоты плотины и напора на водосливе.

$$R = (0,2 \div 0,5)(H_{\text{ст}} + C_B) = (0,2 \div 0,5) \cdot (6 + 24) = (6 \div 15) \text{ м}; \quad (6.49)$$

Принимаем $R = 12 \text{ м}$. Высота водослива:

$$C_B = \nabla\text{ГВ} - \nabla\text{ДНО} = 155,00 - 131,00 = 24 \text{ м}; \quad (6.50)$$

Принимаем профиль оголовка безвакуумного водослива с оголовком типа А по данным Кригера – Офицера.

Таблица 6.1 – Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора $H_{\text{ст}} = 6 \text{ м}$.

x	y	x	y	x	y	x	y
0	0,756	6	1,536	12	7,41	18	16,944
0,6	0,216	6,6	1,926	12,6	8,214	18,6	18,078
1,2	0,042	7,2	2,364	13,2	9,048	19,2	19,242
1,8	0	7,8	2,85	13,8	9,918	19,8	20,43
2,4	0,036	8,4	3,384	14,4	10,8	20,4	21,654
3	0,162	9	3,966	15	11,76	21	22,908
3,6	0,36	9,6	4,584	15,6	12,732	21,6	24,186
4,2	0,6	10,2	5,238	16,2	13,734		
4,8	0,876	10,8	5,922	16,8	14,772		
5,4	1,188	11,4	6,648	17,4	15,84		

Строим профиль (рисунок 6.2) по координатам:

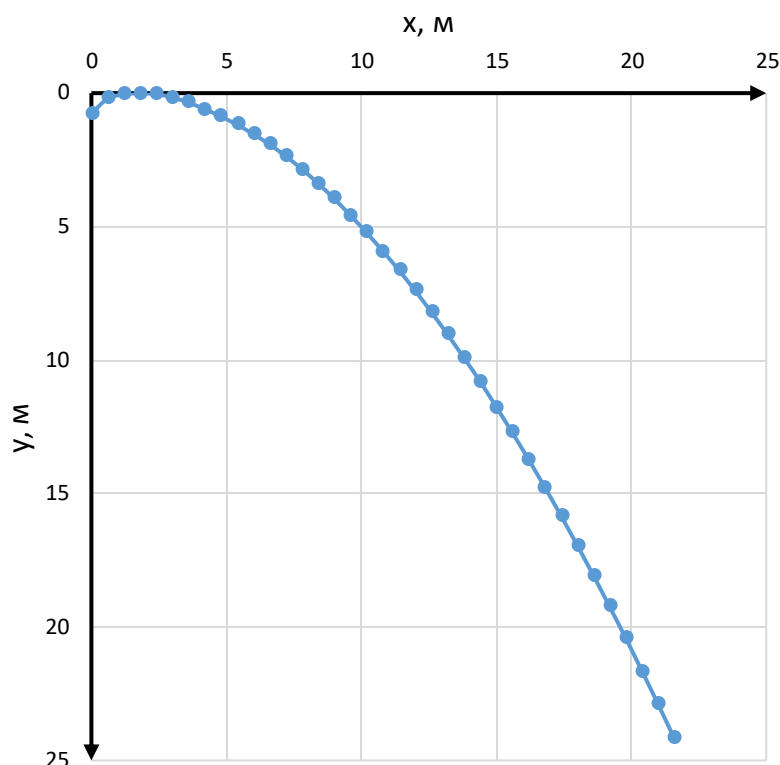


Рисунок 6.2 - Оголовок водосливной плотины

6.2.5 Пропуск расходов через донный аварийный водосброс

По формуле определяют площадь водосбросных отверстий $\omega_{\text{во}}$, затем назначают их число размеры водосбросного отверстия.

$$Q_c = \mu \omega_{\text{во}} \sqrt{2gH_{\text{во}}} = \frac{V_{\text{пол}} + V_{\text{притока}}}{t_{\text{ср}}}; \quad (6.51)$$

$$Q_c = \frac{4,41 \cdot 10^9 + 992390400}{13132800} = 411,4 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\omega_{\text{во}} = \frac{Q_c}{\mu \sqrt{2gH_{\text{во}}}} = \frac{411,4}{0,81 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 26,5}} = 22,27 \text{ м}^2, \quad (6.52)$$

где Q_c – расход через аварийный водосброс, $\text{м}^3/\text{с}$;

$V_{\text{пол}} = 4,41 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ – полезный объем водохранилища, м^3 ;

$t_{\text{ср}} = 13132800 \text{ с}$ – время срабатывания водохранилища, с;

$\omega_{\text{во}}$ – площадь выходных отверстий, м^2 ;

μ – коэффициент расхода, равный 0,81;

$V_{\text{пр}}$ – объем притока, м^3 ;

$H_{\text{во}}$ – напор над центром выходного отверстия.

$$H_{\text{BO}} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ВО} = 161,00 - 134,50 = 26,5 \text{ м}, \quad (6.53)$$

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

$$\nabla\text{ВО} = \nabla\text{ПО} + \frac{h_{\text{BO}}}{2} = 133,00 + \frac{3}{2} = 134,50 \text{ м}, \quad (6.54)$$

где $h_{\text{BO}} = 3 \text{ м}$ – высота отверстия, принятая предварительно, м;
 $\nabla\text{ПО}$ – отметка порога отверстия.

$$\nabla\text{ПО} = \nabla\text{ДНА} + h_{\text{п}} = 131,00 + 2 = 133,00 \text{ м}, \quad (6.55)$$

где $h_{\text{п}} = 2 \text{ м}$ – высота порога, м.

Выбираем прямоугольное отверстие 3×3 , 3 отверстия, следовательно, ω_{BO} принимаем 27 м^2 .

6.2.6 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Определяем тип сопряжения бьефов при донном режиме для прямоугольного русла.

Критическая глубина:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{\text{p}}^2}{(B + (n-1) \cdot \delta_6)^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1210,6^2}{(40 + (4-1) \cdot 4)^2 \cdot 9,81}} = 3,93 \text{ м}; \quad (6.56)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНО} = 161,00 - 131,00 = 30 \text{ м}; \quad (6.57)$$

Определим сопряженные глубины:

$$h'_{\text{c}} = \frac{q_{\text{c}}}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot T_0}} = \frac{23,28}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 30}} = 1,01; \quad (6.58)$$

$$h''_{\text{c}} = \frac{q_{\text{c}}}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{\text{c}})}} = \frac{23,28}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (30 - 1,01)}} = 1,03; \quad (6.59)$$

где φ – коэффициент скорости потока, $\varphi = 0,95$;

$$q_{\text{c}} = \frac{Q_{\text{p}}}{B_{\text{B}}} = \frac{1210,6}{52} = 23,28 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.60)$$

$$h''_{\text{c}} = \frac{h'_{\text{c}}}{2} \left(\sqrt{(1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{\text{кр}}}{h'_{\text{c}}}\right)^3} - 1} \right); \quad (6.61)$$

$$h''_c = \frac{1,03}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{3,93}{1,03} \right)^3} - 1 \right) = 10,35; \quad (6.62)$$

Так как $h''_c = 10,35 \text{ м} > h_{\text{НБ}} = 4,9 \text{ м}$, следовательно, гидравлический прыжок отогнанный.

6.2.7 Расчет водобойной стенки

Высота водобойной стенки:

$$h_{\text{ст}} = \sigma \cdot h''_c - H_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 10,35 - 5,3 = 6,1 \text{ м}; \quad (6.63)$$

где $H_{\text{ст}}$ – напор над водобойной стенкой, равный:

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{q}{m \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} - \frac{\alpha \cdot q^2}{2 \cdot g \cdot (\sigma \cdot h''_c)^2}; \quad (6.64)$$

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{23,28}{0,4 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 23,28^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 10,35)^2} = 5,3 \text{ м};$$

$$q = \frac{Q_p}{B_b} = \frac{1210,6}{52} = 23,28 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}; \quad (6.65)$$

где σ - коэффициент запаса равный 1,1

m – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива, принимается $m = 0,4$.

Выполняем проверку сопряжения бьефов за стенкой при:

$$T_0 = H_{\text{ст}} + h_{\text{ст}} = 5,3 + 6,1 = 11,4 \text{ м}; \quad (6.66)$$

Определим сопряженные глубины:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{23,28}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (11,4 - 0)}} = 1,63 \text{ м}; \quad (6.67)$$

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{23,28}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (11,4 - 1,63)}} = 1,77 \text{ м}; \quad (6.68)$$

$$h''_{c,2} = \frac{h'_{c,1}}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{\text{кр}}}{h'_{c,1}} \right)^3} - 1 \right); \quad (6.69)$$

$$h''_{c,2} = \frac{1,87}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{3,93}{1,87} \right)^3} - 1 \right) = 7 \text{ м};$$

Так как $h_{нб}=4,9$ м, а вторая сопряжённая глубина равна 7 м, следовательно, прыжок незатопленный. Далее проведем расчет водобойного колодца.

6.2.8 Расчет водобойного колодца

В курсовом проекте ширину водобойного колодца B_k принимаем равной:

$$B_k = B_B; \quad (6.70)$$

Определяем начальную глубину колодца:

$$d_k = \sigma \cdot h_c'' - (h_{нб} + \Delta Z); \quad (6.71)$$

Где перепад ΔZ , вычисляется:

$$\Delta Z = \left(\frac{q^2}{2 \cdot g \cdot \varphi^2 \cdot h_{нб}^2} \right) - \left(\frac{\alpha \cdot q^2}{2 \cdot g \cdot \sigma^2 \cdot h_c''^2} \right); \quad (6.72)$$

$$\Delta Z = \left(\frac{23,28^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,95^2 \cdot 4,9^2} \right) - \left(\frac{1,1 \cdot 23,28^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1^2 \cdot 10,35^2} \right) = 1,04;$$

Тогда :

$$d_k = 1,1 \cdot 10,35 - (4,9 + 1,04) = 5,4 \text{ м}; \quad (6.73)$$

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом с учетом начальной глубины колодца:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} + d_k = 161 - 131 + 5,3 = 35,3 \text{ м}; \quad (6.74)$$

Определим сопряженные глубины:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{23,28}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (35,3 - 0)}} = 0,93 \text{ м}; \quad (6.75)$$

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{23,28}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (35,3 - 0,93)}} = 0,94 \text{ м}; \quad (6.76)$$

$$h_{c,2}'' = \frac{h'_{c,1}}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h'_{c,1}} \right)^3} - 1 \right); \quad (6.77)$$

$$h_{c,2}'' = \frac{0,94}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{3,93}{0,94} \right)^3} - 1 \right) = 10,9 \text{ м};$$

Тогда определяем новую глубину колодца:

$$\Delta Z = \left(\frac{q^2}{2 \cdot g \cdot \varphi^2 \cdot h_{НБ}^2} \right) - \left(\frac{\alpha \cdot q^2}{2 \cdot g \cdot \sigma^2 \cdot h_c''^2} \right); \quad (6.78)$$

$$\Delta Z = \left(\frac{23,28^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,95^2 \cdot 4,9^2} \right) - \left(\frac{1,1 \cdot 23,28^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1^2 \cdot 10,9^2} \right) = 1,06;$$

$$d_{K2} = \sigma \cdot h_c'' - (h_{НБ} + \Delta Z) = 1,1 \cdot 10,9 - (4,9 + 1,06) = 6,03 \text{ м}; \quad (6.79)$$

$$\frac{d_{K2} - d_K}{d_{K2}} = \frac{6,03 - 5,4}{6,03} \cdot 100\% \approx 10 \%; \quad (6.80)$$

Принимаем глубину колодца $d_{K2} = 6,03 \text{ м}$.

$$\nabla_{ПВ} = \nabla_{ДНО} - d_K = 131 - 6,3 = 124,7; \quad (6.81)$$

6.2.9 Водобой

Длина гидравлического прыжка:

$$l_{пр} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 10,9 - 0,94) = 49,4 \text{ м}; \quad (6.82)$$

Длина водобоя при наличии на нем гасителей:

$$l_B = 0,9 \cdot l_{пр} = 0,9 \cdot 49,4 = 44,5 \text{ м}; \quad (6.83)$$

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, представленный на рисунке и имеющий минимальную ширину понизу. Профиль должен удовлетворять двум условиям:

- 1 - Отсутствие растягивающих напряжений в бетоне;
- 2 - Устойчивость тела плотины против сдвига по основанию.

Ширина водосливной плотины по основанию:

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w}(1-n) + n(2-n) - \alpha_1}}; \quad (6.84)$$

где α_1 – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей и шпунтов принимаемый $\alpha_1 = 0,5$;

ρ_b – плотность бетона;

ρ_w – плотность воды.

Высота плотины h :

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 161,00 - 129,00 = 32,00 \text{ м}; \quad (6.85)$$

Из условия устойчивости плотины на сдвиг по основанию ширина подошвы водосливной плотины определяется из выражения:

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n h}{\text{tg}\varphi \left(\frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}; \quad (6.86)$$

где γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, принимаемый для II класса сооружения 1,20;

φ – угол внутреннего трения для расчетов устойчивости ГТС по контакту бетон-скала, $\varphi = 32^\circ$.

Задаваясь различными значениями n , произведем расчет (таблица 6.2) и построим графики зависимостей $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$ (рисунок 6.3).

Таблица 6.2 - Расчет зависимостей $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$

n	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
B_n^I	22,5	22,8	23,2	23,8	24,7	25,7	27,2	29,2	32,0	36,3
B_n^{II}	31,3	29,8	28,3	27,1	25,9	24,8	23,8	22,9	22,0	21,3

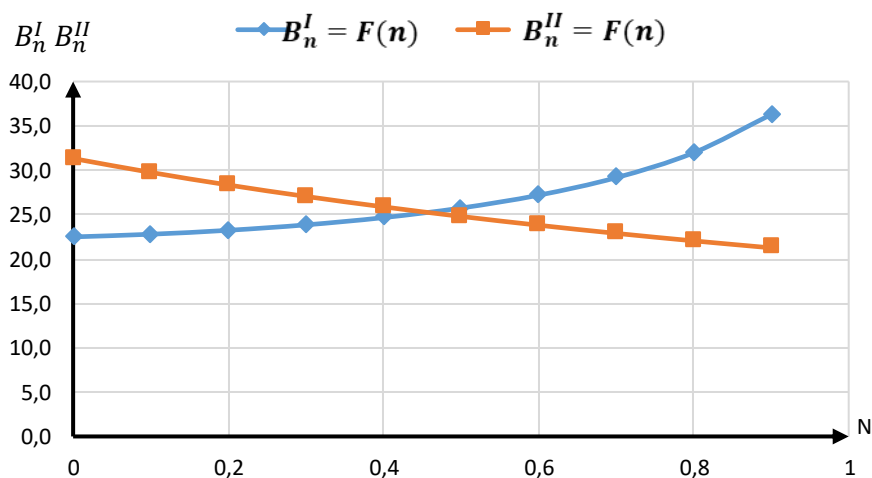


Рисунок 6.3 – Пересечение кривых $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$

Графики пересекаются в точке $n = 0,46$ и $B_n = 25$ м. Принимаем ширину подошвы плотины $B = 25$ м.

6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами

Принимаем расстояние между секционными швами 14 м. Температурные швы для плотины на скальном основании принимаем шириной 1 см на расстоянии 4 м от лицевых граней и гребня, а внутри тело плотины 0,2 см.

6.3.3 Быки

Разрезной бык состоит из двух полубыков. Толщину быка принимаем 4 м. Толщину пазового перешейка быка принимаем 2,4 м. Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму. Размеры пазов ремонтного затвора 2,3 м и рабочего затвора 2,3 м. Расстояние между пазами 1 м. Разрез быков представлен на рисунке 6.4.

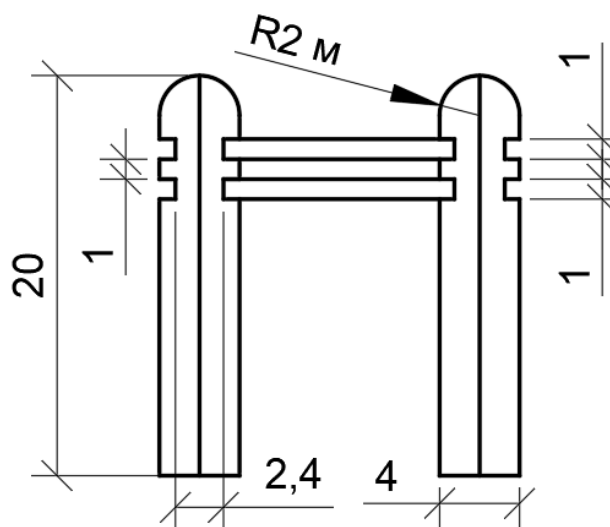


Рисунок 6.4 – Разрез быков

6.3.4 Устой

Для данного случая проектирования бетонной водосливной плотины и здания ГЭС назначаем разделительный устой (в виде отдельной стенки), которая будет отделять водослив от здания ГЭС. Основное назначение этого устоя - разделение потоков водослива и здания ГЭС, а также защита здания ГЭС от брызг при сбросе воды.

Между водосливной плотиной и правобережной грунтовой плотиной устраиваем сопрягающий устой.

6.3.5 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотин устраиваем дренаж в виде вертикальных скважин (дрен), имеющих выходы в продольные галереи. Диаметр вертикальных дренажных скважин принимаем 20 см.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа назначаем $d_{др} = 2,3$, при этом должно выполняться условие:

$$d_{др} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{кр}}; \quad (6.87)$$

$$2,3 \geq \frac{33 \cdot 1,2}{25};$$

$$2,3 \geq 1,6;$$

где H_d – напор над расчетным сечением;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

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

Данное расположение дренажа позволяет выполнить смотровые и буровые галереи на расстоянии более 2 м от напорной грани.

6.3.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины устраиваем продольные и поперечные галереи с шагом 15 м по высоте на отметках 128,00 (дополнительно устраиваем зуб) и 143,00. В плотине имеются как продольные галереи, предназначенные для омоноличивания швов, установки КИА, а также осмотра состояния массива бетона, контроля состояния противofильтрационных устройств межсекционных швов, сбора дренажных вод и измерения фильтрационных расходов. Размеры галереи цементационная, дренажная – 2,4x2,8 м.

Отметка пола галереи:

$$\nabla_{Гал} = \nabla_{ПОД} - 1 = 129,00 - 1 = 128,00 \text{ м}; \quad (6.88)$$

6.4 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

В основании плотины, стоящей на скале, для снижения фильтрационного давления на сооружение устраиваем цементационную завесу, которая удлиняет путь фильтрации, уменьшает скорость течения потока и количество профильтровавшейся воды, и наклонный дренаж для отвода фильтрующейся воды.

6.4.1 Противofильтрационная завеса

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1)B_n = (0,05 \div 0,1) \cdot 25 = (1,25 \div 2,5) \text{ м}, \quad (6.89)$$

где B_n – ширина подошвы плотины.

Принимаем значение $l_1 = 2,3$ м, которое согласовано с расположением цементационной галереи.

Глубина цементационной завесы:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8)H_{max} = 0,51 \cdot 29,4 = 15 \text{ м}, \quad (6.90)$$

$$H_{max} = \nabla\text{НПУ} - h_{\text{НБ}min} = 161,00 - 131,6 = 29,4 \text{ м}, \quad (6.91)$$

где $h_{\text{НБ}min} = 131,6$ – уровень воды в НБ при $Q_{сан} = 60 \text{ м}^3/\text{с}$.

Расстояние между рядами цементационных скважин, а также между скважинами в ряду принимается 2 м.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{зав} = \frac{\Delta H_3 \gamma_n}{\gamma_{кр}} = \frac{17,64 \cdot 1,2}{15} = 1,4 \text{ м}, \quad (6.92)$$

где ΔH_3 – потери напора на завесе;

$I_{кр} = 15$ – критический градиент для завесы.

$$\Delta H_3 = H_d - H_{ас} = 29,4 - 11,76 = 17,64 \text{ м}, \quad (6.93)$$

где $H_d, H_{ас}$ – геометрические параметры эпюры фильтрации

$$H_d = \nabla\text{НПУ} - h_{\text{НБ}min} = 161,00 - 131,6 = 29,4 \text{ м}, \quad (6.94)$$

$$H_{ас} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 29,4 = 11,76 \text{ м}; \quad (6.95)$$

6.4.2 Дренажные устройства в основании

Глубина дренажных скважин:

$$h_{др} = 0,6 \cdot h_{зав} = 0,6 \cdot 15 = 9 \text{ м}; \quad (6.96)$$

Диаметр дренажных скважин принимается 0,2 м, расстояние между ними 2,5 м.

6.5 Определение основных нагрузок на плотину

6.5.1 Вес сооружения

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

$S_{пл} = 401,7 \text{ м}^2$; $S_б = 679,1 \text{ м}^2$. Вес 1 п.м водосливной части плотины:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_б}{b + \delta_б} = \frac{401,7 \cdot 10 \cdot 9,81 \cdot 2400}{10 + 4} = 6755,4 \text{ кН/м}, \quad (6.97)$$

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

b – ширина пролета;

$\rho_б$ – плотность бетона;

$\delta_б$ – толщина быка.

Вес быка:

$$G_б = \frac{S_б \cdot \delta_б \cdot g \cdot \rho_б}{b + \delta_б} = \frac{679,1 \cdot 4 \cdot 9,81 \cdot 2400}{10 + 4} = 4568,2 \text{ кН/м}; \quad (6.98)$$

Вес плоского затвора определяем по формуле А.Р.Березинского:

$$Q_з \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 75 \cdot \sqrt{75} \cdot 9,81 \approx 350,4 \text{ кН}, \quad (6.99)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b, \quad (6.100)$$

$$f = (162,00 - 155 + 0,5) \cdot 10 = 75 \text{ м}^2;$$

Величина силы давления воды на затвор:

$$P_з = \rho_w \cdot g \cdot (\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ГВ})^2 \cdot 0,5 \cdot b, \quad (6.101)$$

$$P_з = 1000 \cdot 9,81 \cdot (161,00 - 155,00)^2 \cdot 0,5 \cdot 10 = 1765,8 \frac{\text{кН}}{\text{м}};$$

Вес затвора приводим к 1 п.м:

$$q_з^{\text{расч}} = \frac{Q_з}{b + \delta_б} = \frac{350,4}{10 + 4} = 25,03 \text{ кН/м}; \quad (6.102)$$

6.5.2 Расчет гидростатического давления воды

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

$$T_B = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 32^2}{2} = 5022,7 \text{ кН/м}, \quad (6.103)$$

$$h_1 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 161,00 - 129,00 = 32 \text{ м}; \quad (6.104)$$

- с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 2,6^2}{2} = 33,2 \text{ кН/м}, \quad (6.105)$$

$$h_2 = \nabla \text{НБ}_{\min} - \nabla \text{ПОД} = 131,60 - 129,00 = 2,6 \text{ м}, \quad (6.106)$$

где $\nabla \text{НБ}_{\min} = 131,60$ – уровень воды в НБ при $Q_{\text{сан}} = 60 \text{ м}^3/\text{с}$.

6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления имеет вид прямоугольника с высотой от минимального уровня НБ до подошвы сооружения для основного случая.

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{\text{ВЗВ}} = \rho_w g B_{\text{п}} (\nabla \text{НБ}_{\min} - \nabla \text{ПОД}), \quad (6.107)$$

$$W_{\text{ВЗВ}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 25 \cdot (131,60 - 129,00) = 637,6 \frac{\text{кН}}{\text{м}};$$

6.5.4 Сила фильтрационного давления

По СНиП 2.06.04-82. Нагрузки и воздействия на ГТС представлены приведенные к действующему напору H_d значения напора по оси цем.завесы H_{as} и дренажа H_{dr} при основном сочетании нагрузок. Эпюра пьезометрического напора по подошве плотины представлена на рисунке 6.5.

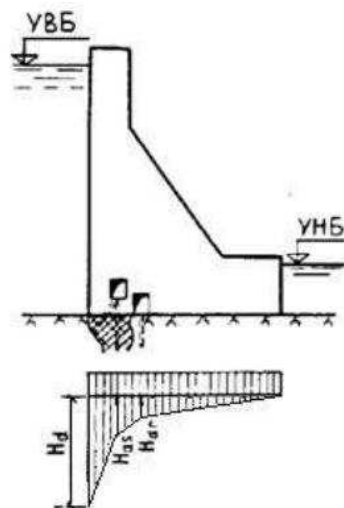


Рисунок 6.5 – Эпюра пьезометрического напора по подошве плотины

Для основного случая:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - H_{max} = 161,00 - 131,6 = 29,4 \text{ м}, \quad (6.108)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 29,4 = 11,76 \text{ м}, \quad (6.109)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 29,4 = 5,88 \text{ м}, \quad (6.110)$$

Площадь эпюры фильтрационного давления определяется как сумма площадей ее отдельных участков, представляющие из себя прямоугольные трапеции и прямоугольный треугольник.

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_\phi = \rho_w g S_\phi = 1000 \cdot 9,81 \cdot 131,2 = 1287,1 \text{ кН}; \quad (6.111)$$

6.5.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H h_H tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 11 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 10,8 \text{ кН/м}^2, \quad (6.112)$$

где γ_H – удельный вес наносов во взвешенном состоянии ($9 \div 13$) кН/м³, $\gamma_H = 11$ кН/м³;

h_H – толщина слоя наносов, принимаем от уровня заиления дна, $h_H = 2$ м;

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

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_H = \frac{p_H h_H}{2} = \frac{10,8 \cdot 2}{2} = 10,8 \text{ кН/м}; \quad (6.113)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ определяется следующим образом. В точке на границе слоя наносов и верхнего слоя грунта, боковое давление грунта определяют дважды: считая эту точку принадлежащей слою наносов p_H , а затем слою грунта, пригруженному весом наносов:

$$p_{A.гр}' = \gamma_H h_H tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.114)$$

$$p_{A.гр}' = 11 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{32}{2} \right) - 2 \cdot 80 \cdot tg \left(45 - \frac{32}{2} \right) = -81,9 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

$$p_{A.гр}'' = (\gamma_H h_H + \gamma_{взв\ гр} h_{гр}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.115)$$

$$p_{A.гр}'' = (11 \cdot 2 + 17,5 \cdot 2) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{32}{2} \right) - 2 \cdot 80 \cdot tg \left(45 - \frac{32}{2} \right) = -71,2 \text{ кН/м}^2,$$

$$\gamma_{взв\ гр} = \gamma_0 - (1 - n_0) \gamma_w = 25 - (1 - 0,24) \cdot 9,81 = 17,5 \text{ кН/м}^3, \quad (6.116)$$

где c – сцепление грунта, равное 80 кПа;

γ_0 – удельный вес сухого грунта, принимаем равным 25 кН/м³;

n_0 – пористость сухого грунта, равная 0,24;

γ_w – удельный вес воды;

$h_{гр}$ – толщина слоя грунта, равная 2 м;

$\varphi_{гр}$ – угол внутреннего трения, равный 32°, исходя из основания.

Равнодействующая активного давления грунта с учетом наносов на 1 п.м. равна площади эпюры:

$$E_{акт} = S_{эп} = \left(\frac{p_{A.гр}' + p_{A.гр}''}{2} \right) h_{гр} = \left(\frac{-81,9 - 71,2}{2} \right) \cdot 1 = -76,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}}; \quad (6.117)$$

Так как полученное значение отрицательное, значит активное давление грунта на ГТС отсутствует. Пассивное давление грунта основания со стороны НБ отсутствует.

6.5.6 Расчет волнового давления

Равнодействующая волнового давления при основном и особом сочетании нагрузок и воздействий может быть определена по формуле А.Л. Можевитинова.

$$W_{волн} = 0,5 \cdot \rho_v \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.118)$$

$$W_{волн} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,97 \cdot \left(\frac{19,69}{3,14} + \frac{0,62}{2} \right) = 63,6 \text{ кН},$$

где $h_{1\%}$ – высота волн 1% обеспеченности;

$\bar{\lambda}_d$ – средняя длина волны;

h_0 – средняя высота волны.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{3,14 \cdot 1,97^2}{19,69} = 0,62 \text{ м}; \quad (6.119)$$

Плечо силы $W_{волн}$ относительно уровня покоя верхнего бьефа:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{19,69}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,97 = 2,4 \text{ м}, \quad (6.120)$$

$$M_{волны} = W_{волны} \cdot l_{волны} = 63,6 \cdot 29,6 = 1882,6 \text{ кНм}, \quad (6.121)$$

$$l_{\text{волны}} = \nabla\text{НПУ} - y_c - \nabla\text{ПОД}, \quad (6.122)$$

$$l_{\text{волны}} = 161,00 - 2,40 - 129,00 = 29,6 \text{ м},$$

Эпюру волнового давления можно представить в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена не выше $1,1 \cdot h_{1\%}$ над УВБ, а другая не ниже $8 \cdot h_{1\%}$ УВБ.

6.6 Расчет прочности плотины

6.6.1 Определение напряжений

Расчет прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчет плотины проводится без учета температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчета определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности. В расчете плотины принимаем сжимающие напряжения со знаком «-», а растягивающие со знаком «+». Для удобства расчета составляем таблицу 6.3, в которую внесены нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке. Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
T_B	1	→	5022,7	10,8	53592,2
T_H	1	←	33,2	-0,9	-28,9
G_6	0,95	↓	4339,8	-2,4	-10415,5
$G_{пл}$	0,95	↓	6417,6	-3,5	-22461,6
$W_{взв}$	1	↑	637,6	1,1	701,4
W_ϕ	1	↑	1287,1	6,2	7980,0
E_H	1,2	→	12,9	2,8	36,3
$W_{волн}$	1	→	63,6	29,6	1882,6
q_3	0,9	↓	22,5	-11,1	-249,7
		$\sum N$	17837,1	$\sum M$	31036,7

Расчет крайних напряжений в горизонтальном сечении плотины (при расчете на 1 погонный метр длины):

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_n} + \frac{6 \cdot \sum M}{B^2 n} = -\frac{9421,4}{25} + \frac{6 \cdot 31036,7}{25^2} = -78,9 \text{ кН/м}^2, \quad (6.123)$$

где N – нормальная сила, сумма вертикальных сил, действующих на плотину;
 M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;
 B_n – ширина подошвы плотины.

$$N = G_6 + G_{пл} - W_{взв} - W_{ф} + q_3, \quad (6.124)$$

$$N = 4568,2 + 6755,4 - 637,6 - 1287,1 + 22,5 = 9421,4,$$

$$\sigma^u_x = \sigma^u_y \cdot m^2_u - \gamma_B \cdot H^u_d \cdot (1 - m^2_u), \quad (6.125)$$

где $H^u_d = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 161 - 129 = 32$ м – напор над сечением со стороны ВБ;

$$m_u = \text{tg } \alpha_1 = 0, \quad (6.126)$$

где α_1 – заложение верховой грани.

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma^u_x = -78,9 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 32 \cdot (1 - 0^2) = -313,9 \text{ кН/м}^2; \quad (6.127)$$

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau^u_{xy} = (\gamma_B \cdot H^u_d + \sigma^u_y) \cdot m_u, \quad (6.128)$$

$$\tau^u_{xy} = (9,81 \cdot 32 - 650,5) \cdot 0 = 0;$$

Главные напряжения:

$$\sigma^u_1 = \sigma^u_y \cdot (1 + m^2_u) + \gamma_B \cdot H^u_d \cdot m^2_u, \quad (6.129)$$

$$\sigma^u_1 = -78,9 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 32 \cdot 0^2 = -78,9 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

$$\sigma^u_3 = -\gamma_B \cdot H^u_d = -9,81 \cdot 32 = -313,9 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}; \quad (6.130)$$

Для низовой грани:

$$\sigma^t_y = -\frac{N}{B_n} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2_n} = -\frac{9421,4}{25} - \frac{6 \cdot 31036,7}{25^2} = -674,8 \text{ кН/м}^2, \quad (6.131)$$

$$\sigma^t_x = \sigma^t_y \cdot m^2_t - \gamma_B \cdot H^t_d \cdot (1 - m^2_t), \quad (6.132)$$

$$\sigma^u_x = -674,8 \cdot 0,6^2 - 9,81 \cdot 2,6 \cdot (1 - 0,6^2) = -259,3 \text{ кН/м}^2,$$

где $H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{\min} - \nabla \text{ПОД} = 131,6 - 129 = 2,6$ м, — напор над расчетным сечением со стороны НБ;

$$m_t = \text{tg } \alpha_2 = \text{tg } 32^\circ = 0,6, \quad (6.133)$$

где α_2 — угол между низовой гранью и вертикалью.

Касательные напряжения у низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.134)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 2,6 - 674,8) \cdot 0,6 = 389,6 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

Главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (6.135)$$

$$\sigma_3^t = -674,8 \cdot (1 + 0,6^2) + 9,81 \cdot 2,6 \cdot 0,6^2 = -908,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_B \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 2,6 = -25,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}; \quad (6.136)$$

Расчет основных краевых напряжений сведены в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Расчет краевых напряжений, действующих на плотину

Напряжение	Верховая грань	Низовая грань
$\sigma_y, \text{кН/м}^2$	-78,9	-674,8
$\sigma_x, \text{кН/м}^2$	-313,9	-278,5
$\tau_{xy}, \text{кН/м}^2$	0	389,6
$\sigma_1, \text{кН/м}^2$	-78,9	-25,5
$\sigma_3, \text{кН/м}^2$	-313,9	-908,5

6.6.2 Критерии прочности плотины

После определения напряжений, проверяем сооружение на прочность. Для этого нужно, чтобы выполнялись следующие условия:

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{1c} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.137)$$

где $\gamma_n = 1,2$ — коэффициент надежности в зависимости от класса сооружения;

$\gamma_{1c} = 1$, — коэффициент сочетания нагрузок;

$\gamma_{cd} = 1$, — коэффициент условий работы.

$$R_b \geq \frac{1,2 \cdot 1 \cdot 908,5}{1},$$

Принимаем бетон класса В15, с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $19650 \geq 1090,2 \text{ кН/м}^2$

На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.138)$$

$$-78,9 < 0;$$

В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_B \cdot H_d^u, \quad (6.139)$$

$$78,9 \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 32,$$

$$78,9 \text{ кН/м}^2 \geq 78,48 \text{ кН/м}^2;$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

6.6.3 Расчет устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях определяется несущей способностью основания.

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n, \quad (6.140)$$

где $\gamma_n = 1,2$, – коэффициент надежности по назначению сооружения;

$\gamma_{1c} = 1$, – коэффициент сочетания нагрузок;

$\gamma_{cd} = 1$, – коэффициент условий работы;

R – расчетное значение обобщенной несущей способности.

$$R = (G_{пл} + G_6 - W_{взв} - W_{ф} + q_3) \cdot tg\varphi + c \cdot \omega, \quad (6.141)$$

$$R = (5494568,2 + 6755,4 - 637,6 - 1287,1 + 22,5) \cdot 0,6 + 80 \cdot 25 = = 7652,8 \text{ кН/м},$$

где $tg\varphi = 0,6$ – внутреннее трение грунта основания;

$c = 80 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для скалы;

$\omega = B_{\text{п}} \cdot 1 = 25 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины при расчете на 1 п.м.;

$$F = T_{\text{в}} - T_{\text{н}} + W_{\text{волн.}} + E_{\text{н}} + E_{\text{акт}}, \quad (6.142)$$

$$F = 5022,7 - 33,2 + 63,6 + 12,96 = 5066,1 \text{ кН/м};$$

Таким образом, условие на сдвиг (формула 10.17):

$$\frac{7652,8 \cdot 1}{5066,1 \cdot 1} \geq 1,2,$$

$$1,5 \geq 1,2;$$

Сооружение соответствует условиям устойчивости против сдвига по основанию.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Томской ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС могут быть катастрофическими для всего региона, поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным, из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием этого закона является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности несет собственник гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений ГЭС осуществляется контрольно-измерительной аппаратурой (КИА). В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которого заключается в измерении с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа полученных данных.

На основании выше перечисленного и Акте обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой описано обоснование безопасности сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по предотвращению и ликвидацию явлений препятствующих безопасной эксплуатации.

7.2 Требования по охране труда и техники безопасности для работников Томской ГЭС

7.2.1 Общие положения

Правильно организованная работа по обеспечению безопасности труда повышает дисциплинированность работников, что, в свою очередь, ведет к повышению производительности труда, снижению количества несчастных случаев, поломок оборудования и иных нештатных ситуаций, то есть повышает в конечном итоге эффективность производства. Управление охраной труда в организации осуществляет работодатель.

Одной из основных задач по обеспечению безопасных условий труда на Томской гидроэлектростанции является создание структурного подразделения по охране труда и технике безопасности.

Служба по охране труда и технике безопасности выполняет следующие ключевые задачи:

- определяет цели, задачи и политику организации в области охраны труда;
- участие в организации работ на оборудовании и сооружениях Томской гидроэлектростанции;
- ответственный за охрану труда на предприятии - работодатель;
- разработка мероприятий по охране труда на предприятии.

Для всех работников станции в обязательном порядке разрабатываются должностные инструкции и охрана труда. Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей должны руководствоваться данными документами.

Инструкции по охране труда могут разрабатываться как для работников отдельных профессий, так и на отдельные виды работ. Они разрабатываются на основе межотраслевых и отраслевых правил по охране труда, типовых инструкций, требований безопасности, изложенных в технической документации завода - изготовителя оборудования, с которым имеют дело работники, с учетом конкретных условий производства и т.д. Каждой инструкции присваивается наименование и номер.

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов по технике безопасности и охране труда:

- Трудовой кодекс РФ; • ГОСТ 12.0.230-2007 «Система стандартов безопасности труда. Система управления охраной труда. Общие требования» [27];
- распоряжение РАО ЕЭС России от 14.01.98 № 5р «Об утверждении Положения о СУОТ» [28];
- Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утв. приказом Министерством труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 №328 [29];
- РД 153-34.0-03.301-00 – «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» [30];
- Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [31];
- другие нормативные документы в сфере охраны труда.

Руководители и работники предприятия несут в соответствии с Законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести или привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу.

7.2.2 Охрана труда Томской ГЭС

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемой ГЭС следует считать обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса; сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве, а также предупреждение возможности их возникновения.

Контроль за выполнением требований нормативов по охране труда осуществляется руководителями гидроэлектростанции и подразделениями на всех ступенях управления. Исполнение правил обязательно для всех работников, связанных с эксплуатацией сооружений и оборудования проектируемой ГЭС, а также для работодателей, в ведении которых находятся названные работники.

Для выполнения и обеспечения правил охраны труда должны выполняться следующие требования:

- проектирование, строительство, реконструкция и ремонт гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования ГЭС, территория и акватория в зоне ответственности ГЭС, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать нормам законодательства, требованиям технических регламентов, стандартов;

- при случае возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к использованию предварительно разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС;

- должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных (аварийно-спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала;

- должны быть разработаны и вывешены на видных местах схемы и пути эвакуации работников из зон возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения;

- подразделения ГЭС, соответствующие безопасные помещения должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, системами автономных устройств жизнеобеспечения; а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Персонал, в свою очередь должен быть извещен и знать об объеме укомплектования рабочих зон и безопасных помещений указанными средствами;

- инструктажи во всех подразделениях на Томской ГЭС должны производить только высококвалифицированные работники;

- должны обеспечивать контроль и систематические проверки: соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте или в резерве оборудования и сооружений ГЭС требованиям безопасности, знаний работниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений,

навыков их использования на практике; знаний работниками СИЗ, средств коллективной защиты и систем автономных установок жизнеобеспечения, навыков их применения по назначению;

- организация соблюдения работниками гигиены труда на рабочих местах и в производственных помещениях;

- на каждом рабочем месте должны быть производственные и должностные инструкции и инструкции по охране труда в объеме, обязательном для данной должности или профессии;

- персонал, принимаемый на работу по обслуживанию гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным медицинским ведомством России;

- персонал ГЭС и привлекаемый для работ на территории ГЭС организаций обязан знать требования охраны труда, руководствоваться и соблюдать его требования;

- персонал, использующий в своей работе станочное оборудование, инструменты и приспособления, а также выполняющий сварочные и другие огневые работы, обязан знать и исполнять требования правил безопасности при работе с инструментом и приспособлениями;

- персонал, допускаемый к работе в помещениях, где используются горючие, токсичные и взрывоопасные материалы, должен знать свойства этих материалов и меры безопасности при обращении с ними;

- весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ согласно ГОСТ 12.4.011 и обязан пользоваться ими во время работы;

- весь производственный персонал должен владеть приемами освобождения от воздействия электрического тока попавшего под напряжение человека и оказания ему первой помощи, а также оказания такой помощи пострадавшим при других несчастных случаях;

- не допускается нахождение на территории и в производственных помещениях организации ГЭС лиц, не имеющих отношения к обслуживанию расположенного в них оборудования, без сопровождающих;

- шахты, колодцы и шурфы должны быть закрыты прочными и плотными щитами или иметь ограждения. Траншеи и котлованы в месте прохода людей должны быть ограждены;

- защитные ограждения следует окрашивать в желтый цвет в соответствии с ГОСТ 12.4.026. Ограждения необходимо оснащать предупреждающими надписями, знаками безопасности, а также сигнальным освещением, обеспечивающим в темное время суток хорошую видимость места ограждения со всех сторон возможного проезда автотранспорта и прохода пешеходов;

- в производственных помещениях должны быть установлены закрывающиеся металлические ящики с отделениями для чистого и грязного

обтирочного материала. В качестве обтирочного материала может применяться хлопчатобумажная или льняная ветошь. Использованный промасленный обтирочный материал из ящиков ежедневно следует отправлять на утилизацию;

- курение на территории и в производственных помещениях разрешается только в специально оборудованных местах, не опасных в пожарном отношении, при соблюдении необходимых мер пожарной безопасности. У этих мест должны быть вывешены указательные знаки безопасности;

- в каждом подразделении (участке) ГЭС должны быть определены места расположения средств для оказания первой медицинской помощи (аптечки, носилки, шины, приспособления для реанимации);

- в производственных помещениях должны быть вывешены на видных местах плакаты, наглядно иллюстрирующие безопасные методы работы и приемы оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях;

- до начала работы руководителем структурного подразделения должно быть проверено выполнение всех требований безопасности, относящихся к предстоящей работе. При несоблюдении этого положения и необеспечении персонала необходимыми средствами индивидуальной защиты не разрешается приступать к работе;

- не разрешается ведение работ на неостановленных механизмах и оборудовании;

- не допускается эксплуатация неисправного оборудования;

- движущиеся части производственного оборудования, к которым возможен доступ работающих, должны иметь защитное ограждение, надежное и прочно закрепленное, не ограничивающее технологических возможностей оборудования;

- работник обязан знать, выполнять и нести персональную ответственность за нарушение требований законодательных и иных нормативных актов по охране труда;

- капитальные и средние ремонты оборудования, а также работы, связанные с его монтажом или демонтажом, должны выполняться по ППР или технологической документации (технологическим картам и инструкциям), содержащим конкретные требования безопасности при подготовке к работе и в процессе ее выполнения;

- работы на гидроэнергетическом, электротехническом, гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях ГЭС должны проводиться по нарядам-допускам и (или) распоряжениям;

- учет и регистрацию работ по нарядам и распоряжениям ведет дежурный персонал в "Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям". При отсутствии дежурного персонала учет и регистрацию работ ведет работник, выдающий наряд (отдающий распоряжение);

- организация кабинета по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

7.3 Пожарная безопасность

7.3.1 Общие требования к пожарной безопасности

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утверждены РАО «ЕЭС России». В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции.

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;
- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.
- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

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

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;
- специальная подготовка;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

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

7.3.2 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультные, 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 запорнопусковыми 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.

7.3.3 Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках

1. На дверях помещения аккумуляторной батареи должны быть соответствующие надписи, а также необходимые запрещающие и предписывающие знаки безопасности.

2. При замене или ремонте нагревательных устройств, светильников, электродвигателей вентиляции и электропроводки в основных и вспомогательных помещениях аккумуляторных батарей должны учитываться требования их монтажа, установки и эксплуатации во взрывоопасных зонах в соответствии с ПУЭ.

3. В помещениях аккумуляторных батарей должно регулярно проверяться состояние приточно-вытяжной вентиляции, которая блокируется с зарядным устройством и обеспечивает номинальный режим работы.

4. Полы и стеллажи для установки стационарных аккумуляторов должны быть выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ и технических условий.

5. При реконструкции аккумуляторной батареи помещение может отапливаться калориферным устройством, располагаемым вне этого помещения, с применением устройств против заноса искр через вентиляционные каналы. Трубопроводы парового или водяного отопления аккумуляторных помещений должны соединяться на сварке. Запрещаются фланцевые соединения и установка вентилялей.

6. Ремонт и хранение кислотных и щелочных аккумуляторов должны осуществляться в разных помещениях.

7. В аккумуляторном помещении забор воздушно-газовой среды при вентиляции должен производиться как из верхней, так и из нижней его части. Если потолок имеет выступающие конструкции или наклон, должна быть предусмотрена вытяжка воздуха соответственно из каждого отсека или из самой верхней части потолка.

8. При естественном освещении помещения аккумуляторных батарей стекла окон должны быть матовыми или покрываться белой клеевой краской, стойкой к агрессивной среде.

9. Работы с использованием паяльных ламп в помещениях аккумуляторных батарей должны проводиться после прекращения зарядки батареи при условии тщательного проветривания и анализа воздушной среды.

10. Запрещается непосредственно в помещениях аккумуляторных батарей курить, хранить кислоты и щелочи в количествах, превышающих односменную потребность, оставлять спецодежду, посторонние предметы и сгораемые материалы.

7.4 Охрана окружающей среды

7.4.1 Охрана природы

При эксплуатации и техническом обслуживании гидроэлектростанций, а также оборудования и гидротехнических сооружений в их составе, влияние на окружающую среду оказывает гидроузел в целом, как составная часть нового природно-технологического комплекса.

Природоохранные мероприятия при эксплуатации ГЭС осуществляются в соответствии со следующими основными законодательными и нормативными документами:

- Конституция Российской Федерации (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.) [32];
- Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002 [33];
- Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999 [34];
- Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998 [35];
- Федеральный закон «О животном мире» № 52-ФЗ от 13.12.1996 [36];
- Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» (14 марта 1995 года N 33-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 10.05.2007 N 69-ФЗ) [37];
- Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» (30 марта 1999 года N 52-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 01.12.2007 N 309-ФЗ) [38];
- Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 г. N 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 N 186-ФЗ) [39];
- Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 N 75-ФЗ) [40];
- Федеральный закон «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» (20 декабря 2004 г. №166-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 06.12.2007 N 333-ФЗ) [41];

- Федеральный закон «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» (25.06.02 №73-ФЗ в ред. Федеральных законов от 08.11.2007 N 258-ФЗ) [42].

- Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001 [43];

- Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006 [44];

- Лесной кодекс РФ № 200-ФЗ от 04.12.2006 [45];

- Другие нормативные документы РФ.

К наиболее значимым экологическим задачам при строительстве и Эксплуатации Томской ГЭС относятся:

- создание водохранилища и связанные с этим трансформация ландшафтов, климатические изменения и пр.;

- подготовка ложа водохранилища, в том числе, свodka леса и санация территории;

- сбросы ГЭС в процессе эксплуатации и связанные с эти изменения, гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла;

- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;

- образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации;

- переселение животных и пересадка редких растений;

- переселение населения из зоны затопления.

7.4.2 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входят:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов;

- вынос предприятий, снос зданий и сооружений из зоны затопления;

- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников;

- мониторинг водоохраных зон;

- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению.

В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

- очистка от мусора и остатков строений;

- вывоз нечистот из уборных и вывоз бытовых отбросов;

- санитарная очистка территории животноводческих объектов;

- очистка территории после переноса промышленных предприятий;

- ликвидация скважин (артезианских, геологоразведочных и др.).

На территории населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления и обрушения берегов, подлежат удалению все строения, включая опоры воздушных линий электропередач и связи, мачты, изгороди и др. строения, выступающие над землей более чем на 0,5 м.

В населенных пунктах нечистоты от действующих индивидуальных и общественных уборных, скотных дворов и свалок выбираются и отвозятся в специально оборудованных самосвалах на полигоны отходов, где укладываются в специально подготовленные котлованы.

В местах захоронений необходимость тех или иных мероприятий по подготовке территорий кладбищ к затоплению и переносу определяется абсолютной отметкой местности. Согласно СанПиН 3907-85 (Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985) подлежат переносу кладбища, расположенные в пределах зоны сработки водохранилища и на 2 м ниже УМО. Все работы по санитарной подготовке территорий кладбищ к перезахоронениям должны проводиться с выполнением мероприятий по обеззараживанию почв, инструментов, механизмов, с соблюдением санитарных норм и техники безопасности.

Очистка зоны водохранилища от древесно-кустарниковой растительности производится в соответствии с санитарными нормами, согласно которым для водохранилищ с коэффициентом водообмена 6 и более очистку от древесно-кустарниковой растительности производят на территории сработки водохранилища от НПУ до отметки на 2 м ниже максимальной сработки с оставлением пней не выше 50 см. Вместе с тем санитарные нормы допускают отказ от очистки от древесно-кустарниковой растительности, если расчетами прогноза подтверждается, что воздействие остающейся под затопление древесины на качество воды будет находиться в пределах нормативных требований (примечание к п.3.3.2. санитарных правил проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985).

Для компенсации ущерба, приносимого затоплением и подтоплением земель, необходимо провести следующие мероприятия:

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;
- перенос или защита памятников истории и культуры, а также их обследование и описание;
- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

7.4.3 Водоохранная зона

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 и во исполнение требований Водного кодекса № 74 - ФЗ от 3.06.2006 [46] вокруг водохранилища должна быть установлена водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

Все показатели, характеризующие состояние лесного фонда, интенсивность использования лесных ресурсов, уровень состояния лесного и сельского хозяйства определяются в проекте водоохранной зоны по данным лесоустроительных материалов, годовых отчетов лесохозяйственных и

сельскохозяйственных предприятий, материалов обследования на ключевых участках территории водоохранной зоны, выполненных в процессе изысканий.

В проекте обосновываются границы водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы, а также определяется комплекс лесохозяйственных, противоэрозионных и других водоохранно-защитных мероприятий.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 в водоохранной зоне запрещается:

- строительство новых и расширение действующих предприятий и объектов, прямо или косвенно влияющих на санитарно-техническое состояние водохранилища и прилегающих к нему земель;
- размещение животноводческих ферм, птицефабрик, использование в качестве удобрений не обезвреженных навозосодержащих сточных вод;
- размещение складов для хранения горючесмазочных материалов, удобрений и ядохимикатов;
- размещение мест захоронения бытовых и промышленных отходов, скотомогильников, а также других объектов, отрицательно влияющих на качество вод;
- применение авиаопыления лесных угодий ядохимикатами, на которые не установлены предельно-допустимые концентрации;
- разрушение грунтового растительного покрова в пределах береговых уступов и пляжей водохранилища, склонов рек, оврагов, уступов и крутых участков склонов террас и других форм рельефа.

В пределах прибрежной защитной полосы дополнительно к ограничениям, установленным в водоохранной зоне запрещается:

- распашка земель;
- кооперативное и индивидуальное строительство;
- применение ядохимикатов и удобрений;
- организация летних лагерей, водопой и выпас скота;
- устройство стоянок автотранспорта и лодочных причалов за пределами отведенных для этого мест.

На период эксплуатации водохранилища в водоохранной зоне водохранилища в качестве первоочередных мероприятий рекомендуются мероприятия по ведению лесного хозяйства: рубки, ухода, санитарные рубки, охрана лесов от пожара.

7.4.4 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции

Для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение энергетических масел, что может приводить к попаданию нефтепродуктов в поверхностные воды. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные маслоочистительные установки. В аварийной ситуации (пожар на площади

трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные емкости – в баки аварийного слива масла.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

- при эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:

- регулирование стока должно производиться в соответствии с утвержденными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища;

- эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязняющих вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);

- при эксплуатации технологического флота должно быть обеспечено непопадание загрязняющих веществ в акваторию;

- при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

При эксплуатации гидроэлектростанции должны соблюдаться установленные проектом и уточненные в последующий эксплуатационный период значения нормативов допустимых сбросов масел и других загрязняющих веществ исходя из установленных для водного объекта предельно допустимых концентраций.

Для обеспечения надлежащего эксплуатационного и санитарно-технического состояния территории ГЭС должны быть выполнены, и содержаться в исправном состоянии:

- системы отвода поверхностных и подземных вод со всей территории, от зданий и сооружений (дренажи, канавы, водоотводящие каналы и др.);

- сети водопровода, канализации, дренажа и их сооружения;

- очистные сооружения и устройства;

- противооползневые, противообвальные, противолавинные, противоселевые и берегоукрепительные сооружения;

- контрольные скважины для наблюдения за режимом подземных вод;

Осуществление строительства Крапивинского гидроузла потребует проведения работ по подготовке ложа водохранилища к затоплению, лесорубке и лесочистке.

В санитарном отношении р.Томь является слабозагрязненным водотоком. Промышленных предприятий и организованных стоков загрязненных вод в районе водохранилища не имеется.

Ввиду малого количества населения, животноводческих объектов и слабого развития транспорта, количество поступающих загрязнений в воду

р.Томь невелико и при условии соблюдения водоохраных правил не должно вызывать ухудшения качества воды в водохранилище. Перспективное развитие промышленности в бассейне реки, при условии оборудования новых объектов очистными сооружениями не повлияет на качество воды.

Таким образом, для сохранения природы, сохранения памятников культуры, имеющих на территории строительства Томской ГЭС, с целью нанесения наименьшего вреда окружающей природной среде необходимо провести комплексный мониторинг зоны затопления, рассчитать возможный ущерб экосистеме зоны влияния Крапивинского гидроузла с применением современных методик расчета, максимально учитывающих все особенности и уникальность данного региона.

7.5 Отходы, образующиеся при строительстве Урукхайской ГЭС

В период строительства Урукхайского гидроузла выполняется большой объем строительно – монтажных работ (СМР). Образуется большое количество отходов, таких как:

- лом бетонных изделий;
- отходы, содержащие несортированные незагрязненные черные металлы в виде кусков и изделий.

Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5 определяется по формуле:

$$M = \frac{N \cdot q}{100} = \frac{108080 \cdot 1.8}{100} \cdot 2.5 = 4863,6 \text{ т}, \quad (7.1)$$

где N - объем бетонных работ (526324 м³);

q - удельный норматив образования (1,8%);

ρ - плотность бетона (2,5 т/м³).

Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5 определяется по формуле:

$$M = \frac{N \cdot q}{100} = \frac{3159 \cdot 1.8}{100} \cdot 2 = 113,7 \text{ т}, \quad (7.2)$$

где N - количество арматуры (7895 т);

q - удельный норматив образования (1,8%);

ρ - удельный вес арматуры (2,0 т/м³).

8 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Таблица 8.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2021	2022	2023	2024	2025
Установленная мощность	МВт	167	167	167	167	167
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии	МВт·ч	3444000	3444000	3444000	3444000	3444000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	3340	3340	3340	3340	3340
Объём реализации электроэнергии	МВт·ч	664660	664660	664660	664660	664660
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1042	1077	1110	1143	1175
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	692,6	715,8	737,8	759,7	781,0
НДС к выручке	млн.руб	115,4	119,3	123,0	126,6	130,2

Из таблицы 8.1 видно, что изменение тарифа на электроэнергию, а именно его рост, приводит к увеличению графы «Выручка от реализации электроэнергии» и «НДС к выручке». Это обусловлено ростом тарифов на электроэнергию в соответствии с приложением «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.».

8.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗОПАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на

среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

амортизационные отчисления;

расходы по страхованию имущества;

эксплуатационные расходы;

расходы на ремонт производственных фондов;

расходы на услуги регулирующих организаций;

налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	42,6
Прочие	274	45,7
Итого по ГЭС		88,3

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 8.3.

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Установленная мощность (МВт)	Этапы жизненного цикла проекта (лет)			
	от 1 до 5	от 6 до 15	от 16 до 25	свыше 25
от 100 МВт до 399 МВт	0,060%	0,090%	0,140%	0,200%

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/МВт	22,6
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097тыс.руб/МВт*ч	1,6
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318тыс.руб/МВт*ч	0,4
Итого		24,6

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Томь составляет 4,8 руб.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления, млн.руб.	4,6	20,4	26,5	27,2	52,2
Расходы на страхование, млн.руб.	2,8	8,1	10	10,3	4,2
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	22,1	88,4	88,4	88,4	88,4
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	0,2	0,5	0,6	0,6	4
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	6,1	24,6	24,6	24,6	24,6
Налог на воду, млн.руб.	1,1	6,9	6,9	6,9	6,9
Итого, млн.руб.	36,9	148,9	157	158	180,3

Из таблицы 8.5 видно, что все затраты увеличиваются по мере реализации проекта. Эксплуатационные затраты имеют наибольшую сумму, так как включают в себя множество других расходов, в сравнении с налогом на воду или расходы на страхование, которые имеют наименьшую сумму затрат.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 8.1).

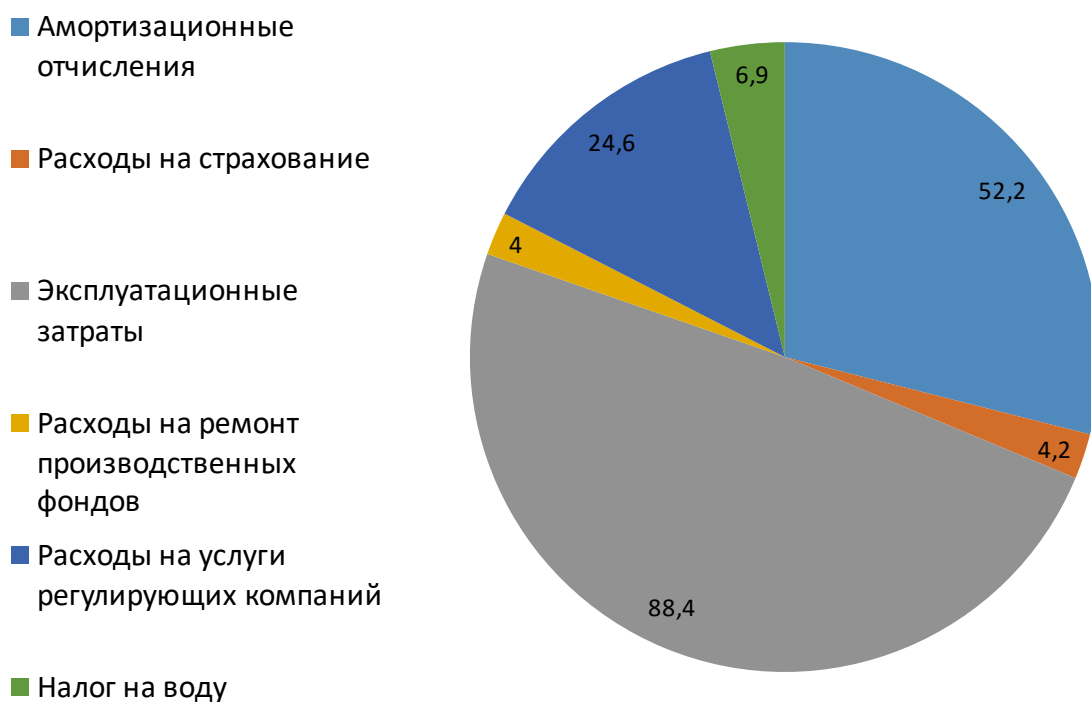


Рисунок 8.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Наибольший процент от общих текущих расходов ГЭС имеют эксплуатационные затраты, так как они охватывают множество расходов, включающих в себя, например, заработную плату работников, оплату потребленного топлива в процессе перевозок, электроэнергии и др.

8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Налог на прибыль, млн.руб.	266,7	277,7	287,9	283,2	243,2
НДС, млн.руб.	266,7	277,7	287,9	283,2	243,3
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	51,5	51,5	51,5	51,5	51,5
Налог на имущество, млн.руб.	16,2	21,7	22,2	39,9	239,9
Итого, млн.руб.	601,1	628,9	649,6	657,9	777,7

Так как Томская ГЭС обладает большой установленной мощностью, вырабатывается и реализуется немало электроэнергии, которая имеет определенную стоимость. Следовательно, отсюда и появляются значительные суммы налогов на прибыль и добавленную стоимость выплачиваемые станцией государству.

8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто), млн.руб.	387,6	1 602,7	1 651,4	1 703,6	1 750,8
Текущие расходы, млн.руб.	37,1	148,9	157,1	158,1	218,5
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	385,9	1 595,8	1 644,5	1 696,6	1 743,9
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	91,9	1 353,8	1 392,5	1 443,9	1 393,5
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	36,7	541,5	557	577,6	557,4
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	179,1	812,3	835,5	866,4	836,1
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

На рисунке 8.2 изображен график изменения чистой прибыли по годам.

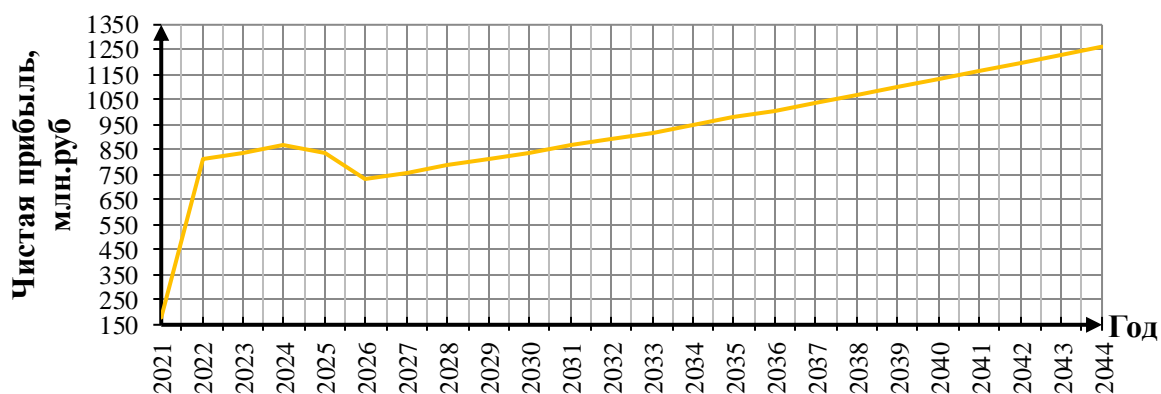


Рисунок 8.2 – Изменение суммы прибыли/убытков по проекту, млн. руб.

В соответствии с ЕСУ ПАО «РусГидро» рост цен на электроэнергию и мощность в прогнозируемом периоде ведет к росту чистой прибыли.

Анализ денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проекта представлен на рисунке 8.3.

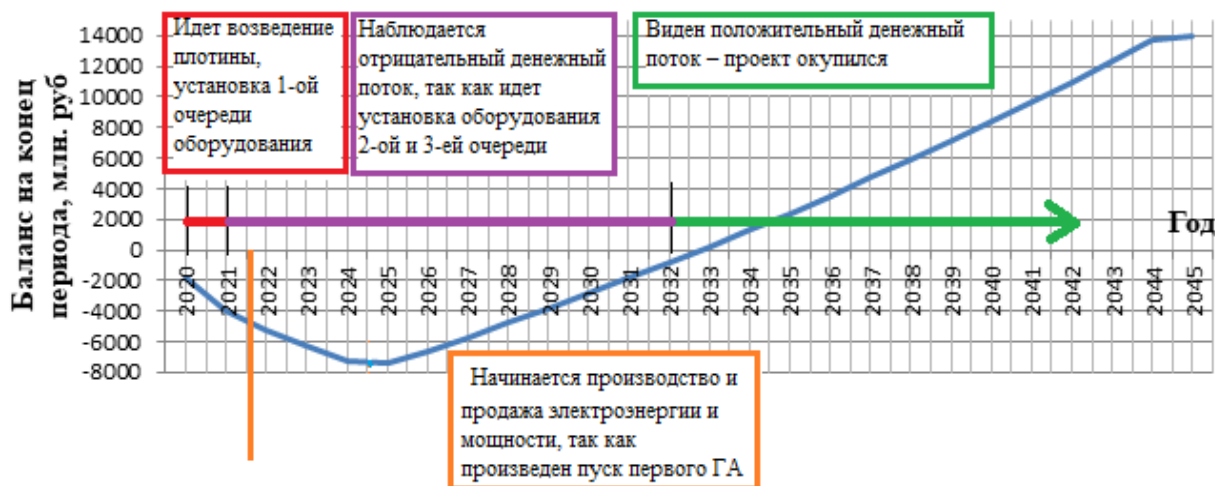


Рисунок 8.3 – Анализ денежных потоков, млн. руб.

В период с 2020-2021 гг. идет возведение плотины, установка первой очереди оборудования. В период с 2021-2032 гг. наблюдается отрицательный денежный поток, так как идет установка оборудования второй и третьей очереди. С 2021 года начинается производство и продажа электроэнергии и мощности, так как произведен пуск первого ГА, а в 2033 год виден положительный денежный поток – проект окупился.

8.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий заказчика.

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.

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

-Период прогнозирования для Томской ГЭС составляет более 25 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

-Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2020 года.

-Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

8.6 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8-Показатели эффективности реализации проекта «Томской ГЭС на реке Томь»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,60
Дисконтированный период окупаемости - DPВ, мес	121
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	1672,3
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,76
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	8,41
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	3,07
Удельные капиталовложения, руб/Квт	66305,4

Срок окупаемости проекта составляет 121 месяц (10 лет), это значит, что проект окупится до его окончания, что составляет 300 месяцев (25 лет). Чистый приведенный доход (1672,3 млн.руб.) говорит о том, что проект привлекателен для инвестирования и принесет дополнительный доход на вложенный капитал. Индекс прибыльности (1,76 руб.) больше единицы, это указывает на перспективность развития проектируемого объекта.

8.7 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024
В федеральный бюджет, млн.Рублей	30,4	41,4	591,9	614,0	634,3
В региональный бюджет, млн.Рублей	1,9	4,0	16,2	21,7	22,2
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	32,5	45,7	608,4	635,9	656,8

Начисляемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты позволяют повысить общественную привлекательность проекта.

8.8 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- а) Ставки налогов;
- б) Цена сбыта;
- в) Ставка дисконтирования;

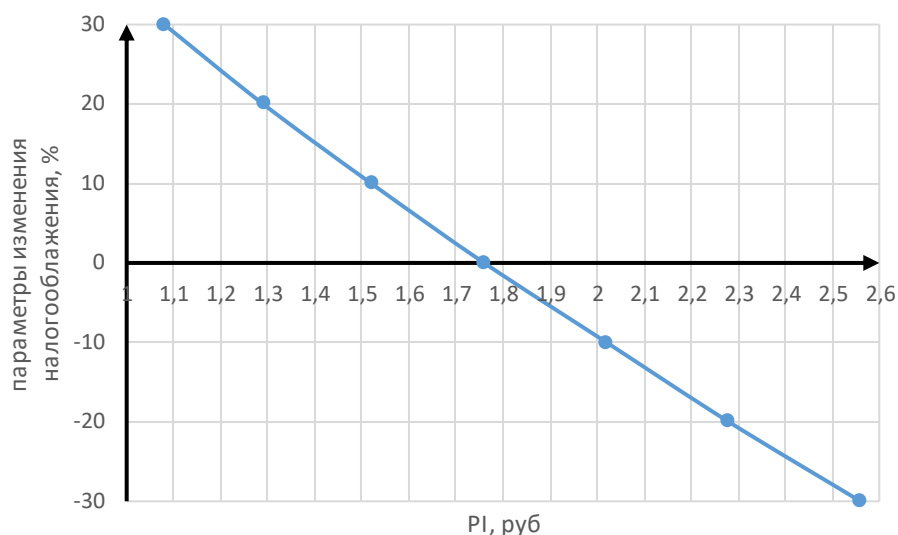


Рисунок 8.4-Изменение ставки налогов в зависимости от индекса доходности

Вывод: На графике видно, что при увеличении ставки налогов, индекс доходности уменьшается. Это зависимость показывает, что при увеличении ставки налогов доход уменьшается.

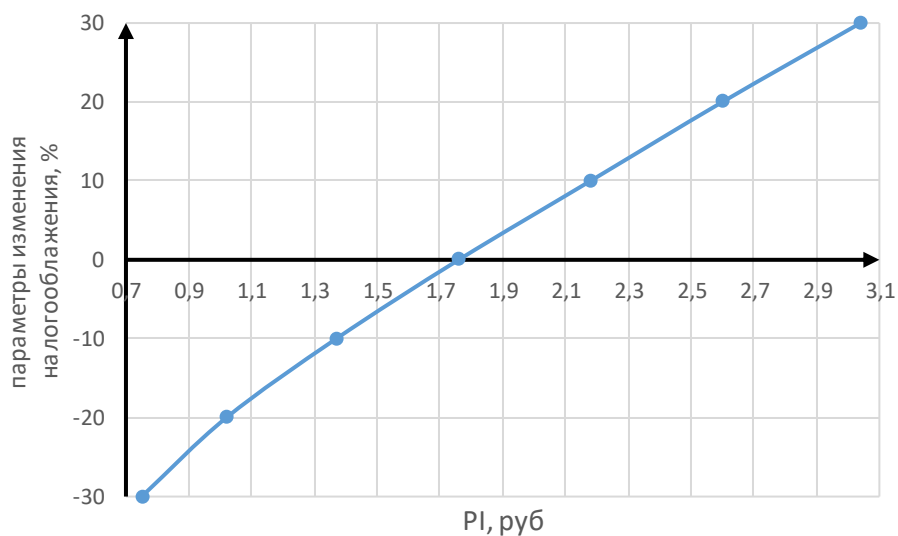


Рисунок 8.5- Изменение цены сбыта в зависимости от индекса доходности

Вывод: На графике видно, что при увеличении цены сбыта, индекс доходности увеличивается. При увеличении цены сбыта и постоянных расходах будет получен больший доход.

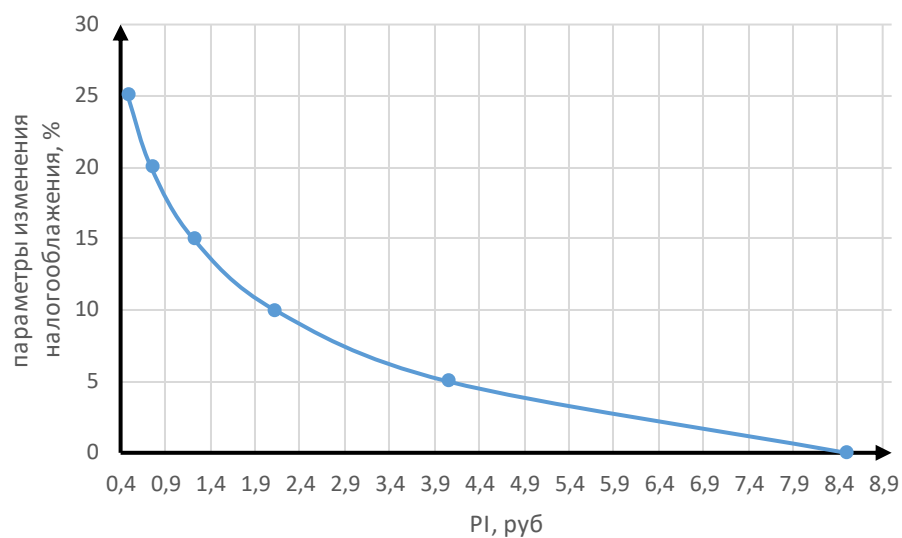


Рисунок 8.6-Изменение ставки дисконтирования в зависимости от индекса доходности

Вывод: На графике видно, что при увеличении ставки дисконтирования, индекс доходности уменьшается. При продаже электроэнергии в любой момент может возникнуть увеличение стоимости денежных средств, и при увеличении ставки дисконтирования, доход будет уменьшаться.

9 Возможность применения термоконтроля для защиты тормозов-домкратов в системе торможения ГА, с внедрением в АСУ ТП

9.1 Необходимость контроля за положением систем торможения ГА

Многие станции сталкиваются с проблемой отсутствия автоматике процесса отслеживания тормозов-домкратов, и из-за этого бывают случаи пуска гидроагрегатов с не отжатыми тормозными домкратами.

Для обеспечения безопасного пуска гидроагрегата, на многих электрических станциях оперативным персоналом производится проверка положения тормозных домкратов. Условия эксплуатации в местах установки датчиков предполагают наличие графитовой пыли и масла, которые оседая на подвижном контакте, вызывают его залипания, что препятствует его корректной работе. В связи с этим случались пуски гидроагрегата с поднятыми тормозными домкратами.

Существует два способа измерения физических величин: контактный и бесконтактный. В случае с системой торможения ГА контактным способом измерить температуру будет затруднительно, так как зона контроля – движущиеся части ротора и прибор закрепить сложно. Поэтому применяем бесконтактный способ.

К бесконтактным средствам измерений относятся такие датчики, как оптические (инфракрасные и лазерные), емкостные, индуктивные и ультразвуковые датчики расстояний.

9.2 Инфракрасное измерение температуры

Вместе с временем температура является наиболее часто измеряемой физической величиной. Инфракрасные приборы измерения температуры определяют по испускаемому измеряемым объектом инфракрасному излучению с помощью законов излучения Планка и Больцмана его температуру без прикосновения к нему. Рассмотрим принцип действия бесконтактного измерения температуры и, а также пирометр или инфракрасный термометр.

9.3 Принцип инфракрасного измерение температуры

Если объект имеет температуру выше абсолютной нулевой точки 0 К (–273,15 °С), то он испускает пропорциональное своей собственной температуре электромагнитное излучение. Часть посланного излучения представляет собой инфракрасное излучение, которое применяется для бесконтактного измерения температуры. Испускаемое объектом инфракрасное излучение может с помощью линзы или входной оптики фокусироваться на элемент детектора. Вследствие попадания излучения элемент детектора создаёт пропорциональный ему электрический сигнал. Преобразование сигнала в пропорциональной температуре объекта выходную величину осуществляется посредством усиления

сигнала и последующей цифровой обработки. Измеряемая величина может отображаться на дисплее или выдаваться в качестве сигнала. Принцип действия представлен на рисунке 9.1.

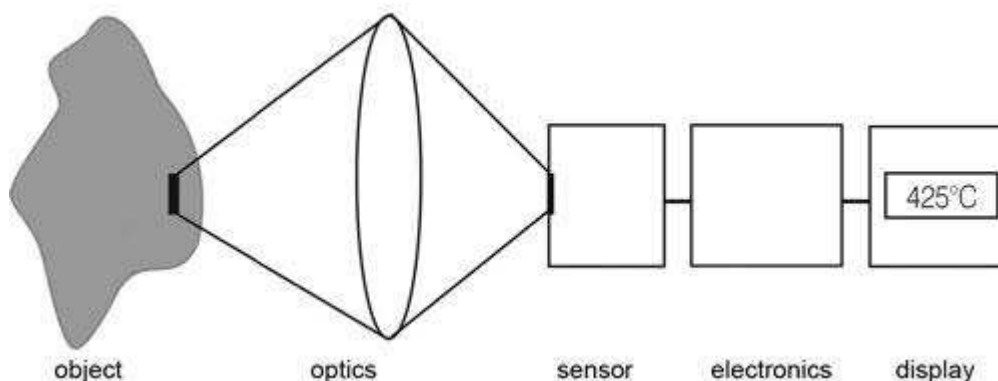


Рисунок 9.1 – Инфракрасное измерение температуры

9.4 Коэффициент излучения

Коэффициент излучения ε (эпсилон) имеет основное значение при измерении температуры с использованием излучения. Коэффициент излучения указывает на соотношение между реальной величиной излучения какого-нибудь тела и величиной излучения чёрного излучателя при одинаковой температуре. Для чёрного излучателя это соотношение составляет максимум 1. В реальности тело соответствует идеалу чёрного излучателя. На практике для калибровки датчиков используются поверхности излучателя, которые в требуемом диапазоне длин волн достигают коэффициенты излучения до 0,99. График коэффициента излучения показан на рисунке 9.2.

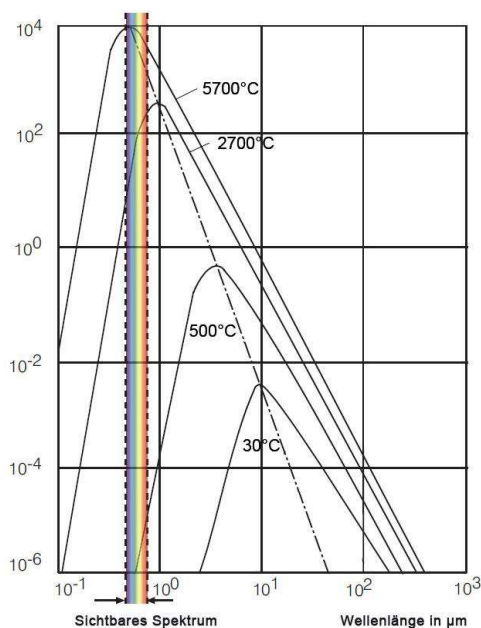


Рисунок 9.2 – График коэффициента излучения

Многие измеряемые поверхности имеют постоянный коэффициент излучения выше длин волн, но испускают по сравнению с чёрными телами меньше излучения. Они называются серыми излучателями. Объекты, чьи коэффициенты излучения среди прочего зависят от коэффициента излучения и длины волны, например, металлы, называются селективными излучателями. Недостающая доля излучения в обоих случаях компенсируется указанием коэффициента излучения. В отношении селективных излучателей следует всё же обращать внимание на то, в каком диапазоне длин волн проводится измерение (для металлов, например, с максимально короткой длиной волны).

9.5 Принцип работы пирометров

Инфракрасное излучение, идущее от горячего объекта, фокусируется линзой и подается на инфракрасный приемник.

Инфракрасный приемник может представлять собой полупроводниковый материал, термопару или термобатарею (группа термопар, соединенных вместе последовательно).

Когда инфракрасный приемник температурного датчика нагревается, то генерируется напряжение или меняется сопротивление. Изменение величины напряжения и сопротивления преобразуется в соответствующие температурные показания и отображаются на шкале прибора.

Пирометр (рисунок 9.3) или инфракрасный датчик помимо излучения, испускаемого с поверхности объекта, принимает ещё и отражающее излучение из окружающего пространства и при определённых условиях пропускаемое сквозь тело инфракрасное излучение.

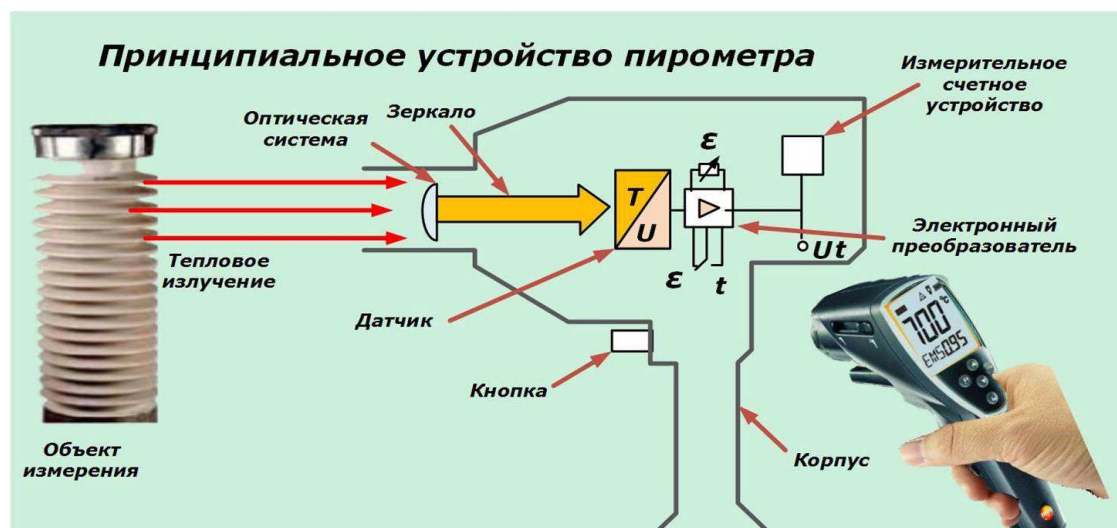


Рисунок 9.3 – Принцип работы пирометра

9.6 Виды пирометров

Специально для высокой окружающей температуры:

Процессы измерения при использовании пирометров серии Comrast в условиях высокой окружающей температуры, например, в полимерной или

бумажной промышленности, уже перестали быть проблемой. Прочная и отвечающая высоким требованиям конструкция позволяет применять измерительные головки при температуре до 250 °С без дополнительного охлаждения. Благодаря этому преимуществу можно значительно сократить затраты на механический монтаж.

Быстрые пирометры:

В зависимости от измерительного прибора и типа детектора имеется несколько различных скоростных показателей измерения (значений времени отклика). Самым быстрым длинноволновым измерительным прибором является optris CTfast со скоростью реакции 6 мс, а в коротковолновом диапазоне можно точно измерять перепады температуры в течение 1 мс, например, с помощью пирометра для металлов optris CT 1M/2M (рисунок 9.4).



Рисунок 9.4 - Пирометр для металлов optris CT 1M/2M

Инфракрасные пирометры серии Comract обладают разными диапазонами температуры, чтобы можно было в различных областях применения постоянно добиваться наилучших результатов измерений.

Лазерный пирометр optris CThot LT:

Работает, в диапазоне измерения температуры от -40 °С до 975 °С. Помимо этого, датчик устойчив к воздействию температуры до 250 °С без дополнительного охлаждения. Благодаря этому, такой инфракрасный термометр подходит специально для применения в сушилках, при обработке пластмассы и текстиля, а также в производстве полупроводников. Датчик представлен на рисунке 9.5.



Рисунок 9.5 - Пирометр optris CThot LT

Высокоточные инфракрасные термометры с лазером:

Инфракрасные термометры этой серии (рисунок 9.6) применяются прежде всего в отраслях промышленности, а также в области исследований и разработок, где небольшие размеры точек измерения для точного бесконтактного измерения температуры имеют решающее значение. Но и в области изготовления комплектующих, особенно в машиностроении и производстве промышленного оборудования, можно получить выгоду от исключительной производительности и привычно высокого качества продукции Optris, конечно, всегда сделанной в Германии.

В зависимости от длины волны и типа устройства инфракрасные термометры серии HighPerformance могут выполнять измерения в диапазоне от $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $2\ 300\text{ }^{\circ}\text{C}$.



Рисунок 9.6 - Инфракрасный термометр с двойным лазерным прицелом

Оба лазерных луча термометра следуют за размером пятна измерения объекта и точно обозначают на любом расстоянии размер пятна измерения. За счёт этого существенно повышается точность при измерении температуры и предотвращаются погрешности. Наименьшее пятно измерения обозначено в точке пересечения обоих лазерных лучей; пирометр optris STlaser 1M может измерять, например, пятно размером $0,5\text{ мм}$ на расстоянии 150 мм . Различные фокусы объективов позволяют гибко адаптироваться к соответствующим условиям применения.

В проекте для измерения температуры бесконтактным способом предполагается использование инфракрасного датчика MLX90614, представленный на рисунке 9.7, 9.9. Диапазон температур и погрешность датчика указана на рисунке 9.8.



Рисунок 9.7 - Датчик MLX90614

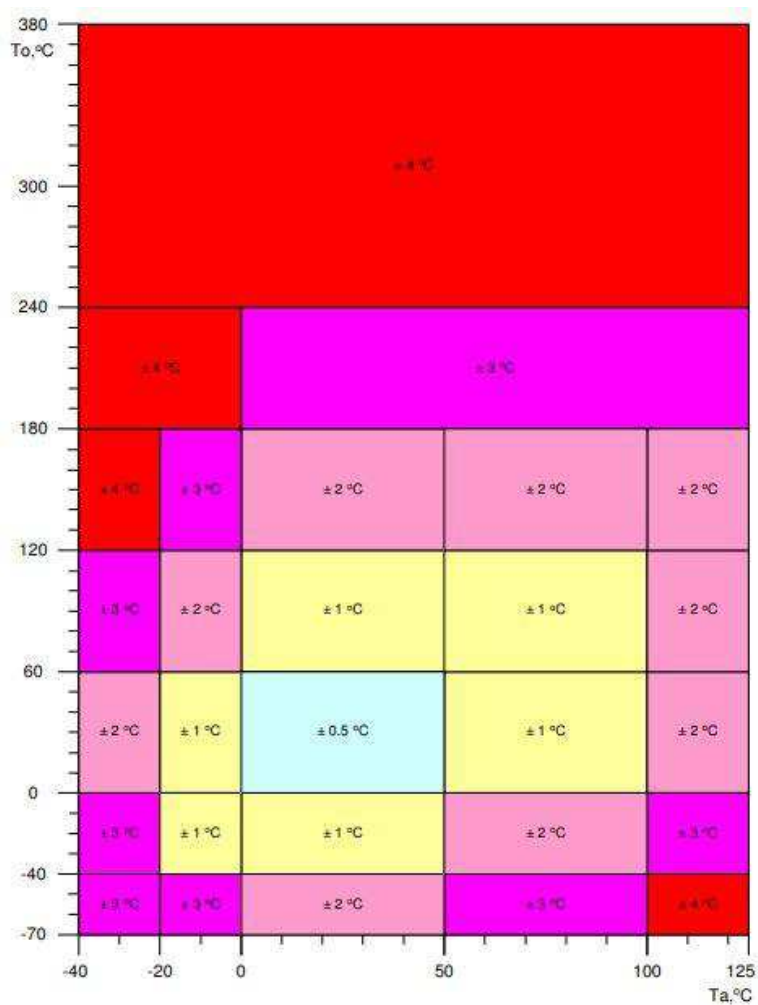


Рисунок 9.8 - Диапазон температур и погрешность датчика

MLX90614 представляет собой инфракрасный датчик для измерения температуры бесконтактным способом. Он может измерять температуру в диапазоне от -70 до 380 градусов Цельсия с точностью около 0,5°C.



Рисунок 9.9 - Датчик MLX90614

Ниже перечислены некоторые особенности датчика MLX90614:

- Малый размер и низкая стоимость;
- Легко интегрировать;

- Заводская калибровка в широком температурном диапазоне: от -40°C до 125°C для температуры окружающей среды и от -70°C до 380°C для температуры объекта;
- Высокая точность: 0,5°C в широком температурном;
- Настраиваемый выход ШИМ для непрерывного чтения;
- Датчик доступен в версиях с питанием от 3В и 5В;

9.7 Схема подключения MLX90614 к Ардуино

Соединение Ардуино и датчика температуры показано на рисунке 9.10.

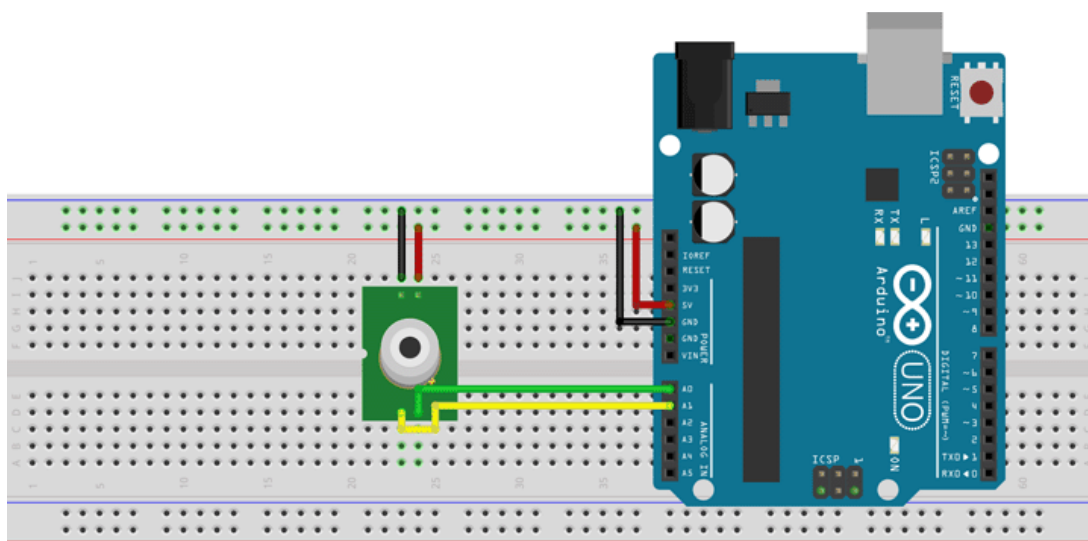


Рисунок 9.10 – схема соединения Ардуино и датчика температуры

Для локализации зоны нагрева и для определения не отжатого тормозного домкрата, предполагается установка пирометрических датчиков MLX90614, контролирующих температуру обода ротора сразу после тормозного домкрата по ходу движения ротора.

Каждый датчик подключен к одному из двенадцати измерительных контроллеров Arduino Uno. Все контроллеры опрашиваются системой контроля температуры на базе РС - совместимого контроллера.

Основной функцией системой контроля температуры является сравнение температурных датчиков между собой и с предыдущими замерами, что позволит оперативно определить не отжатый тормозной домкрат. Структурная схема присоединение датчиков с АСУ ТП показана на рисунке 9.11.

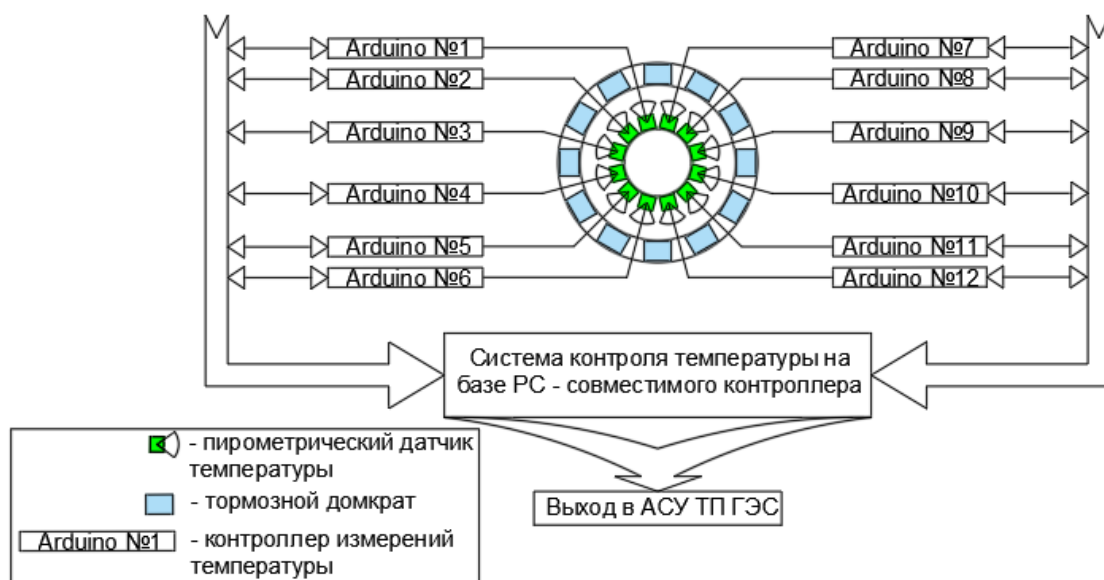


Рисунок 9.11 – Структурная схема присоединение датчиков с АСУ ТП

9.8 Программа опроса инфракрасного термометра на Arduino Uno

Цель — измерить температуру, обработать ее и передать на PC. Для того чтобы мы могли легко общаться с температурным датчиком MLX90614, мы используем библиотеку температурного датчика.

Начинаем с подключения всех библиотеки, которые нам понадобятся в работе:

```
#include <Wire.h>
#include <Adafruit_MLX90614.h> /* загружаем библиотеки для работы с датчиком */
Adafruit_MLX90614 mlx = Adafruit_MLX90614(); /* обращение к библиотеки */
```

Далее идет написание основной программы:

```
void setup() {
  Serial.begin(9600);
  Serial.println("Adafruit MLX90614 test");
  mlx.begin();
}
void loop() {
  Serial.print("температура объекта = ");
  Serial.print(mlx.readObjectTempC()); Serial.println("*C");
  Serial.println();/* вывести на экран температуру объекта в градусах цельсия */
  delay(500); // задержка 500мс
}
```

Данная система контроля не позволит пуск агрегата с не отжатыми тормозными колодками, позволит оперативно найти неисправный тормозной домкрат и уменьшить время простоя агрегата.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю.Затеева, Б.И.Силаев; СШФ КГТУ.- Саяногорск, 2005. 114с.
2. Щавелев Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие – Л: Москва Энергоатомиздат 1988.
3. 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: Министерство регионального развития Российской Федерации, 2012. – 110 с.
4. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] //Сервис «Онлайн Электрик». – Режим доступа: <http://online-electric.ru>.
5. Использование водной энергии: учебное пособие в задачах и упражнениях. В 2 ч. Ч. 1. Водно-энергетические расчёты режимов ГЭС / сост. Ю.А. Секретарёв, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черёмушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. – 108с.
6. 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.
7. СТО 17230282.27.140.022-2008 «Здания ГЭС и ГАЭС . Условия создания. Нормы и требования» - Введ. 30.10.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 - 42с.
8. 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.
9. СТО РусГидро 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» - Введ. 27.12.2002 - Москва : ОАО «РусГидро», 2012 – 288с.
10. СТО 56947007-29.240.014-2008 «Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35-750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750кВ» – Введ. 18.04.2008 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС », 2008 – 12 с.
11. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Типовые решения» - Введ. 20.12.2007 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС », 2007 – 131 с.
12. Каталог «Ограничители перенапряжений 3–35 кВ» [Электронный ресурс] // «ЗАО «ЗЭТО».- Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>. 124

13. 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.
14. Каталог «Трансформаторы сухие» [Электронный ресурс] //«Чебоксарский электрозавод Трансформатор» – Режим доступа: <https://chebtransformator.com/>.
15. Каталог «Выключатели элегазовые» [Электронный ресурс]// «Высоковольтный союз» – Режим доступа: <http://www.vsoyuz.com/>.
16. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» [Электронный ресурс] // ОАО «Свердловский завод» – Режим доступа: <http://www.cztt.ru/main.html>; АО «Свэл» – Режим доступа: <http://svel.ru/ru>.
17. ГОСТ Р 57114-2016 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно – технологичное управление» - Введ. 01.03.2017 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2017 – 19 с.
18. ГОСТ Р 56302- 2014 «Оперативно-диспетчерское управление диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.
19. ГОСТ Р 56303-2014 «Оперативно-диспетчерское управление нормальные семы электрических соединений объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.
20. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 «Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций» - Введ. 28.09.2017 – Москва : ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.
21. Правила устройства электроустановок [Текст]: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Норматика. 2018. – 462 с.
22. Чернобровов Н.В.. Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. – Москва: Издательство «Энергия», 1974.
23. Сайт компании «Экра» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://ekra.ru/>.
24. Постановление №986 «О классификации гидротехнических сооружений. – Введ. 2.11.2013. – Москва: Правительство Российской Федерации. – 10с.
25. О наблюдениях за движением ветров [Интернет ресурс]: ветровые характеристики. – Режим доступа: Energywind.ru/recomendacii/karta-rossii/dalnijvostok/amurskaya-oblast.
26. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 30.01.2016 №92 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2016-2041 гг.».
27. 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. 125

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 - Расчетный гидрологический ряд наблюдений р. Томь (приток Оби) в створе Крапивинской ГЭС с 1933 гг. по 1982гг. Расходы м³/с.

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср.г од
1933	57	49	43	400	600	372	330	323	287	175	55	60	229
1934	55	45	43	93	785	717	410	373	305	287	110	72	275
1935	64	55	51	171	1232	650	353	298	185	142	77	68	279
1936	50	43	37	135	873	1053	912	414	343	213	140	91	359
1937	83	65	57	138	1567	1007	631	397	253	252	182	90	394
1938	71	64	55	633	922	950	800	582	410	338	230	94	429
1939	98	80	68	510	1040	617	571	350	197	165	77	68	320
1940	63	40	50	467	705	607	417	297	265	193	93	101	275
1941	79	70	63	285	1500	1047	615	398	301	267	132	87	404
1942	87	70	63	280	1020	707	648	483	247	301	154	113	348
1943	70	63	52	447	747	720	437	258	185	133	57	49	268
1944	44	37	50	420	577	633	520	379	252	203	71	50	270
1945	48	43	30	373	653	337	343	263	150	116	70	60	207
1946	53	47	43	403	647	883	577	471	550	480	217	122	374
1947	113	92	82	767	647	765	660	568	365	229	90	98	373
1948	82	70	88	563	950	703	607	350	240	237	129	83	342
1949	80	70	55	487	1000	717	553	313	245	200	73	76	322
1950	65	57	57	160	1280	1090	423	323	267	185	67	67	337
1951	50	47	37	397	723	447	343	228	150	132	70	62	224
1952	49	43	40	215	1019	857	637	435	250	185	77	70	323
1953	63	50	60	510	703	573	337	247	163	137	70	55	247
1954	52	47	40	93	1033	933	920	393	337	202	163	89	358
1955	60	48	45	430	813	533	370	220	200	215	100	70	259
1956	42	37	36	473	593	690	623	343	380	237	180	70	309
1957	63	47	46	557	770	1113	640	463	343	283	267	112	392
1958	71	63	63	670	1070	1247	1180	654	370	297	193	95	498
1959	58	57	57	590	940	897	618	353	257	162	90	70	346
1960	57	53	52	247	1023	950	827	513	413	243	163	112	388
1961	85	77	75	920	733	963	657	538	420	297	143	117	419
1962	87	77	77	683	748	673	347	247	167	150	70	63	282
1963	53	53	100	253	627	767	402	273	215	180	237	101	272
1964	77	47	43	167	943	643	490	313	193	133	83	63	266
1965	58	50	51	440	1023	530	328	192	300	237	123	93	285
1966	67	63	57	423	1423	1173	767	377	213	140	80	63	404
1967	50	43	47	327	550	467	423	623	360	227	103	65	274
1968	47	37	125	590	763	528	287	227	170	140	70	62	254
1969	43	33	37	427	1680	1405	757	413	380	390	187	94	487
1970	70	60	67	720	760	1070	598	433	333	310	137	93	388
1971	63	57	58	679	945	797	657	322	214	147	81	52	339
1972	49	42	42	607	825	658	547	348	253	210	153	92	319
1973	68	57	56	735	946	944	810	424	257	187	113	72	389
1974	52	41	48	606	594	493	268	186	176	276	91	57	241
1975	48	42	42	473	668	1068	593	287	183	206	108	51	314
1976	52	35	40	364	819	616	433	472	249	305	115	69	297
1977	58	48	51	785	933	759	423	380	297	265	179	67	354
1978	57	53	60	750	663	540	383	368	225	179	123	64	289
1979	63	57	57	263	1023	863	460	283	303	223	217	110	327
1980	68	53	57	363	617	667	460	313	237	167	120	87	267
1981	53	48	45	457	603	473	400	240	210	177	90	60	238
1982	47	48	45	512	545	483	343	283	167	180	150	50	238

Продолжение приложения А

Таблица А.2 - Величины необходимые для расчёта максимальных расходов заданной обеспеченности

Годы	Ср.Годмах	Qубыв	K=Q/Qср	K-1	(K-1)^2	(K-1)^3	P,%
1933	600	1680	1,810	0,810	0,657	0,532	1
1934	785	1567	1,689	0,689	0,474	0,326	3
1935	1232	1500	1,616	0,616	0,380	0,234	5
1936	1053	1423	1,533	0,533	0,284	0,152	7
1937	1567	1280	1,379	0,379	0,144	0,055	9
1938	950	1247	1,344	0,344	0,118	0,041	11
1939	1040	1232	1,328	0,328	0,107	0,035	13
1940	705	1113	1,199	0,199	0,040	0,008	15
1941	1500	1070	1,153	0,153	0,023	0,004	17
1942	1020	1068	1,151	0,151	0,023	0,003	19
1943	747	1053	1,135	0,135	0,018	0,002	21
1944	633	1040	1,121	0,121	0,015	0,002	23
1945	653	1033	1,113	0,113	0,013	0,001	25
1946	883	1023	1,102	0,102	0,010	0,001	27
1947	767	1023	1,102	0,102	0,010	0,001	29
1948	950	1023	1,102	0,102	0,010	0,001	31
1949	1000	1020	1,099	0,099	0,010	0,001	33
1950	1280	1019	1,098	0,098	0,010	0,001	35
1951	723	1000	1,078	0,078	0,006	0,000	37
1952	1019	963	1,038	0,038	0,001	0,000	39
1953	703	950	1,024	0,024	0,001	0,000	41
1954	1033	950	1,024	0,024	0,001	0,000	43
1955	813	946	1,019	0,019	0,000	0,000	45
1956	690	945	1,018	0,018	0,000	0,000	47
1957	1113	943	1,016	0,016	0,000	0,000	49
1958	1247	940	1,013	0,013	0,000	0,000	51
1959	940	933	1,005	0,005	0,000	0,000	53
1960	1023	883	0,951	-0,049	0,002	0,000	55
1961	963	825	0,889	-0,111	0,012	-0,001	57
1962	748	819	0,883	-0,117	0,014	-0,002	59
1963	767	813	0,876	-0,124	0,015	-0,002	61
1964	943	785	0,846	-0,154	0,024	-0,004	63
1965	1023	767	0,826	-0,174	0,030	-0,005	65
1966	1423	767	0,826	-0,174	0,030	-0,005	67
1967	623	763	0,822	-0,178	0,032	-0,006	69
1968	763	750	0,808	-0,192	0,037	-0,007	71
1969	1680	748	0,806	-0,194	0,038	-0,007	73
1970	1070	747	0,805	-0,195	0,038	-0,007	75
1971	945	723	0,779	-0,221	0,049	-0,011	77
1972	825	705	0,760	-0,240	0,058	-0,014	79
1973	946	703	0,758	-0,242	0,059	-0,014	81
1974	606	690	0,744	-0,256	0,066	-0,017	83
1975	1068	667	0,719	-0,281	0,079	-0,022	85
1976	819	653	0,704	-0,296	0,088	-0,026	87
1977	933	633	0,682	-0,318	0,101	-0,032	89
1978	750	623	0,671	-0,329	0,108	-0,036	91
1979	1023	606	0,653	-0,347	0,120	-0,042	93
1980	667	603	0,650	-0,350	0,123	-0,043	95
1981	603	600	0,647	-0,353	0,125	-0,044	97
1982	545	545	0,587	-0,413	0,170	-0,070	99

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водно-энергетические расчеты

Таблица Б.1 – Расчетные значения обеспеченности для среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

P, %	Годы	Qср.год, м3/с	Год	Qср.пол, м3/с	Год	Qср.меж, м3/с
2	1958	498	1958	964	1938	180
4	1969	487	1969	927	1969	173
6	1938	429	1966	833	1957	166
8	1961	419	1961	782	1958	165
10	1966	404	1938	777	1961	159
12	1941	404	1941	772	1970	153
14	1937	394	1973	772	1947	153
16	1957	392	1937	771	1942	153
18	1973	389	1960	745	1946	152
20	1960	388	1954	723	1979	141
22	1970	388	1936	719	1941	140
24	1946	374	1970	716	1977	138
25	1947	373	1957	709	1948	133
27	1936	359	1950	687	1960	132
29	1954	359	1946	686	1963	131
31	1977	354	1947	681	1956	125
33	1942	348	1971	680	1937	124
35	1959	346	1959	680	1972	120
37	1948	342	1977	656	1973	116
39	1971	339	1952	640	1940	115
41	1950	337	1948	635	1965	115
43	1979	327	1942	621	1980	113
45	1952	323	1949	620	1949	110
47	1949	322	1975	618	1967	109
49	1939	320	1939	618	1978	109
51	1972	319	1972	597	1976	108
53	1975	314	1979	586	1939	108
55	1956	309	1956	566	1959	107
57	1976	297	1976	561	1936	101
59	1978	289	1935	544	1944	101
61	1965	285	1978	541	1962	99
63	1962	282	1962	540	1934	98
65	1935	279	1965	524	1955	98
67	1940	275	1943	522	1982	98
69	1934	275	1934	521	1954	98
71	1967	274	1964	516	1966	98
73	1963	272	1944	506	1981	98
75	1944	270	1967	505	1975	97
76	1943	268	1940	499	1952	97
78	1980	267	1980	484	1971	96
80	1964	266	1955	483	1933	94
82	1955	259	1968	480	1968	93
84	1968	254	1953	474	1974	93
86	1953	247	1963	469	1935	90
88	1974	241	1974	447	1964	88
90	1981	238	1981	435	1943	87
92	1982	238	1982	433	1950	87
94	1933	229	1951	428	1953	85
96	1951	224	1933	418	1951	79
98	1945	207	1945	394	1945	74

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 - Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году

Месяцы	Q, м³/с						Водохранилище, км³			Z, м				Нгэс, м	Nгэс, МВт	Nгар, Мвт	Эгэс, млн кВтч
	Qполез	QНБ	Qвхк	Qвдх	Qгэс	Qхол. сб	Vнпу	dV	Vкон	zББ нач	zББкон	zББср	Zнб				
11	82	412	120	328	410	0	28,330	0,85	27,481	161,00	160,85	160,92	134,19	26,43	94	94	68
12	55	512	120	455	510	0	27,481	1,18	26,303	160,85	160,60	160,72	134,63	25,79	114	114	85
1	40	518	120	476	516	0	26,303	1,23	25,071	160,60	160,30	160,45	134,65	25,50	114	114	85
2	41	425	120	383	423	0	25,071	0,99	24,079	160,30	160,03	160,16	134,25	25,61	94	94	63
3	50	120	120	68	118	0	24,079	0,18	23,903	160,03	159,98	160,00	132,10	27,60	28	по вхк	21
4	213	120	120	-95	118	0	23,903	-0,25	24,149	159,98	160,05	160,01	132,10	27,62	28	по вхк	20
5	243	120	120	-125	118	0	24,149	-0,32	24,473	160,05	160,14	160,09	132,09	27,70	28	по вхк	21
6	595	120	120	-477	118	0	24,473	-1,24	25,709	160,14	160,46	160,30	132,09	27,90	29	по вхк	21
7	466	120	120	-348	118	0	25,709	-0,90	26,612	160,46	160,67	160,56	132,10	28,16	29	по вхк	22
8	450	120	120	-332	118	0	26,612	-0,86	27,472	160,67	160,84	160,75	132,10	28,36	29	по вхк	22
9	394	120	120	-276	118	0	27,472	-0,72	28,187	160,84	160,98	160,91	132,32	28,29	29	по вхк	21
10	173	120	120	-55	118	0	28,187	-0,14	28,330	160,98	161,00	160,99	132,32	28,37	29,2	по вхк	22

Продолжение приложения Б

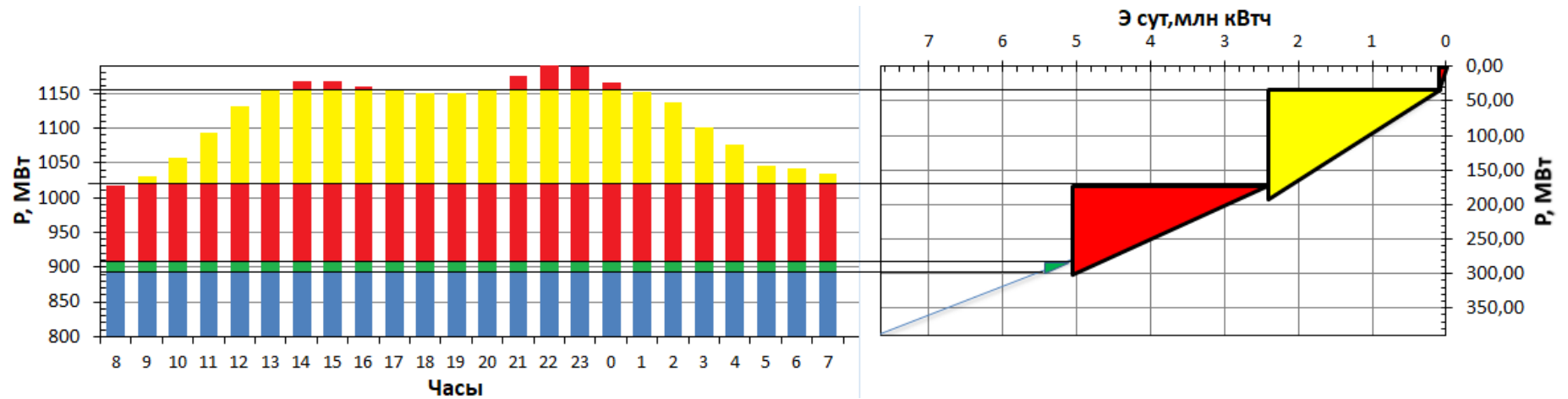


Рисунок Б.1 - График нагрузк и и ИКН Декабрь(Январь)

*Желтым цветом обозначен режим работы Томской ГЭС в пике; Красным цветом обозначен режим работы Новосибирской ГЭС; Зеленым цветом обозначен режим работы Томской ГЭС в базе;

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 - Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	Система			Существующая ГЭС		Проектируемая ГЭС			ТЭС		
	Рсист.макс., МВт	Нн.р. МВт	На.р. МВт	Нраб. МВт	Н н.р. МВт	Нраб.мак МВт	Нн.р. МВт	Нрем. МВт	Нраб.мак МВт	На.р МВт	Н рем. МВт
I	1184	24	95	120	2	164	3		900	72	
II	1141	23	91	110	2	130	3		901	72	
III	1046	21	84	100	2	46	1		901	72	
IV	980	20	78	90	2	36	1		854	68	
V	905	18	72	85	2	36	1		784	63	41
VI	862	17	69	80	2	37	1		746	60	41
VII	862	17	69	80	2	37	1		745	60	41
VIII	905	18	72	85	2	37	1		783	63	41
IX	980	20	78	90	2	37	1	28	853	68	
X	1046	21	84	100	2	46	1		900	72	
XI	1141	23	91	110	2	130	3		901	72	
XII	1184	24	95	120	2	164	3		901	72	
Установленная мощность				122		167			972		

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

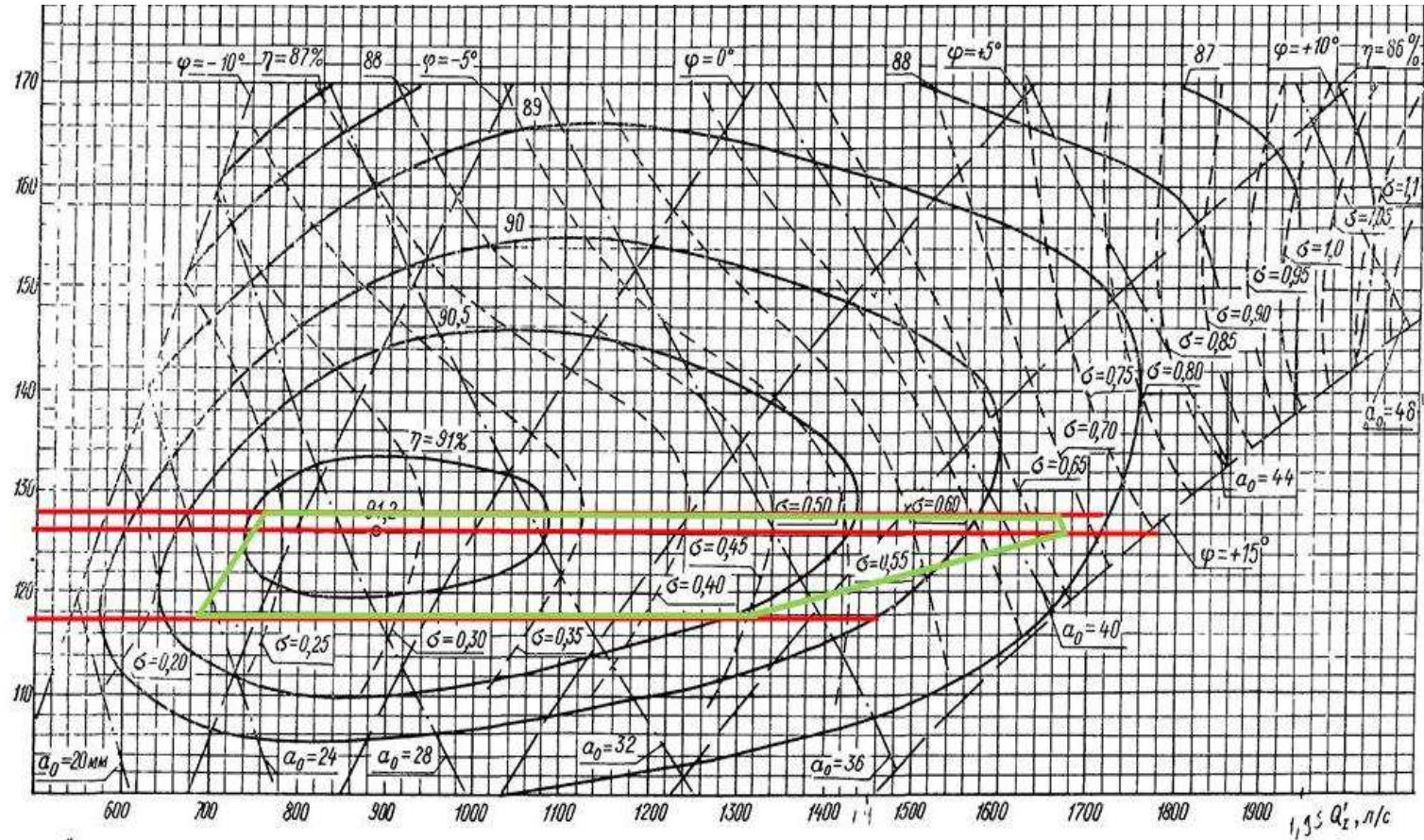


Рисунок В.1 - Универсальная характеристика турбины ПЛ 30/800-В-46 при $D_1=5,6$ м

Продолжение приложения В

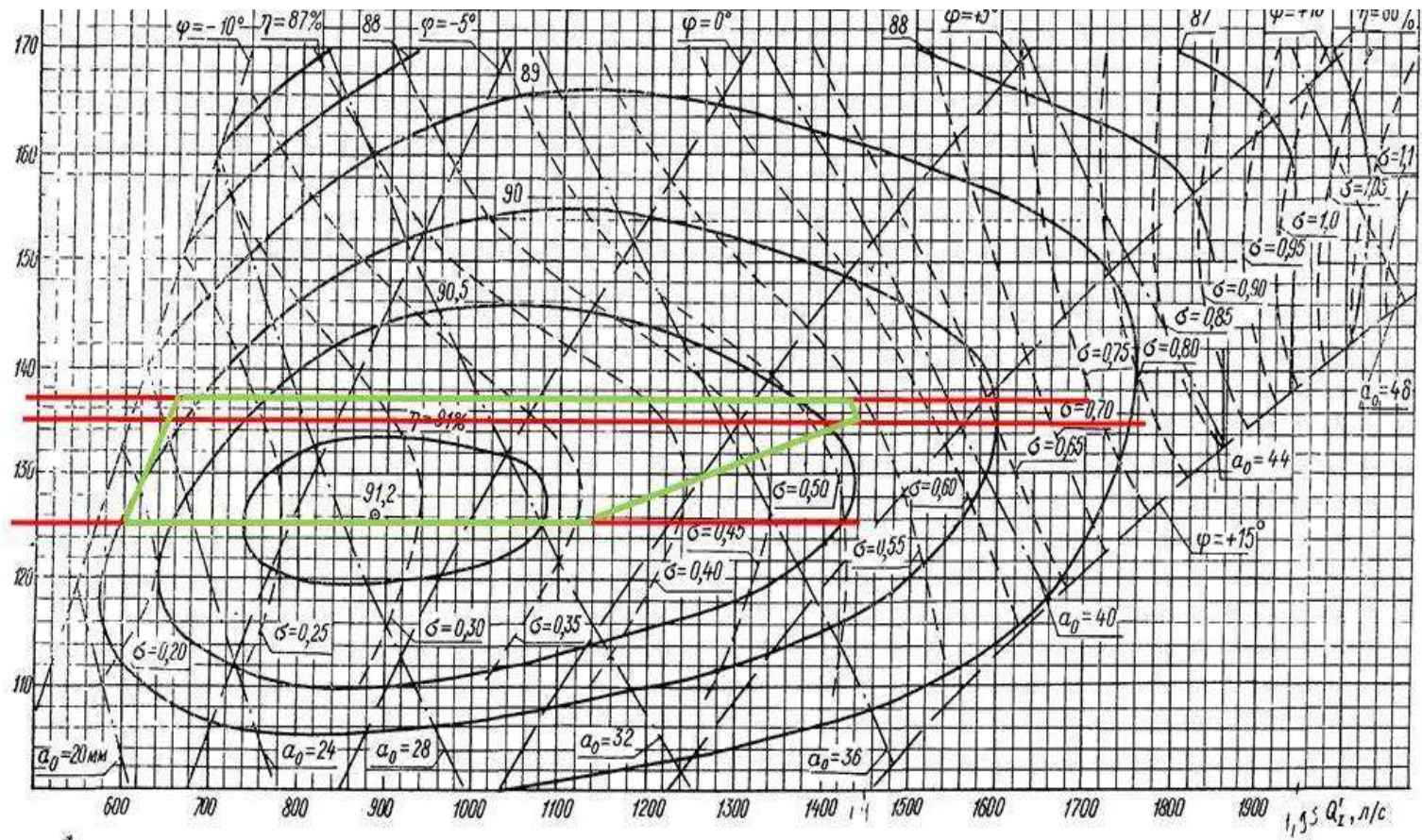


Рисунок В.2 - Универсальная характеристика турбины ПЛ 30/800-В-46 при $D_1=6$ м

Продолжение приложения В

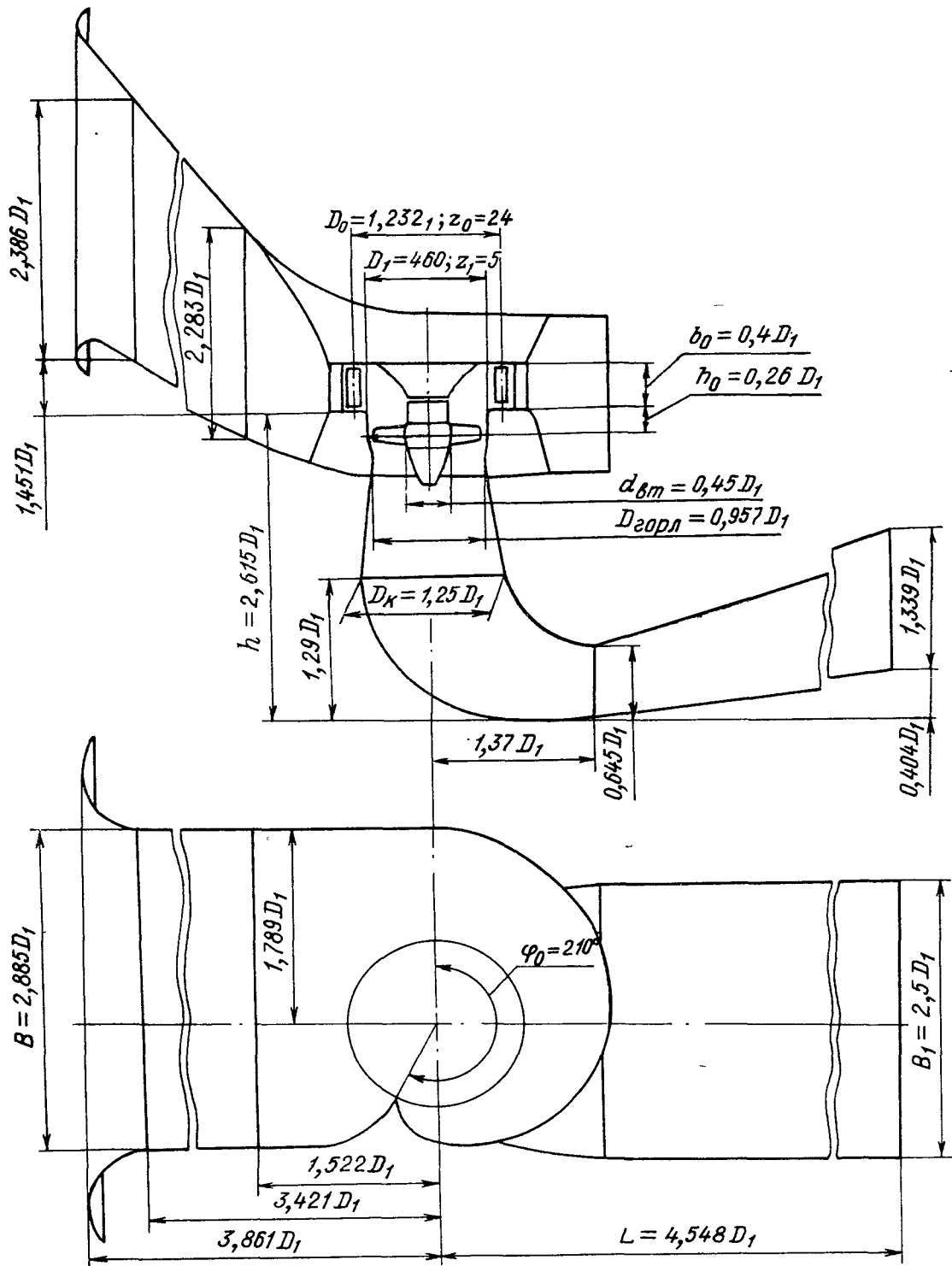


Рисунок В.3 - Проточная часть модели гидротурбины ПЛ 30/800-В-46 при $D_1=6$

Продолжение приложения В

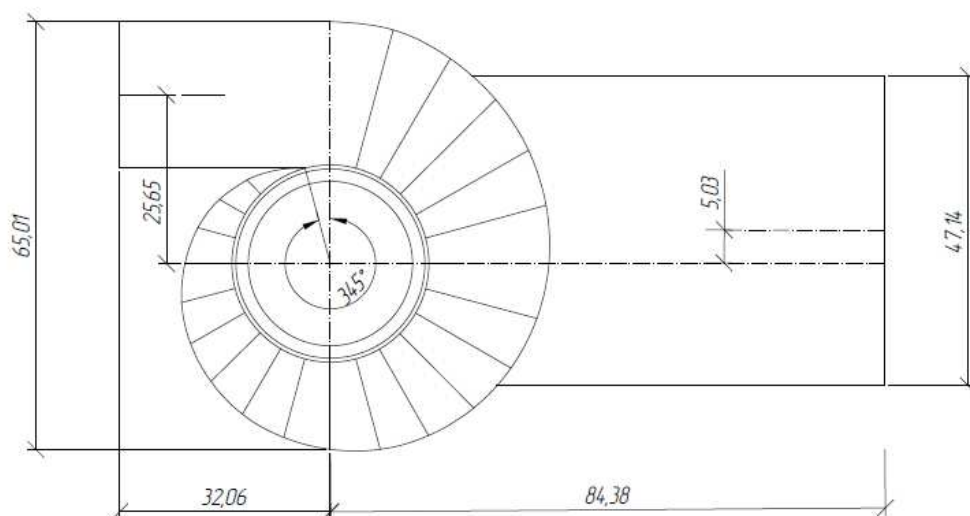


Рисунок В.4 - Металлическая спиральная камера с круглыми сечениями

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Таблица уставок и матрица отключений

Таблица Г.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,58 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	1,93 А	
		Тормозной ток, В	$0,5 \cdot I_H$	1,93 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	3 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,3	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	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	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,27 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,17 \cdot I_H$	0,66 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,25 \cdot I_H$	0,96 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,14 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,26 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,53 \cdot I_{НОМ}$	5,9 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,09	0,13 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,35	0,69 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	4,6 А
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	4,73 А
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,2 \cdot I_{НОМ.P}$	9,46 А

Продолжение приложения Г

Таблица Г.2 – Матрица отключений защит

Защиты		Отключение ВГ	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Отключение секционного выключателя	Предупредительный сигнал	
Наименование	Обозначение								
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+				
ЗЗГ	U_0	t_1						+	
		t_2							
	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				+		
		t_3	+	+					
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС	t_1					+	
			t_2				+		
		t_3	+	+					
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1				+		
			t_2	+	+	+			
		2 ступень	t_1					+	
			t_2				+		
		t_3	+	+					
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО						+	
		ИО		+	+				
		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

«2» 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТОМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ТОМЬ.
ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕРМОКОНТРОЛЯ ДЛЯ ЗАЩИТЫ
ТОРМОЗОВ-ДОМКРАТОВ В СИСТЕМЕ ТОРМОЖЕНИЯ ГА, С
ВНЕДРЕНИЕМ В АСУ ТП**
тема

Руководитель


02.07.20
подпись, дата

Старший преподаватель

СШФ СФУ
должность

А.М. Волошин
инициалы, фамилия

Выпускник


02.07.20
подпись, дата

М.В. Соловьев
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Томской ГЭС на реке Томь. Возможность применения термоконтроля для защиты тормозов-домкратов в системе торможения ГА, с внедрением в АСУ ТП».

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР

Алекс 2.03.20 А.А. Трушков
подпись, дата инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

Алекс 02.02.20 А.В. Масиетин
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

Зам 23.06.20 Б.Ю. Замеев
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Алекс 02.02.20 А.А. Трушков
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Алекс Н.В. Широков
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Зам 02.07.20 В.Б. Замеев
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

Алекс В.В. Карпов
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

Алекс 02.07.20 Карпов В.В.
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

Карпов 02.07.20 В.В. Карпов
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Алекс 02.07.20 А.А. Работова
подпись, дата инициалы, фамилия