

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.А. Ачитаев
подпись
« ____ » _____ 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЧИРКАТСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ АНДИЙСКОЕ
КОЙСУ. ВЫКЛЮЧАТЕЛИ ПРИСОЕДИНЕНИЙ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ВЫДАЧИ
МОЩНОСТИ ГЭС. ТИПЫ И КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ
(МАСЛЯНЫЕ, ВОЗДУШНЫЕ, ЭЛЕГАЗОВЫЕ)
тема

Руководитель	_____	Зав. Кафедры ГГЭЭС, Саяно-Шушенского филиала СФУ, канд. техн. наук	<u>А.А. Ачитаев</u> инициалы, фамилия
	подпись, дата		
Выпускник	_____		<u>А.Ю. Чувпило</u> инициалы, фамилия
	подпись, дата		

Саяногорск; Черёмушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Чиркатской ГЭС на реке Андийское койсу. Выключатели присоединений распределительных устройств главной схемы выдачи мощности ГЭС. Типы и конструктивное исполнение (масляные, воздушные, элегазовые)».

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Водно-энергетические расчеты	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Электрическая часть	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Релейная защита и автоматика	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Компоновка сооружения гидроузла	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Пожарная безопасность. Охрана труда	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Охрана окружающей среды	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Нормоконтроллер	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ЧИРКАТСКОЙ ГЭС	8
1 Общая часть	10
1.1 Природные условия	10
1.1.1 Климатические данные	10
1.1.2 Гидрологические данные	10
1.1.3 Инженерно-геологические условия	11
2 Водно-энергетические расчеты	12
2.1 Данные для водно-энергетических расчетов	12
2.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока	12
2.2.1 Выбор расчётного средневодного года (P=50%).....	12
2.2.2 Выбор расчетного маловодного года (P=90%).....	13
2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	14
2.4 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы	16
2.5 Водно-энергетический расчет (ВЭР) режима работы ГЭС по условию маловодного года	18
2.6 Определение рабочей мощности ГЭС	18
2.7 Расчет резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчет баланса мощностей	20
2.8 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС по условию средневодного года	21
3 Основное и вспомогательное оборудование	22
3.1 Построение режимного поля	22
3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов	23
3.3 Проверка работы турбины при минимальном расходе	28
3.4 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины	28
3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора	29
3.6 Расчет спиральной камеры	31

3.7	Выбор типа маслонапорной установки	33
3.8	Выбор электрогидравлического регулятора	33
3.9	Расчёт вала на прочность	34
3.10	Расчёт подшипника	34
4	Электрическая часть.....	37
4.1	Выбор структурной схемы электрических соединений	37
4.2	Выбор основного оборудования ГЭС.....	37
4.2.1	Выбор трансформаторов собственных нужд	37
4.2.2	Выбор блочных трансформаторов	38
4.3	Выбор количества отходящих воздушных линий	40
4.4	Выбор схемы распределительного устройства.....	41
4.5	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта	41
4.6	Расчёт токов короткого замыкания	43
4.6.1	Расчёт исходных данных	43
4.6.2	Расчёт токов короткого замыкания в ПК RastrWin.....	44
4.7	Выбор и проверка оборудования.....	46
4.7.1	Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима.....	47
4.8.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения	50
5	Микропроцессорные электрические защиты гидрогенератора	51
5.1	Перечень защит блока генератор-трансформатор	51
5.2	Расчёт номинальных токов, выбор системы возбуждения и выпрямительный трансформатор	52
5.3	Описание и расчет уставок микропроцессорных электрических защит ...	55
5.3.1	Расчёт уставок МТЗ и ТО преобразовательного трансформатора ($I > TB$), ($I >> TB$)	55
5.3.2	Продольная дифференциальная защита ($I \Delta G$)	58
5.3.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ($UN (UO)$).....	63
5.3.4	Защита от повышения напряжения ($U1 >$), ($U2 >$).....	66

5.3.5 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)	67
5.3.6 Защита от симметричных перегрузок (I_1)	73
5.3.7 Дистанционная защита генератора ($Z_{1<}$), ($Z_{2<}$).....	76
5.3.8 Защита от перегрузки обмотки ротора	80
5.4 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	82
6 Компоновка и сооружения гидроузла	83
6.1 Назначение класса ГТС	83
6.2 Проектирование сооружений напорного фронта	83
6.2.1 Определение отметки гребня плотины.....	83
6.2.1.1 Грунтовая плотина	83
6.2.1.2 Бетонная плотина	85
6.2.2 Гидравлические расчёты	85
6.2.2.1 Определение ширины водосливного фронта.....	86
6.2.2.2 Определение отметки гребня водослива.....	87
6.2.2.3 Проверка пропуска поверочного расчётного расхода.....	88
6.2.2.4 Построение профиля водосливной грани	90
6.2.2.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе	91
6.2.3 Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы.	92
6.3 Конструирование плотины	93
6.3.1 Определение ширины подошвы плотины	93
6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами	93
6.3.3 Быки.....	94
6.3.4 Устои	94
6.3.5 Дренаж тела бетонных плотин.....	94
6.3.6 Галереи в теле плотины.....	94
6.4 Основные элементы плотины	95
6.4.1 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины	95
6.4.1.1 Противофильтрационная завеса	95
6.4.1.2 Дренажные устройства в основании	96

6.5	Обоснование безопасности и надёжности бетонной плотины	96
6.5.1	Определение основных нагрузок на плотину	96
6.5.1.1	Вес сооружения и затворов.....	96
6.5.1.2	Сила гидростатического давления воды	97
6.5.1.3	Равнодействующая взвешивающего давления	97
6.5.1.4	Сила фильтрационного давления	98
6.5.1.5	Давление грунта	98
6.5.1.6	Волновое давление	100
6.5.2	Оценка прочности плотины	100
6.5.3	Критерии прочности плотины и её основания.....	103
6.5.4	Обоснование устойчивости плотины	103
7	Охрана труда, пожарная безопасность, охрана окружающей среды.....	105
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	105
7.2	Охрана труда.....	107
7.2.1	Общие положения.....	107
7.2.2	Требования к персоналу	108
7.3	Пожарная безопасность.....	109
7.3.1	Общие требования пожарной безопасности.....	109
7.3.2	Объекты водяного пожаротушения	111
7.3.3	Пожарная безопасность аккумуляторных установок	111
7.4	Мероприятия по охране окружающей среды.....	113
7.4.1	Общие сведения о районе строительства	113
7.4.2	Охрана окружающей среды в период строительства.....	113
7.4.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	114
7.4.4	Отходы, образующиеся при строительстве	116
7.4.5	Охрана окружающей среды в период эксплуатации.....	117
8	Технико-экономические показатели	119
8.1	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	119
8.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	119
8.3	Налоговые расходы	122

8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	124
8.5 Методология, исходные данные	125
8.6 Коммерческая эффективность	125
8.7 Бюджетная эффективность	126
9 Выключатели присоединений распределительных устройств главной схемы выдачи мощности ГЭС. Типы и конструктивное исполнение (масляные, воздушные, элегазовые).....	129
9.1 Выключатели присоединений распределительных устройств главной схемы выдачи мощности ГЭС.	129
9.1.1 Общие сведения.....	129
9.1.2 Схемы с однократным принципом подключения присоединений	141
9.1.3 Схемы с двукратным принципом подключения присоединений	137
9.1.4 Схема многоугольника с подменным выключателем	138
9.2 Типы и конструктивное исполнение (масляные, воздушные, элегазовые)	136
9.2.1 Требования к выключателям.....	136
9.2.2 Масляные выключатели	135
9.2.3 Воздушные выключатели.....	137
9.2.4 Элегазовые выключатели.....	138
9.3 Способы гашения дуги.....	140
9.4 Общие требования к схемам управления.....	141
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	144
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	143
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	145
ПРИЛОЖЕНИЕ А Общая часть	147
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Водно-энергетические расчеты	151
ПРИЛОЖЕНИЕ В Основное и энергетическое оборудование.....	155
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Микропроцессорные электрические защиты генератора ...	161
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Компоновка сооружения гидроузла	164

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ЧИРКАТСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки Андийское койсу.
2. Наименование ГЭС Чиркатская ГЭС
3. Местонахождение ГЭС Республика Дагестан.
4. Тип проектируемой установки Гидроэлектростанция.
5. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 350 м³/с;
 - б) всех турбин 1050 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 0,1 % 930 м³/с;
 - г) минимальный 96 м³/с.
6. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока годовой;
 - б) отметка НПУ 427,00 м;
 - в) отметка ФПУ 428,00 м;
 - г) отметка УМО 418,17 м;
 - д) объём водохранилища полный 13,09 км³;
 - е) объём водохранилища полезный 4,83 км³;
7. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 37,00 м;
 - б) расчетный 28,10 м;
 - в) минимальный 24,80 м.
8. Энергетические характеристики:
 - а) мощность установленная 150 МВт;
 - б) мощность гарантированная 115 МВт;
 - в) среднемноголетняя выработка энергии 762,6 млн. кВт·ч.
9. Здание ГЭС:
 - а) тип здания приплотинное;
 - б) число агрегатов 4;
 - в) грунт в основании гранит;
 - г) тип спиральной камеры бетонная трапецидальная;
 - д) тип отсасывающей трубы изогнутая.
10. Основное оборудование:
 - а) тип турбины ПЛ40а-В-450;
 - б) тип генератора СВ-647/80-38;
 - в) частота вращения 157,8 об/мин;
 - в) тип трансформаторов ТДН-63000/110-У1.
11. Водосбросные сооружения:
 - а) тип поверхностный водослив;
 - б) число и ширина пролетов 2 отверстия по 8 м;
 - в) общая длина 38 м;
 - г) максимальная высота 42,4 м;
 - д) тип рабочего затвора плоский.
12. Техничко-экономические показатели:

а) удельные показатели 125294,4 руб/кВт;
а) себестоимость энергии 80 коп/кВт·ч;
б) срок окупаемости 167 мес.

1 Общая часть

1.1 Природные условия

1.1.1 Климатические данные

Климат района, где планируется строительство Чиркатской ГЭС, умеренно-континентальный. В горной части, в зависимости от высоты, температура падает, а влажность повышается. В южной и прибрежной зоне климат переходный, от умеренного к субтропическому. Средние температуры января от +4°C в долинах до -11°C в высокогорьях, июля - от +30°C в долинах до +8°C в высокогорьях. Осадков в год соответственно 200-300 и 600-800 мм.

Величину амплитуды температур необходимо учитывать при проектировании и строительстве гидроэлектростанции (ГЭС), так как значительные колебания температуры в течение года приводят к деформации тела плотины, образованию трещин в бетоне и снижению прочности грунта в основании и изменению фильтрационных свойств грунта.

1.1.2 Гидрологические данные

Андийское Койсу — река в Грузии (Кахетия) и России (Дагестан), левая составляющая Сулака. Длина - 144 км. Река Андийское Койсу, являющаяся левой составляющей реки Сулак, образуется от слияния рек Пирикитель Алазани и Тушетская Алазани, берущих начало в горной Тушети (Грузия). Впадает в реку Аварское Койсу в 6 км к востоку от села Чирката, образуя реку Сулак.

Длина реки от слияния двух рек составляет 144 км (от истока Тушети Алазани — 192 км), полное падение — 2500 м, площадь водосбора — 4810 км², средняя высота — 2140 м, площадь ледников в бассейне реки составляет 14 км².

Питание реки осуществляется за счет атмосферных осадков, водоносных горизонтов и талых вод. Андийское Койсу на всем протяжении относится к рекам с весенне-летним половодьем и мелководьем. Основная часть стока (60-70%) приходится на теплое время года (май-август). Как правило, наибольший сток наблюдается в июне, а наименьший - в феврале.

В бассейне реки Андийское Койсу насчитывается 874 реки, общей длиной 4020 км. Большинство рек (828) имеют длину менее 10 км. Основные притоки: Пирикительская Алазани, Тушетская Алазани, Метлуда, Хварши, Кила (Тиндинская), Ансалта, Ахвах, Тлярота, Саситлинка.

В бассейне реки Андийское Койсу насчитывается 874 реки общей протяженностью 4020 км. Большинство рек (828) имеют длину менее 10 км. Основные притоки: Пирикительская Алазани, Тушетская Алазани, Метлуда, Хварши, Кила (Тиндинская), Ансалта, Ахвах, Тлярота, Саситлинка.

Средний многолетний расход $\bar{Q}_{\text{много}}$ Паши вычисляется, как отношение суммы среднегодовых расходов к числу лет наблюдения:

$$\bar{W}_{\text{много}} = \bar{Q}_{\text{много}} \cdot t = 350 \cdot 31536000 \cdot 10^{-9} = 2,2 \text{ км}^3, \quad (1.1)$$

где $\bar{W}_{\text{много}}$ - средний многолетний сток реки Андийское койсу, км³;
 $\bar{Q}_{\text{много}}$ - средний многолетний расход реки Андийское койсу, м³/с;
 t - число секунд в году, с.

Согласно методике расчета кривых обеспеченности среднемноголетних, средних максимальных и средних минимальных расходов, изложенной в [1], рассчитываются теоретические кривые обеспеченности. Данные для построения кривых обеспеченности приведены в приложении А, таблицы А.2 – А.4.

Для выбранного створа согласно по методике, описанной в [2], строятся кривые связи для верхнего и нижнего бьефов. Данные для построения кривых связи приведены в приложении А, таблицы А.5 – А.6.

1.1.3 Инженерно-геологические условия

В соответствии с картами общего сейсмического районирования территории Российской Федерации зона нижнего течения р. Андийское койсу входит в сейсмическую зону с начальной интенсивностью геологических событий до 8 баллов.

Геологическое строение долины реки очень разнообразно. Преобладают твердые породы: сланцы, граниты, известняки, глинистые известняки. Для всех вышеперечисленных грунтов значение коэффициента фильтрации находится в пределах от 10^{-4} до 10^{-9} , что является минимально возможным показателем для естественных грунтов.

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Данные для водно-энергетических расчетов

1. Коэффициент мощности $k_N = 8,8$;
2. Зимний коэффициент $k_3 = 0,85$;
3. Потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 0,4$ м;
4. Требования участников водохозяйственного комплекса (ВХК) и потери воды представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Требования участников ВХК и потери воды

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Фильтрация	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Испарение	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Льдообразование	6	6	6	-12	-12	0	0	0	0	0	0	6
Рыбопропуск	0	0	0	0	0	1	1	9	9	0	0	0
ВХК	191	191	191	191	191	191	191	191	191	191	191	191
Сан.попуск	85,5	85,5	85,5	85,5	85,5	85,5	85,5	85,5	85,5	85,5	85,5	85,5

2.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока

По данным, представленным в приложение А таблице А.1 вычисляем средние расходы ($\text{м}^3/\text{с}$) для всех лет ряда, за период межени (, IX, X, XI, XII и I, II, III, IV месяцы) и половодья (V, V, VI, VII, VIII месяцы) и располагаем их в порядке убывания. Результаты расчёта показаны в таблице Б.1 приложения Б.

Обеспеченность $P(m)$ находим по формуле:

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

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

n - общее число членов ряда.

Расчетные значения обеспеченности принимаем равными 90% и 50% соответственно (таблица А.2).

2.2.1 Выбор расчётного средневодного года (P=50%)

Для расчетной обеспеченности $P=50\%$ принимаем 1951, 1971 года и вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью:

$$K_{II} = \frac{Q_{п.6аз}}{Q_{п1971}} = \frac{684}{682} = 1,00; \quad (2.2)$$

$$K_M = \frac{Q_{\text{м.баз}}}{Q_{\text{м1971}}} = \frac{166}{168} = 1,00; \quad (2.3)$$

$$K_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{п.баз}}}{Q_{\text{п1951}}} = \frac{684}{724} = 0,95; \quad (2.4)$$

$$K_M = \frac{Q_{\text{м.баз}}}{Q_{\text{м1951}}} = \frac{166}{145} = 1,14. \quad (2.5)$$

В период межени год с обеспеченностью 50% совпадает с базовым годом, из этого следует, что принимаем данный год 1971 за маловодный по его первоначальному гидрографу, без каких - либо изменений, результаты представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Расходы средневодного 1971 года (P=50%) с приведением

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.г.}
Q _{кор} ¹⁹⁷¹ , м ³ /с	106	137	153	210	575	780	785	588	253	178	160	145	339

2.2.2 Выбор расчетного маловодного года (P=90%)

Для заданной расчетной обеспеченности 90% на кривых обеспеченности соответствует 1950 г. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

$$K_M = \frac{Q_{\text{м.баз}}}{Q_{\text{м1950}}} = \frac{127}{132} = 1,00; \quad (2.6)$$

$$K_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{п.баз}}}{Q_{\text{п1950}}} = \frac{598}{598} = 1,00. \quad (2.7)$$

В период половодье год с обеспеченностью 90% совпадает с базовым годом, из этого следует, что принимаем данный год 1950 за маловодный по его первоначальному гидрографу, без каких - либо изменений, результаты представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Расходы маловодного 1950 года (P=90%) с приведением

P=90%	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.г.}
Q _{баз} ¹⁹⁵⁰ , м ³ /с	87	105	125	162	535	685	690	480	205	128	125	115	287

В период межени год с обеспеченностью 50% совпадает с базовым годом, из этого следует, что принимаем данный год 1971 за маловодный по его первоначальному гидрографу, без каких - либо изменений, результаты представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 - Расходы средневодного 1971 года (P=50%) с корректировкой

P=90%	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.г.}}$
$Q_{\text{баз}}^{1971}, \text{м}^3/\text{с}$	106	137	153	210	575	780	785	588	253	178	160	145	339

Среднегодовые расходы сошлись, следовательно, корректировка произведена верно.

Результаты корректировок представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 - Скорректированные расходы средневодного и маловодного года

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.г.}}$
$Q_{\text{баз}}^{1971}, \text{м}^3/\text{с}$	106	137	153	210	575	780	785	588	253	178	160	145	339
$Q_{\text{баз}}^{1950}, \text{м}^3/\text{с}$	87	105	125	162	535	685	690	480	205	128	125	115	287

На основе данных таблицы 2.5 выполняем построение гидрографа средневодного и маловодного года, представленного на рисунке 2.1.

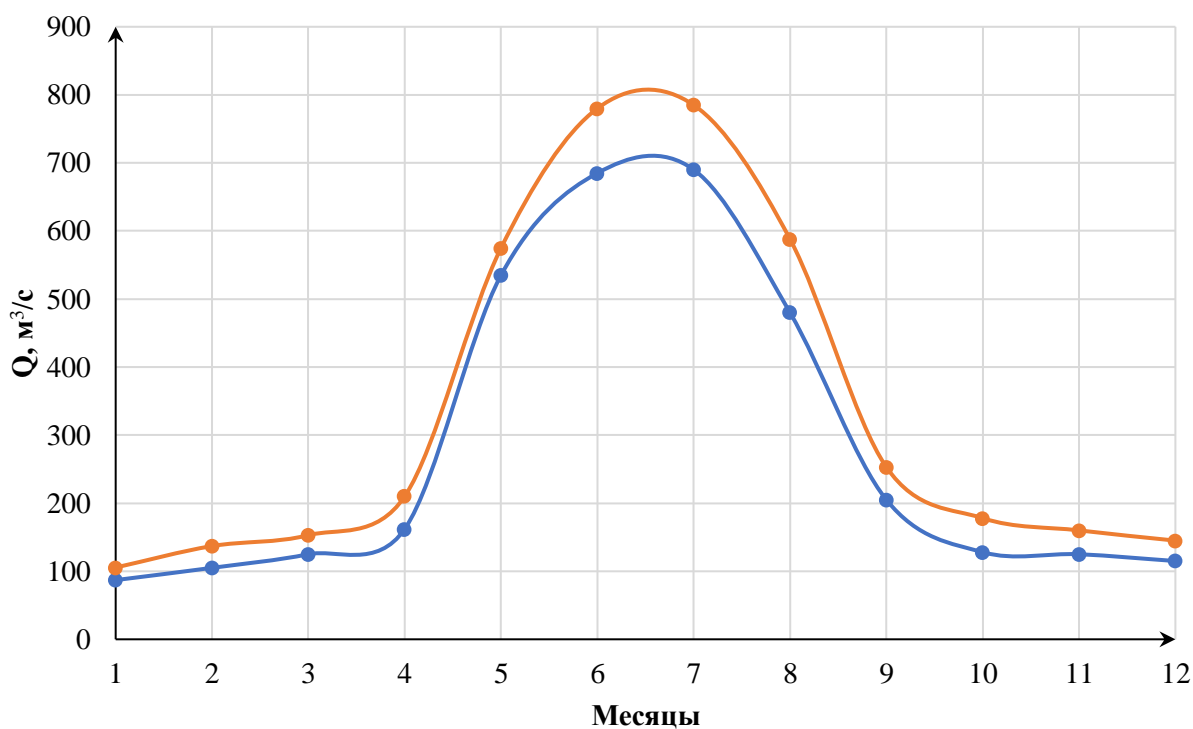


Рисунок 2.1 - Гидрограф средневодного и маловодного года

2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Годовые графики необходимы для построения баланса мощностей (график максимальных мощностей) и баланса энергий (график средних мощностей).

По данным, представленным в приложение А таблице А.3, построим годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы,

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

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos \alpha, \quad (2.8)$$

где t – порядковый номер месяца в году (1 – январь, 2 – февраль и т.д.).

a , b – коэффициенты, для определения которых используются формулы:

$$\alpha = |30^\circ t - 15^\circ| \cdot 3,14/180^\circ; \quad (2.9)$$

$$a = \frac{P_{зима}^{max} + P_{лето}^{max}}{2}; \quad (2.10)$$

$$b = \frac{P_{зима}^{max} - P_{лето}^{max}}{2}. \quad (2.11)$$

По аналогичным формулам также рассчитаем график среднемесячных нагрузок энергосистемы.

Значения средней и максимальной мощности для лета и для зимы были взяты из значений мощностей для суточных графиков нагрузки. $P_{зима}^{max} = 1495$ МВт, $P_{лето}^{max} = 1249$ МВт, $P_{зима}^{cp} = 1332$ МВт, $P_{лето}^{cp} = 1092$ МВт.

Следовательно, можно рассчитать значения коэффициентов a и b :

$$a_{max} = \frac{P_{зима}^{max} + P_{лето}^{max}}{2} = \frac{1495 + 1249}{2} = 1372 \text{ МВт}; \quad (2.12)$$

$$b_{max} = \frac{P_{зима}^{max} - P_{лето}^{max}}{2} = \frac{1495 - 1249}{2} = 123 \text{ МВт}; \quad (2.13)$$

$$a_{cp} = \frac{P_{зима}^{cp} + P_{лето}^{cp}}{2} = \frac{1332 + 1092}{2} = 1212 \text{ МВт}; \quad (2.14)$$

$$b_{cp} = \frac{P_{зима}^{cp} - P_{лето}^{cp}}{2} = \frac{1332 - 1092}{2} = 120 \text{ МВт}. \quad (2.15)$$

Расчетные значения максимальных и средних мощностей для построения годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок представлены в таблице 2.6

Таблица 2.6 - Годовые максимальные и среднемесячные нагрузки

t	α	$\cos\alpha$	Pt.max, МВт	Pt.средн, МВт	a max	b max	a средн	b средн
1	0,26	0,97	1491	1328	1372	123	1212	120
2	0,79	0,71	1459	1297				
3	1,31	0,26	1404	1243				
4	1,83	-0,26	1340	1181				
5	2,36	-0,71	1285	1127				
6	2,88	-0,97	1253	1096				
7	3,40	-0,97	1253	1096				
8	3,93	-0,71	1285	1127				
9	4,45	-0,26	1340	1181				
10	4,97	0,26	1404	1243				
11	5,50	0,71	1459	1297				
12	6,02	0,97	1491	1328				

На основе расчётов выполняем построение графиков максимальных и среднемесячных мощностей, представленных на рисунках 2.2.

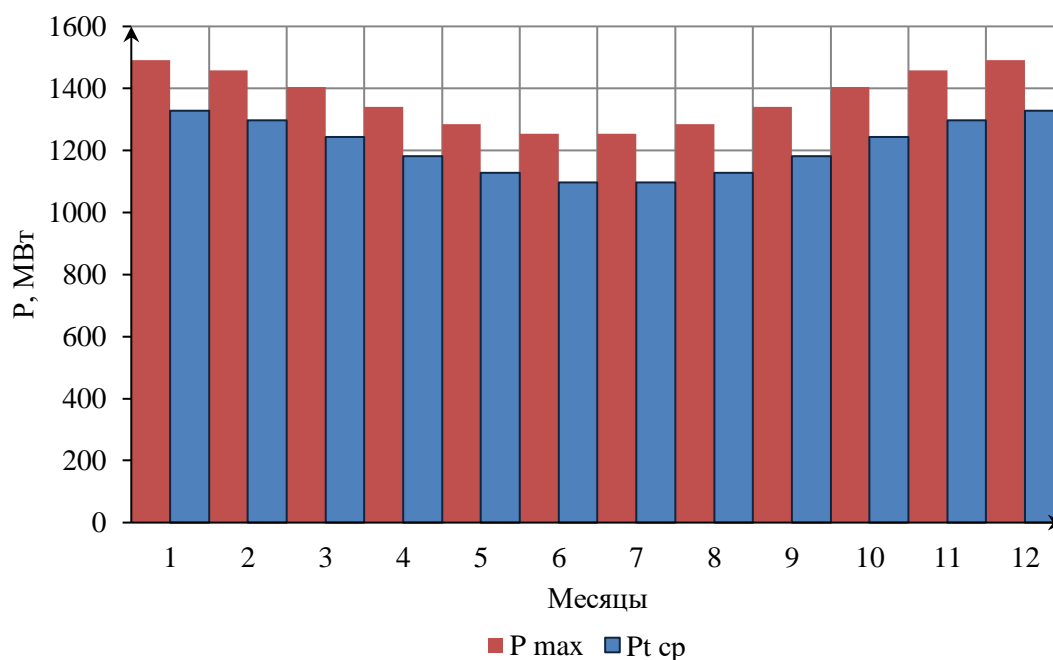


Рисунок 2.2 - График максимальных и средних нагрузок

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

Главным критерием при определении параметров проектируемой ГЭС является максимум вытеснения тепловых мощностей в энергосистеме.

Для выбранного расчетного маловодного года (1956г.) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{Быт.ГЭС}} = k_N \cdot Q^{\text{пр}90\%} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.16)$$

где k_N - коэффициент мощности, $k_N = 8,8$;
 $Q^{\text{пр}90\%}$ - бытовой расход расчетного маловодного года;
 $H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$ - подведенный напор ГЭС.

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = Z_{\text{ВВ}} - Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t)) - \Delta h, \quad (2.17)$$

где $Z_{\text{ВВ}}$ - отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке ∇ НПУ, м;
 $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t))$ - уровень нижнего бьефа, определенный по летней или зимней кривой связи, м;

Δh - потери напора в водоподводящих сооружениях, $\Delta h = 0,4$ м.

Мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК:

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.18)$$

где $Q_{\text{ВХК}}$ – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса, м³/с.

Результаты расчётов представлены в приложении А, таблица А.6.

Данный расчёт выполняется с целью определения месяцев, в которые ГЭС будет работать на расходах, превышающих требования ВХК.

Определяем излишки бытовой мощности половодный период, которые будут переноситься на зиму:

$$N_{\text{изл}} = \sum N_{\text{быт}} - \sum N_{\text{ВХК}} = 154 \text{ МВт}. \quad (2.19)$$

По данным таблицы 2.7 строим баланс энергии, представленный на плакате «Водно-энергетические показатели Чиркатской ГЭС».

На графике баланса энергии проводим линию гарантированной мощности так, чтобы площадь, заключённая между линией гарантированной мощности и $N_{\text{ВХК}}$ была равна $N_{\text{изл}}$.

За месяц сработки принимаем первый месяц после половодья, в нашем случае это октябрь. Из графика баланса энергии видно, что под регулирование попали 6 месяцев, а в остальные месяцы ГЭС работает по требованиям ВХК.

Таблица 2.7 - Данные для построения баланса энергии

Месяцы	$P_{\text{ср}}, \text{ МВт}$	$N_{\text{сущ. ГЭС}}, \text{ МВт}$	$N_{\text{быт}}, \text{ МВт}$	$N_{\text{ВХК}}, \text{ МВт}$	$N_{\text{ТЭС}}, \text{ МВт}$
Январь	1328	358	25	60	884
Февраль	1297	328	31	60	877
Март	1243	298	37	60	847
Апрель	1181	298	55	61	767
Май	1127	269	165	61	633
Июнь	1096	239	202	61	594
Июль	1096	239	204	61	593
Август	1127	269	143	61	655

Окончание таблицы 2.7

Месяцы	$P_{ср}$, МВт	$N_{сущ. ГЭС}$, МВт	$N_{быт}$, МВт	$N_{вхк}$, МВт	$N_{тэц}$, МВт
Сентябрь	1181	298	61	61	760
Октябрь	1243	298	40	61	843
Ноябрь	1297	328	39	60	869
Декабрь	1328	358	34	60	875

2.5 Водно-энергетический расчет (ВЭР) режима работы ГЭС по условию маловодного года

Производим несколько итераций ВЭР, перемещая линию гарантированной мощности на балансе энергии до полного совпадения отметок в начале и конце сработки водохранилища. Окончательный результат водно-энергетического расчёта проектируемой ГЭС при положении линии гарантированной мощности представлен в приложении Б таблица Б.5.

Результаты расчетов ВЭР по условию маловодного года:

- уровень мёртвого объёма - УМО = 418,17 м;
- полезный объем - $V_{полезн} = 4,31 \text{ км}^3$.

После выполнения ВЭР необходимо убедиться в правильности выбора характера регулирования речного стока в створе проектируемой ГЭС. Для этого определяем коэффициент зарегулированности стока, равный:

$$\beta = \frac{V_{полезн}}{\bar{W}} = \frac{4,31 \cdot 10^9}{11,04 \cdot 10^9} = 0,39, \quad (2.20)$$

где \bar{W} - средний за многолетний период объем годового стока ГЭС, равный:

$$W = \frac{\Sigma Q_{год}^{ср} \cdot t}{10^{-9}} = \frac{350 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 3600}{10^{-9}} = 11,04 \text{ км}^3. \quad (2.21)$$

Таким образом, полученный результат β соответствует многолетнему характеру регулирования.

2.6 Определение рабочей мощности ГЭС

Расчетные суточные и годовые графики нагрузки энергосистемы должны в первую очередь покрываться существующими станциями, для чего необходимо вписать эти станции в графики, используя заданную по ним исходную информацию.

В качестве существующих станций были приняты Миатлинская, Чиркейская и Ирганайская ГЭС, с суточной гарантированной выработкой:

$$Э_{год}^{Миатлинская ГЭС} = 0,63 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч};$$

$$Э_{год}^{Чиркейская ГЭС} = 0,85 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{Ирганская ГЭС}} = 0,88 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Определим суточную выработку в каждом месяце и полученные результаты сведем в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 - Выработка и мощности существующих ГЭС

Месяцы	$\mathcal{E}_{\text{ср.сут}}^{\text{Миатл.ГЭС}}$	$\mathcal{E}_{\text{ср.сут}}^{\text{Чирк.ГЭС}}$	$\mathcal{E}_{\text{ср.сут}}^{\text{Ирган.ГЭС}}$	$N_{\text{уст}}^{\text{Миатл.ГЭС}}$	$N_{\text{уст}}^{\text{Чирк.ГЭС}}$	$N_{\text{уст}}^{\text{Ирган.ГЭС}}$
Январь	0,76	1,02	1,05	73	125	100
Февраль	0,69	0,93	0,96	73	125	100
Март	0,63	0,85	0,88	73	125	100
Апрель	0,63	0,85	0,88	73	125	100
Май	0,57	0,76	0,79	73	125	100
Июнь	0,50	0,68	0,70	73	125	100
Июль	0,50	0,68	0,70	73	125	100
Август	0,57	0,76	0,79	73	125	100
Сентябрь	0,63	0,85	0,88	73	125	100
Октябрь	0,63	0,85	0,88	73	125	100
Ноябрь	0,69	0,93	0,96	73	125	100
Декабрь	0,76	1,02	1,05	73	125	100

Строим треугольники существующих ГЭС, где по горизонтальной оси расположена суточная выработка, а по вертикальной - установленная мощность рассматриваемой ГЭС. Вписываем его в уже построенную ранее ИКН рисунок Б.2, так, чтобы все вершины треугольника касались её.

Далее вписываем проектируемую ГЭС в свободную зону пика либо полу пика, а также в базу графика нагрузки. Для этого необходимо при, $Q_{\text{сан.пуска}} = 96 \text{ м}^3/\text{с}$, вычислить:

$$N_{\text{базы}} = \frac{k_n \cdot Q_{\text{сан.пуска}} \cdot H_{\text{гэс}}}{1000} = \frac{8,8 \cdot 96 \cdot 30,5}{1000} = 26 \text{ МВт}; \quad (2.22)$$

$$\mathcal{E}_{\text{базы}} = \frac{24 \cdot N_{\text{базы}}}{1000} = 0,615 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.23)$$

Вписываем полученные значения базы на ИКН.

Чтобы вписать проектируемую ГЭС в зону пика или полупика необходимо:

$$N_{\text{гар}} = 115 \text{ МВт, следовательно} \\ \mathcal{E}_{\text{гар}} = \frac{24 \cdot N_{\text{гар}}}{1000} = 2,77 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}; \quad (2.24)$$

$$\mathcal{E}_{\text{пик}} = \mathcal{E}_{\text{гар}} - \mathcal{E}_{\text{баз}} = 2,77 - 0,615 = 144 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.25)$$

Проводим $\Delta_{\text{пик}}$ на ИКН таким образом, чтобы вершины треугольника коснулись линии ИКН. Катет треугольника параллельный оси Р, примет значение $N_{\text{пик}} = 118$ МВт. В результате, зная мощность базы и пика рассчитаем $N_{\text{раб}}$:

$$N_{\text{раб}} = N_{\text{пик}} + N_{\text{базы}} = 118 + 26 = 144 \text{ МВт}; \quad (2.26)$$

$$N_{\text{раб.январь}}^{\text{сущ.ГЭС}} = 24 \text{ МВт.}$$

Проведя аналогичную работу на заранее построенных для них ИКН находим рабочие мощности каждого месяца для существующей и проектируемой ГЭС, необходимые для построения баланса мощностей. Все результаты сводим в таблицу Б.4 приложения Б.

2.7 Расчет резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчет баланса мощностей

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен (1,5 % от Р) $t_{\text{мах}}$, аварийный резерв составляет 8% от Р $t_{\text{мах}}$.

Нагрузочный резерв расположен на существующих и на проектируемой ГЭС, поэтому аварийный будет размещен на ТЭС. Результаты расчёта представлены в приложение Б таблице Б.5.

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. когда на ГЭС имеется свободная мощность. Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{358}{6} = 60 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.27)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{144}{6} = 24 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.28)$$

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

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{ мес} = 831 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.29)$$

По данным таблицы Б.6, строим баланс мощности, представленный на плакате «Водно-энергетические показатели Чиркатской ГЭС».

Установленную мощность проектируемой ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{раб}^{ГЭС} + N_{рез}^{ГЭС} = 144 + 6 = 22,7 \text{ МВт.} \quad (2.30)$$

2.8 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС по условию средневодного года

Задача ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году – определить среднегодовую выработку.

Рассмотрим режим наполнения водохранилища в средневодном году, результаты которого представлены в таблице Б.7.

По данным расчёта получаем среднегодовую выработку, равную:

$$\sum \mathcal{E} = 762,6 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Строим график сработки и наполнения водохранилища ГЭС в средневодном году, объединённый с маловодным, представленный на рисунке 2.3.

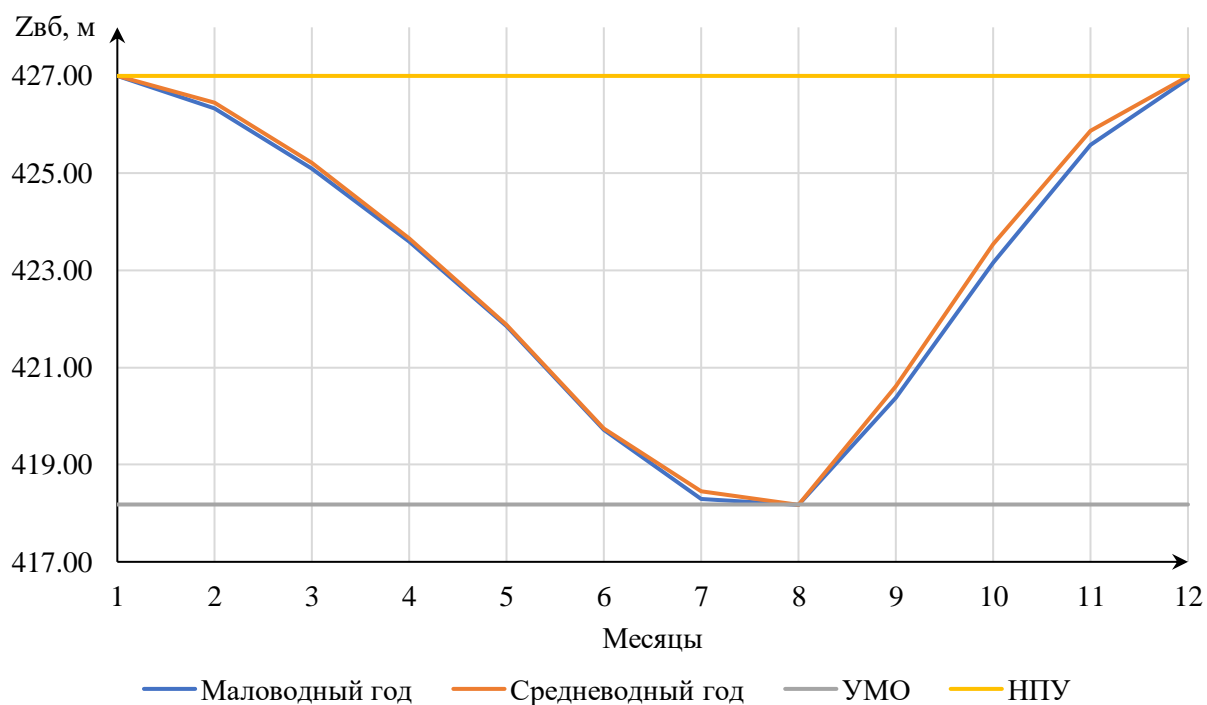


Рисунок 2.3 - График сработки и наполнения водохранилища ГЭС

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Построение режимного поля

Необходимо определить область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС, для этого построили режимное поле, представленное на рисунке 3.1, с указанием линий ограничений для различных режимов. Кроме того, режимное поле незаменимо при выборе оборудования по ГУХ.

Методика составления режимного поля приведена в методическом пособии [2], результаты расчёта представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1-Данные расчёта режимного поля

Кривые связи ВБ и НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{НБ}, \text{м}^3/\text{с}$	$Z_{НБ}, \text{м}$	$H_{НПУ}, \text{м}$	$H_{УМО}, \text{м}$	$H_{ВБ}^{яНБ}$	$H, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$	$H, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$
0	387,04	39,56	30,73	34,29	38	448,6	29	612,9
100	389,63	36,97	28,14	31,70	36	473,5	28	602,2
200	390,77	35,83	27,00	30,56	34	501,3	27	591,4
300	391,41	35,19	26,36	29,92	32	532,7	26	580,3
400	391,97	34,63	25,80	29,36	30	568,2	24	557,6
500	392,55	34,05	25,22	28,78	28	608,8		
600	393,14	33,46	24,63	28,19	27	631,3		
700	393,72	32,88	24,05	27,61				
800	394,31	32,29	23,46	27,02				
900	394,95	31,65	22,82	26,38				

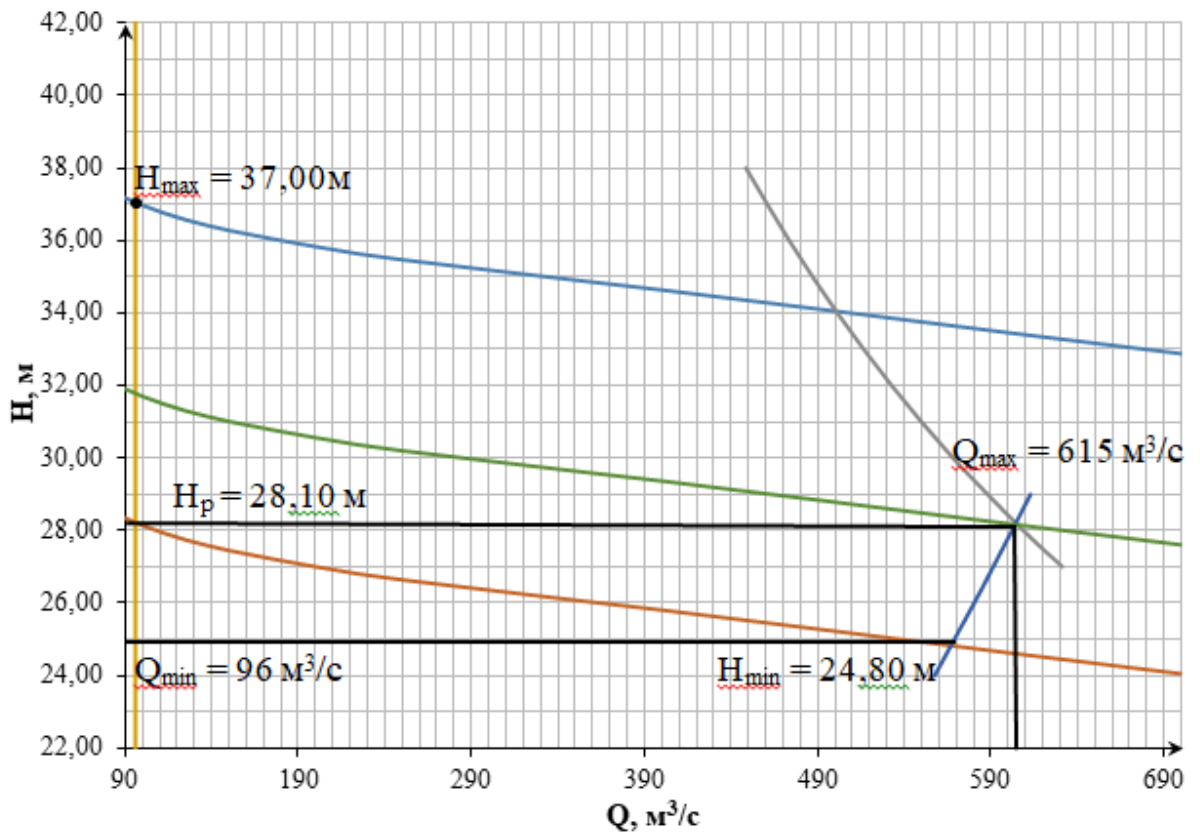


Рисунок 3.1 - Режимное поле Чиркатской ГЭС

Основные параметры работы, проектируемой ГЭС исходя из режимного поля представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Основные параметры работы, проектируемой ГЭС

$H_{max}, м$	$H_{расч}, м$	$H_{min}, м$	$Q_{min}, м³/с$	$Q_{max}, м³/с$	H_{min}/H_{max}
37,00	28,10	24,80	96	615	0,72

3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Выбор системы и типа турбины производится по максимальному напору, так чтобы значение $H_{max}=37,00$ м было близко к предельному напору $H_{пред}$ выбранного типа, но не превышало его, т.е. $H_{max} \leq H_{пред}$.

Заданным условиям соответствуют турбины ПЛ40а-В и ПЛ40б-В, основные параметры которых представлены в таблице 3.3:

Таблица 3.3 - Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметры	ПЛ40а-В	ПЛ40б-В
$H_{пред}, м$	40	40
H_{min}/H_{max}	0,5	0,5
$n'_{опт}, об/мин$	125	123
$Q_{I_{опт}}, л/с$	1020	1150
$\eta_{м_{опт}}$	0,913	0,904

Окончание таблицы 3.3

$Q'_{I \max}$, л/с	1800	1700
D_{1m} , м	0,46	0,46
$H_{\text{мод}}$, м	4	4
$t_{\text{мод}}$, °С	10	20

На главных универсальных характеристиках турбин намечаем расчетные точки P_1 , предварительно проведя линию через оптимум КПД.

Далее производим расчет параметров турбины ПЛ40а-В для разных значений диаметра [2]. Ниже представлен ход расчета для диаметра $D_1 = 4$ м.

КПД натурной гидротурбины:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_P^N}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_M}} \right), \quad (3.1)$$

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

D_1, H_P^N - диаметр и расчетный напор натурной турбины;

v_M, v_H - коэффициенты кинематической вязкости воды для модельной и натурной гидротурбины, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий $t_M; t_H$;

ε - коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлически потерям и принимаемый равным 0,75.

$$\eta_T = 1 - (1 - 0.875) * \left((1 - 0.75) + 0.75 * \left(\frac{0.46}{4.5} \right)^{0.2} * \left(\frac{4}{28.1} \right)^{0.1} * \left(\frac{1.3}{1.3} \right)^{0.2} \right) = 0.926$$

Мощность агрегата в расчетной точке, которую далее пересчитываем после уточнения числа агрегатов:

$$N_a' = 9,81 \cdot Q'_{Iр} \cdot D_1^2 \cdot H_P^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_G^{cp}, \quad (3.2)$$

где $Q'_{Iр}$ - приведенный расход воды в расчетной точке на УХ турбины (приложение В, рисунок В.1);

D_1, H_P - диаметр и расчетный напор натурной турбины;

η_T - КПД натурной гидротурбины;

η_G^{cp} - средний КПД генератора, принимаемый равным 0,97.

$$N_a' = 9,81 \cdot 1,7 \cdot 4,5^2 \cdot 28,10^{1,5} \cdot 0,926 \cdot 0,97 = 45 \text{ МВт.}$$

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$z_a' = \frac{N_{уст}^{прГЭС}}{N'_a} = \frac{150}{45} = 3,32, \quad (3.3)$$

где $N_{уст}^{прГЭС} = 150$ МВт - установленная мощность станции;
 N'_a - мощность агрегата в расчетной точке.

Согласно стандарту, округляем число агрегатов, которое должно быть кратно 3 или 4. Получаем $z_a = 4$ шт.

Далее пересчитываем мощность агрегата:

$$N_a = \frac{150}{4} = 38 \text{ МВт.}$$

Поправка на приведенную частоту вращения:

$$\Delta = \frac{\eta_T}{\eta_M} = \frac{0,926}{0,885} = 1,047, \quad (3.4)$$

где η_T - КПД натурной гидротурбины;
 η_M - КПД модельной турбины.

Синхронная частота вращения турбины:

$$n_c = \frac{n'_{Ip} \cdot \sqrt{H_P \cdot \Delta}}{D_1} = \frac{125 \cdot \sqrt{28,10 \cdot 1,047}}{4} = 150,64 \text{ об/мин,} \quad (3.5)$$

где n'_{Ip} - приведенная частота вращения в расчетной точке на УХ выбранной турбины;

D_1, H_P - диаметр и расчетный напор натурной турбины;

Δ - поправка на приведенную частоту вращения.

Принимаем стандартное значение синхронной частоты $n_c = 157,8$ об/мин.

Значения приведенной частоты вращения для напоров H_{max}, H_P^N, H_{min} находим по формуле:

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.6)$$

где n_c - синхронная частота вращения турбины;

H - напоры H_{max}, H_P, H_{min} ;

Δ - поправка на приведенную частоту вращения.

$$n'_{max} = \frac{157,8 \cdot 4,5}{\sqrt{24,80 \cdot 1,047}} = 139,38 \text{ об/мин;}$$

$$n'_{\text{расч}} = \frac{157,8 \cdot 4,5}{\sqrt{28,10 \cdot 1,047}} = 130,94 \text{ об/мин};$$

$$n'_{\text{min}} = \frac{157,8 \cdot 4,5}{\sqrt{37,00 \cdot 1,047}} = 114,11 \text{ об/мин.}$$

Окончательное положение расчетной точки на линии $n'_{\text{Нр}}$ с учетом округленного числа агрегатов и уточненной мощности агрегата осуществляется на основании решения следующего уравнения:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_P^{1,5} \cdot \eta_G^{\text{ср}}} \quad (3.7)$$

где Q'_I и η_T - приведенный расход и КПД модельной гидротурбины, подбором которых и устанавливают окончательное положение расчетной точки;

N_a - округленная мощность агрегата в расчетной точке;

D_1, H_P - диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$\eta_G^{\text{ср}}$ - средний КПД генератора, принимаемый равным 0,97.

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{38000}{9,81 \cdot 4,5^2 \cdot 28,10^{1,5} \cdot 0,97} = 1,184.$$

Получаем координаты расчётной точки: $\eta_T = 0,911, Q'_I = 1,30 \text{ м}^3/\text{с}$.

Для полученной расчетной точки необходимо построить линию ограничения по мощности. Для этого на линии $n'_{\text{Нmin}}$, соответствующей напору H_{max} , аналогичным образом находим точку и соединяем ее с расчетной.

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{38000}{9,81 \cdot 4,5^2 \cdot 37,00^{1,5} \cdot 0,97} = 0,783.$$

Получаем координаты данной точки: $\eta_T = 0,9051, Q'_I = 0,866 \text{ м}^3/\text{с}$.

Линию ограничения по турбине строим проведением через расчетную точку линии, параллельной открытию направляющего аппарата, a_0 .

Все расчеты для рассматриваемых турбин сведены в таблицы 3.4 и 3.5.

Таблица 3.4 - Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛ40а-В

$D_1, \text{м}$	3,55	4	4,25	4,5	4,75	5	5,6
$\eta_{\text{турб}}$	0,924	0,925	0,926	0,926	0,927	0,927	0,928

Окончание таблицы 3.4

D₁,м	3,55	4	4,25	4,5	4,75	5	5,6
N_{агр},кВт	28	36	40	45	50	56	70
Za`	5,35	4,21	3,72	3,32	2,98	2,69	2,14
Za	6	5	4	4	3	3	3
N_{агр} кВт	25	30	38	38	50	50	50
m(Δ1)	1,044	1,045	1,046	1,047	1,047	1,048	1,049
nc`	190,73	169,37	159,46	150,64	142,75	135,65	121,18
n_{синхр}	187,5	166,7	157,8	157,8	150	136,4	125
n1`H_{min}	130,80	130,96	131,67	139,38	139,81	133,80	137,25
n1`H_p	122,88	123,03	123,70	130,94	131,35	125,69	128,94
n1`H_{max}	107,09	107,21	107,80	114,11	114,47	109,54	112,37
Q1*η_p	1,272	1,200	1,328	1,184	1,415	1,276	1,016
Q1*η_{max}	0,842	0,794	0,879	0,783	0,937	0,845	0,672
Q_{огр} H_{min}	0,748	0,589	1,043	0,931	0,835	0,753	0,600
Q_{огр} H_{max}	0,613	0,482	0,854	0,762	0,684	0,617	0,491

Таблица 3.5 - Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D₁ гидротурбины ПЛ40б-В

D₁,м	5,6
η_{турб}	0,932
N_{агр},кВт	67
Za`	2,23
Za	3
N_{агр} кВт	50
m(Δ1)	1,042
nc`	118,86
n_{синхр}	125
n1`H_{min}	137,69
n1`H_p	129,35
n1`H_{max}	112,72
Q1*η_p	1,025
Q1*η_{max}	0,679
Q_{огр} H_{min}	0,602
Q_{огр} H_{max}	0,493

Проведём анализ выбранных диаметров по следующим критериям:

- Максимальный КПД;
- Оптимальная рабочая зона турбины;
- Сокращение количества агрегатов;

Также на главной универсальной характеристике построены зоны работы для каждого выбранного диаметра (приложение В, рисунок В.2 и В.3).

В результате проведенных построений рабочих зон различных диаметров рабочего колеса. Турбины ПЛ40а-В-560 и ПЛ40б-В-560 выбывает из рассмотрения, так как в её рабочую зону не входит точка оптимума.

Таким образом, продолжим расчет для следующих турбин: ПЛ40а-В-355, ПЛ40а-В-400, ПЛ40а-В-425, ПЛ40а-В-450, ПЛ40а-В-475, ПЛ40а-В-500.

3.3 Проверка работы турбины при минимальном расходе

Линию ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитаем в координату универсальной характеристики представлены на рисунки В.2, В.3, В.4, В.5, В.6, В.7 для двух значений напора H_{max} и H_{min} по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{n \cdot D_1^2 \cdot Z \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}} \quad (3.8)$$

где Q_{min} - минимальный расход через турбину;

D_1 - диаметр натурной турбины;

H - напор, H_{max} или H_{min} ;

Δ - поправка на приведенную частоту вращения натурной турбины;

$Z = 1$ - число агрегатов, обеспечивающих минимальный попуск.

Тогда по формуле 3.11 рассчитываются расходы для ПЛ40а-В при разных напорах:

$$Q'_{imin} = \frac{96}{157,8 \cdot 4,5^2 \cdot \sqrt{24,80 \cdot 1,047}} = 0,931 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 931 \text{ л/с};$$

$$Q'_{imax} = \frac{96}{157,8 \cdot 4,5^2 \cdot \sqrt{37,00 \cdot 1,047}} = 0,762 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 762 \text{ л/с}.$$

Для установленной мощности проектируемой ГЭС выбираются варианты только с двумя гидроагрегатами. Также выбор допустимых гидротурбин зависит от расположения зон работ на ГУХ. Наиболее удачными турбинами для проектируемой Чиркатской ГЭС являются ПЛ40а-В-355, ПЛ40а-В-400, ПЛ40а-В-425, ПЛ40а-В-450, ПЛ40а-В-475, ПЛ40а-В-500. Данные турбины способны работать при минимальном напоре, так как линия ограничения, соответствующая приведенным расходам, не выходит за пределы рабочего диапазона универсальной характеристики.

3.4 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы определяется по формуле:

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) + H_S, \quad (3.9)$$

где $z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ - отметка уровня воды в нижнем бьефе при расходе $Q_{\text{НБ}}$, соответствующем расчетному значению высоты отсасывания H_S .

Высота отсасывания рассчитывается для трех случаев, которые требуют

Наибольшего заглубления рабочего колеса:

1. работа одного агрегата с максимальной мощностью при H_{max} ;
2. работа одного агрегата с максимальной мощностью при H_p ;
3. работа одного агрегата при H_{min} и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высоту отсасывания определяем по формуле:

$$H_S = B - \frac{z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5, \quad (3.10)$$

где B - барометрическое давление, равное 10,33 м вод.ст.;

σ - коэффициент кавитации, определяемый по ГУХ;

H - напор турбины, определяемый уровнем верхнего бьефа и $z_{НБ}(Q_{НБ})$.

Результаты расчета сводим в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 - Параметры гидротурбины ПЛ40а-В

D_1	3,55	4	4,25	4,5	4,75	5
$Q (H_{min})$	87,15	98,74	130,45	130,30	151,54	171,02
$Q (H_{расч})$	95,71	114,47	143,66	147,38	173,55	190,86
$Q (H_{max})$	72,85	87,27	108,44	109,13	144,23	144,76
$Z_{нб} (Q (H_{min}))$	389,41	389,61	390,07	390,07	390,32	390,52
$Z_{нб} (Q (H_{расч}))$	389,56	389,85	390,24	390,28	390,55	390,70
$Z_{нб} (Q (H_{max}))$	389,13	389,41	389,76	389,77	390,24	390,25
$H_s(H_{min})$	1,44	2,71	1,05	3,02	1,15	1,19
$H_s(H_{расч})$	-4,14	-2,66	-4,74	-3,85	-4,65	-3,76
$H_s(H_{max})$	-2,27	-0,70	-2,76	-1,00	-1,70	-1,83
$Z_{рк}(H_{min})$	390,57	392,12	390,82	392,80	391,39	391,44
$Z_{рк}(H_{расч})$	385,41	387,20	385,49	386,42	385,89	386,94
$Z_{рк}(H_{max})$	387,14	388,91	387,31	389,07	388,62	388,70

Из всех полученных значений высот отсасывания и отметок установки РК принимаем минимальную отметку расположения рабочего колеса, которая будет обеспечивать бескавитационную работу турбины во всех режимах.

Из анализа полученных вариантов для ПЛ40а-В и ПЛ40б-В, была выбрана турбина ПЛ40а-В-450, т.к турбина данного диаметра имеет высоту отсасывания меньше 6 м по условию, обеспечивающее бескавитационный режим, оптимальным количеством агрегатов, которые смогут гарантировать бесперебойную работу станции. Точка оптимума входит в зону работы и находится между $n1'H_{max}$ и $n1'H_p$. Имеет наименьший диаметр из всех благоприятных рассматриваемых диаметров.

Отметка установки РК: 386,42 м.

3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его полной мощности и синхронной частоте вращения.

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{38000}{0,85} = 44,71 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (3.11)$$

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{157,8} = 38. \quad (3.12)$$

Поскольку не существует гидрогенератора на выбранные параметры, проводим упрощенный расчет основных параметров.

Расчетная мощность:

$$S_p = k \cdot S_H = 1,07 \cdot 44,71 = 47,84 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (3.13)$$

где k - коэффициент, зависящий от $\cos \varphi$

Удельная нагрузка:

$$S^* = \frac{S_H}{2p} = \frac{44,71}{38} = 1,18 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (3.14)$$

Полюсное деление, зависящее от нагрузки и от способа охлаждения:

$$\tau^* = A \cdot S^\alpha = 0,451 \cdot 1,18^{0,239} = 0,47 \text{ м}, \quad (3.15)$$

где A и α - эмпирические коэффициенты

Диаметр ротора:

$$D_i = \frac{\tau^* \cdot 2p}{\pi} = \frac{0,47 \cdot 38}{3,14} = 5,67 \text{ м}. \quad (3.16)$$

Предельная окружная скорость:

$$v_{\text{пр}} = \frac{\pi \cdot D_i \cdot k_{\text{разг}} \cdot n_{\text{синх}}}{60} = \frac{3,14 \cdot 5,67 \cdot 2 \cdot 157,8}{60} = 94 \text{ м/с}. \quad (3.17)$$

Ориентировочно диаметр шахты можно принять равным внутреннему диаметру кромок статора турбины: $D_{\text{ш}} = 6,1$ м. Коэффициент машины:

$$C_a = \frac{R}{S^y} = \frac{8,9}{1,18^{y0,105}} = 8,75. \quad (3.18)$$

Высота активной стали:

$$S_p = \frac{W_S}{S_H} = \frac{30 \cdot C_a \cdot S_p}{\pi \cdot n_{\text{син}} \cdot D_i^2} = \frac{30 \cdot 8,75 \cdot 47,84}{3,14 \cdot 157,8 \cdot 5,67^2} = 0,79 \text{ м}. \quad (3.19)$$

Высота активной стали стандартизирована, поэтому принимается ближайшее значение $l_a = 80$ см.

Внешний диаметр вала приблизительно высчитывается по 4.8 и округляется до стандартизированного:

$$d_B = 13 \cdot \sqrt{\frac{N_{\text{ген}}}{N_{\text{синх}}}} = 13 \cdot \sqrt{\frac{38000}{1157,8}} = 80,879 \text{ см.} \quad (3.20)$$

Принимаем стандартную величину (округляют кратно 50 мм при $d_B < 1$ м, или кратно 100 мм при $d_B \geq 1$ м), Таким образом, $d_B = 80$ см.

Общая масса генератора приближенно:

$$G_{\text{ген}} = \psi \cdot D_i \cdot l_a = 47 \cdot 5,67 \cdot 0,8 = 213 \text{ т,} \quad (3.21)$$

где $\psi = (42 \div 50)$ для подвесных генераторов.

Вес ротора генератора с валом составляет 50-55% общей массы гидрогенератора:

$$G_{\text{рот}} = 0,55 \cdot G_{\text{ген}} = 0,55 \cdot 213 = 117 \text{ т.} \quad (3.22)$$

Диаметр активной стали:

$$D_a = D_i + (\text{от } 0,5 \text{ до } 0,9) = 5,67 + 0,8 = 6,47 \text{ м.} \quad (3.23)$$

Тогда, маркировка генератора: СВ-647/80-38, данные которого представлены в таблице В.8 приложения В.

3.6 Расчет спиральной камеры

Угол охвата спиральной камеры, взятый из ГУХ (рисунок В.5) $\varphi_{\text{сп}} = 210^\circ$.

Наружный радиус входного сечения также из ГУХ:

$$r_{\text{вх}} = 1,789 \cdot D_1 = 1,789 \cdot 4,5 = 8,05 \text{ м.} \quad (3.13)$$

Диаметр расположения входных кромок статора: $D_{\text{вх}} = 7$ м.

Диаметр расположения выходных кромок статора: $D_{\text{вых}} = 6,1$ м.

Высота статора:

$$B_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 1,8 + 0,0033 \cdot 4,5 = 1,73 \text{ м.} \quad (3.14)$$

где b_0 - высота направляющего аппарата из проточной части $b_0 = 1,8$.

Полный расход через турбину при расчетных значениях мощности и напора:

$$Q_T = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{\text{опт}}} = \frac{38000}{9,81 \cdot 28,1 \cdot 0,911} = 151,32,9 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.15)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_T \cdot \varphi}{360} = \frac{151,32 \cdot 210}{360} = 88,3 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.16)$$

Площадь входного сечения:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_i}{v_{\text{вх}}} = \frac{88,3}{4,45} = 19,84 \text{ м}^2. \quad (3.17)$$

Ширина входного сечения:

$$a_{\text{вх}} = r_{\text{вх}} - r_a = 8,05 - 3,5 = 4,55 \text{ м}. \quad (3.18)$$

Высота входного сечения: $b_{\text{вх}} = 4,38 \text{ м}$.

В таблице В.2 приложения В представлен расчет бетонной спиральной камеры, выполненный с использованием Microsoft Excel.

По рассчитанным промежуточным сечениям спирали строим график $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$, представленный на рисунке 3.2.

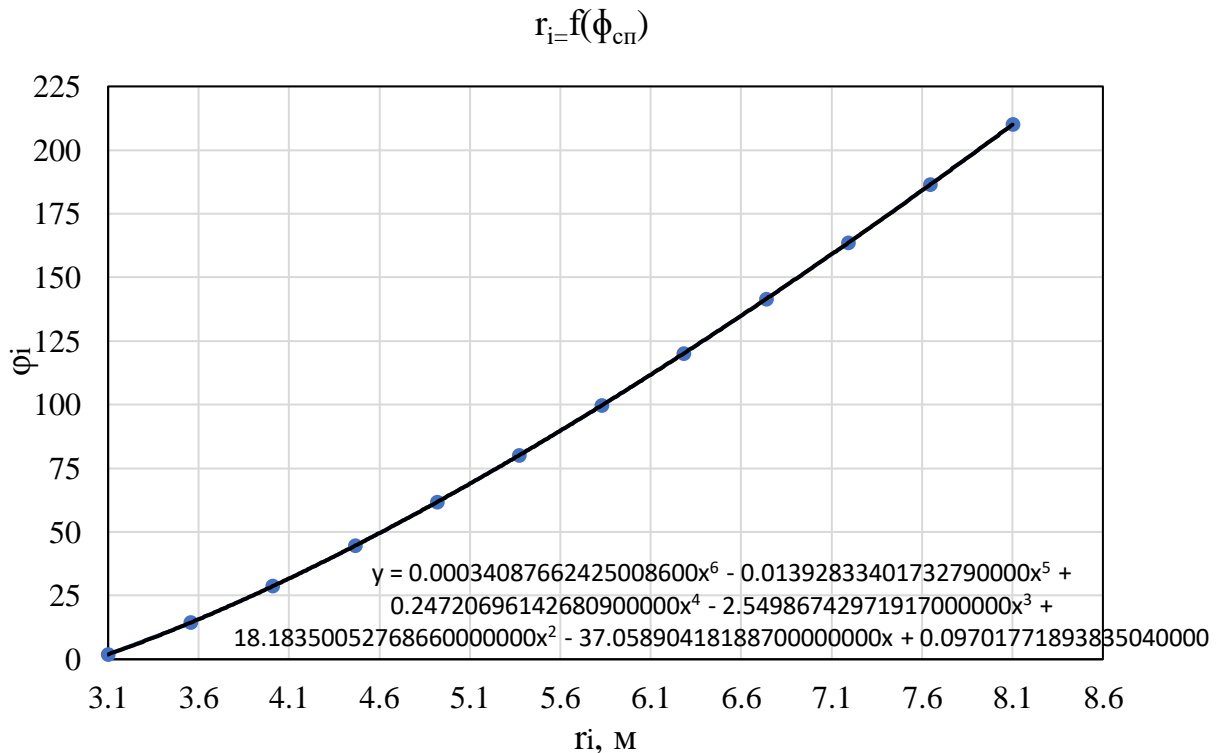


Рисунок 3.2 - График $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$

Путем разбиения графика на интервалы с шагом $\varphi_i = 15^\circ$ снимаем значения, необходимые для построения спиральной камеры. Результаты заносим в таблицу 3.8.

Таблица 3.8 - Данные для построения спиральной камеры

φ°	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210
$r_{i,м}$	3,05	3,53	4,00	4,43	4,82	5,20	5,56	5,90	6,23	6,55	6,86	7,17	7,47	7,76	8,05

По полученным данным строим бетонную спиральную камеру, представленную на рисунке В.9 в приложении В.

3.7 Выбор типа маслonaпорной установки

Наиболее крупными по габаритам элементами системы регулирования гидротурбин является маслonaпорная установка (МНУ), размещение которой должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания ГЭС. Она обеспечивает подачу масла под давлением в систему регулирования турбин.

Габаритные размеры МНУ определяются объемом маслoвоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме для ПЛ гидротурбин [2] определен тип маслonaпорной установки для напора 37,00 м и $D1 = 4,4$ м: МНУ 2,5/1-40-4-2, где:

2,5 - объем гидроаккумулятора;

1 - количество гидроаккумуляторов;

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

4 - вместительность сливного бака в м³;

2 - количество насосов.

3.8 Выбор электрогидравлического регулятора

По номограмме определяем тип ЭГР. Так как турбина поворотно-лопастная, мной был выбран ЭКГР (для ГА с двумя регулирующими органами). Диаметр главного золотника - 100мм.

Выбранный регулятор: ЭГРК-2И1-100-4. Панели электрооборудования по типу усилительных элементов, применяемых в основном канале регулирования на интегральных микросхемах.

ЭГР - электрогидравлический регулятор

И - на интегральных микросхемах

100- диаметр главного золотника

4 - гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

3.9 Расчёт вала на прочность

Вал является одним из наиболее ответственных элементов гидротурбины. Расчет вала на прочность производим с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Крутящий момент:

$$M_{кр} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 38000}{157,8} = 12,346 \text{ МПа.} \quad (3.19)$$

Наружный диаметр вала (предварительно):

$$D_B^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot M_{кр}}{\tau_{доп}} \right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{12,346}{33} \right)^{0,33} = 0,715 \text{ м} = 0,7 \text{ м,} \quad (3.20)$$

где $\tau_{доп} = 33 \text{ МПа}$

Полученное значение диаметра вала округляется до стандартизированного:

$$D_B = 700 \text{ мм.}$$

3.10 Расчёт подшипника

При расчете подшипника определяем его размеры и проверяем по критерию работоспособности.

Радиальную силу на рабочем колесе определяем по эмпирической зависимости:

$$R_{рад} = \frac{0,8 \cdot N}{n_{синх} \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 38000}{157,8 \cdot 4,4} = 43,78 \text{ кН.} \quad (3.21)$$

Диаметр вала под подшипником d_n , с учетом облицовки, обычно принимается на $(15 \div 20)$ мм больше D_B :

$$d_n = D_B + 0,02 = 0,7 + 0,02 = 0,72 \text{ м.} \quad (3.22)$$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{y\partial} = \frac{R_{рад}}{d_n \cdot h_{п}} = \frac{43,78}{0,72 \cdot 0,3} = 94,02 \text{ кПа,} \quad (3.23)$$

где $h_{п} = 0,3 \text{ м}$, взят по справочным таблицам в соответствии с D_B .

Для кольцевых подшипников экспериментально получено, что допускаемое $[p_{уд}]$ равно:

$$[p_{уд}] = 29 \cdot U = 29 \cdot 11,89 = 344,86 \text{ кПа}; \quad (3.24)$$

$$U = \frac{\pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot d_{II}}{30} = 3,14 \cdot 157,8 \cdot \frac{0,72}{30} = 11,89 \frac{\text{м}}{\text{сек}}. \quad (3.25)$$

Тогда:

$$p_{уд} < [p_{уд}] \rightarrow 94,02 < 344,86 \text{ кПа} \rightarrow \text{условие выполнено.}$$

Выполним расчет сегментного подшипника.

Определим усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{(1 + 2\cos\alpha + 2\cos(2\alpha))} =$$

$$= \frac{43,78}{1 + 2 \cdot \cos(45^\circ) + 2 \cos(90^\circ)} = 18,16 \text{ кН}. \quad (3.26)$$

Рассчитывается удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{уд} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} = \frac{18,16}{0,247 \cdot 0,3} = 244,48 \text{ кПа}, \quad (3.27)$$

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

$$l_{\text{сегм}} = \frac{0,85 \cdot \pi \cdot d_{II}}{Z_{\text{сегм}}} = 0,87 \cdot 3,14 \cdot \frac{0,72}{8} = 0,247 \text{ м}. \quad (3.28)$$

Для сегментных подшипников экспериментально получено, что допускаемое $[p_{уд}]$ равно:

$$[p_{уд}] = 50 \cdot U = 50 \cdot 11,89 = 594,59 \text{ кПа}. \quad (3.29)$$

Тогда:

$$p_{уд} < [p_{уд}] \rightarrow 244,48 < 594,59 \text{ кПа} \rightarrow \text{условие выполнено.}$$

Направляющий подшипник турбины, предназначен для восприятия радиальных нагрузок. По расчетам видно, что ни в одном из подшипников удельное давление не превышает допустимого значения ($p_{уд} > [p_{уд}]$). Для установки выбираем сегментный подшипник, т.к. сегментные подшипники

более технологичны, менее трудоемки при изготовлении и удобнее в эксплуатации на ГЭС.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

Главная электрическая схема Чиркатской ГЭС должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечать требованиям необходимой надежности, маневренности, удобствам и безопасности эксплуатации, а также условиям оптимизации затрат на оборудование и его эксплуатацию [9]. Уровень этих требований в современных условиях повышен в связи с высокой ролью и ответственностью гидроэлектростанций в обеспечении безопасности электроснабжения потребителей и надежности функционирования энергосистемы.

4.2 Выбор основного оборудования ГЭС

4.2.1 Выбор трансформаторов собственных нужд

Трансформаторы собственных нужд выбираются из условия обеспечения одним ТСН собственных нужд всей станции.. В соответствии с Технической политикой «РусГидро», «...в сети до 35 кВ включительно, как правило, должны применяться сухие трансформаторы».

Так как станция больше 100 МВт, то доля мощности, потребляемой на собственные нужды генератора рассчитывается как 1% от $\sum P_{Г,ном}$:

$$S_{сн} = 0,01 \cdot n_{Г} \cdot \frac{P_{Г,ном}}{\cos \varphi_{Г}} = 0,01 \cdot 4 \cdot \frac{38,00}{0,85} = 1,79 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

где $P_{Г,ном}$ - номинальная активная мощность генератора;

$\cos \varphi$ - коэффициент мощности генератора.

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{с.н.} \leq S_{ТСН} \quad (4.2)$$

По каталогу [10], выбираем трансформатор ТСЗ-2000/10,5, паспортные данные которого представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Паспортные данные трансформатора ТСЗ-2000/10,5

$S_{ном}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$U_{н}, \text{кВ}$		$U_{к}, \%$
	$U_{вн}$	$U_{нн}$	
2,0	10,5	6,3	5,5

$$S_{ТСН} = 2000 \text{ кВ} \cdot \text{А} \geq S_{сн} = 1790 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

4.2.2 Выбор блочных трансформаторов

1. Для схемы с одиночным блоком

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

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г}} - P_{\text{СН}}}{\cos\varphi} = \frac{38,00 - 0,01 \cdot 38,00}{0,85} = 44,26 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.3)$$

На основании полученных данных выбираем трансформатор ТДЦ-63000/110-У1 марки ООО «Тольяттинский Трансформатор». Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Каталожные данные трансформатора ТДЦ-63000/110-У1

$S_{\text{НОМ}},$ МВ · А	$U_{\text{Н}},$ кВ		$U_{\text{К}},$ %	$\Delta P_{\text{К}},$ кВт	$\Delta P_{\text{ХХ}},$ кВт	$I_{\text{Х}},$ %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
125	121	10,5	11	420	85	125

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \frac{\text{ч}}{\text{год}}. \quad (4.4)$$

Время работы блока в течение года:

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

где $\mu = 1$ - частота ремонтов [12, табл. 6.5];

$T_{\text{пл}} = 30$ - время плановых простоев блока в течение года [12, табл. 6.7];

$\omega = 0,025$ - параметр потока отказов трансформатора блока [12, табл. 6.4];

$T_{\text{в}} = 60$ - среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора [12, табл. 6.6].

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{ХХ}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,035 \cdot 8728,5 = 305,50 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.6)$$

где $n_{\text{Т}}$ - число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W = \frac{\Delta P_k}{n_r} \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,245}{1} \cdot \left(\frac{44,26}{63} \right)^2 \cdot 2405 = 290,84 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.7)$$

Издержки на потери ЭЭ определяются следующим образом:

$$U_{(1)} = \beta_1 \cdot \Delta W_{xx} + \beta_2 \cdot \Delta W, \quad (4.8)$$

$$U_{(1)} = 305,50 \cdot 0,6 \cdot 10^{-2} + 290,84 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} = 4,45 \text{ тыс. руб./год.}$$

Где β_1 - поправочный коэффициент, согласно Федеральной службе по тарифам [13], равный $0,6 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./ (МВт · ч), $\beta_2 = 0,9 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./ (МВт · час).

Для блоков величина издержек:

$$U_{(1)} = U_{(1)} \cdot 4 = 4,45 \cdot 2 = 17,80 \text{ тыс. руб./год.} \quad (4.9)$$

где $n=4$ - количество блоков.

2. Для схемы с укрупнёнными блоками

$$S_{рас} = 2 \cdot \frac{P_{ген} - P_{сн}}{\cos \varphi} = \frac{38,00 - 0,01 \cdot 38,00}{0,85} = 88,52 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.10)$$

На основании полученных данных выбираем трансформатор ТДЦ-125000/110-У1 марки ООО «Тольяттинский Трансформатор». Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Каталожные данные трансформатора ТДЦ-125000/110-У1

$S_{ном},$ МВ · А	$U_{н},$ кВ		$U_{к},$ %	$\Delta P_{к},$ кВт	$\Delta P_{xx},$ кВт	$I_{х},$ %
	$U_{вн}$	$U_{нн}$				
125	121	10,5	11	420	85	125

Потери электрической энергии:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2405 \frac{\text{ч}}{\text{год}}. \quad (4.11)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{раб} = 8760 - \mu \cdot T_{пл} - \omega \cdot T_{в}; \quad (4.12)$$

$$t_{раб} = 8760 - 0,5 \cdot 30 - 0,05 \cdot 60 = 8742 \text{ ч}$$

где $\mu = 0,5$ - частота ремонтов [12, табл. 6.5];

$T_{пл} = 30$ - время плановых простоев блока в течение года [12, табл. 6.7];
 $\omega = 0,05$ - параметр потока отказов трансформатора блока [12, табл. 6.4];
 $T_b = 60$ - среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора [12, табл. 6.6].

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{раб} = 1 \cdot 0,085 \cdot 8742 = 743,07 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.13)$$

где n_T – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W = \frac{\Delta P_k}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,420}{1} \cdot \left(\frac{88,52}{125} \right)^2 \cdot 2405 = 506,59 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.14)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$U_{(3)} = \beta_1 \cdot \Delta W_{xx} + \beta_2 \cdot \Delta W = 743,07 \cdot 0,6 \cdot 10^{-2} + 506,69 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} = 9,02 \text{ тыс. руб./год}, \quad (4.15)$$

где β_1 - поправочный коэффициент, согласно Федеральной службе по тарифам [13], равный $0,6 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./ (МВт · ч), $\beta_2 = 0,9 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./ (МВт · час).

Для блоков величина издержек:

$$U_{(2)} = n \cdot U_{(3)} = 2 \cdot 9,02 = 18,04 \text{ тыс. руб./год}. \quad (4.16)$$

4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 110 кВ:

$$S_{\Sigma} = \left(\frac{P_{уст} - P_{сн}}{\cos \varphi_r} \right) = 2 \cdot \left(\frac{22,7 - 1,14}{0,8} \right) = 26,96 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.17)$$

Натуральная мощность, передаваемая по 1 цепи 110 кВ $P_{нат} = 30$ МВт.
 Коэффициент мощности системы $\cos \varphi_c = 0,85$.

Количество отходящих линий 110 кВ:

$$n_{л} = \frac{(S_r \cdot n_r - S_{сн}) \cdot \cos \varphi}{k \cdot P_{нат}} + 1 = \frac{(44,71 \cdot 4 - 1,79) \cdot 0,85}{1,4 \cdot 30} + 1 = 4,58, \quad (4.18)$$

где $k = 1,4$ - коэффициент приведения натуральной мощности линий электропередач (при номинальном напряжении 110 кВ);

$P_{нат} = 30$ МВт - натуральная мощность линий электропередач.

Принимается число ВЛ 110 кВ равным $n_{л} = 5$.

Рабочий ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{P_{\text{уст.}} - P_{\text{с.н.}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{152 - 1,79}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,85} = 185,84 \text{ А.} \quad (4.19)$$

Расчётный ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{раб}} \cdot \alpha_T \cdot \alpha_i = 185,85 \cdot 1 \cdot 1,05 = 195,13 \text{ А,} \quad (4.20)$$

где $\alpha_i = 1,05$ - коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки [12, с 91];

$\alpha_T = 1$ - коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации [12, табл. 3.13].

Выбран провод АС-185/29, допустимый продолжительный ток которого 510 А, удельное индуктивное сопротивление на 100 км $x_0 = 41,3$ Ом, удельное активное сопротивление на 100 км $r_0 = 16,2$ Ом, проводимость $b_0 = 2,75 \cdot 10^{-4}$ См, число проводов в фазе $n_{\text{п}} = 1$. [12, табл 3.15]:

Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 265$ А;

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{P_{\text{уст.}} - P_{\text{с.н.}}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{152 - 1,79}{(5-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,85} = 197,45 \text{ А.} \quad (4.21)$$

Так как $I_{\text{ав}} < I_{\text{доп}}$, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

4.4 Выбор схемы распределительного устройства

Число присоединений РУ 110 кВ: 9 (5 ВЛЭП 110 кВ, 4 блока). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбрана схема с двумя рабочими системами шин. Выбранная схема РУ 110 кВ,

Для проектируемой Чиркатской ГЭС принимается структурная схема с одиночными блоками, так как она обладает наибольшей надёжностью.

4.5 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

Стоимость выбранных трансформаторов и КРУЭ определена в соответствии с СТО ФСК ЕЭС Укрупнённые показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6, 10-750 кВ, а также с учётом индексов МИНСТРОЯ РФ на 3 квартал 2021 года, цены на оборудование представлены в таблице 4.4,

Таблица 4.4 - Стоимость оборудования

Оборудование	Стоимость, тыс. руб.
ТДЦ-61000/110-1У	230466
ТДЦ-125000/110-У1	356573
ТСЗ-1600/10,5	63297
РУ-110	34083

Капиталовложения для схемы с одиночными блоками рассчитываются по следующей формуле:

$$K_i = n \cdot K_T + t \cdot K_{\text{КРУЭ}} + m \cdot K_{\text{ТСН}}, \quad (4.22)$$

где $K_{\text{КРУЭ}}$ - расчетная стоимость КРУЭ (ячейка КРУЭ – 15 млн.руб.);

K_T - расчетная стоимость силового трансформатора (см. таблицу 3, 4);

$K_{\text{ТСН}}$ - расчетная стоимость силового трансформатора (см. таблицу 5);

n - количество трансформаторов ;

m - количество ТСН;

$t = 7$ (1 случая) - количество ячеек ОРУ.

$t = 5$ (1 случая)

где α - количество вводных присоединений

β - количество линий

Капиталовложения K_1^{110} для схемы с единичными блоками:

$$K_1^{110} = 4 \cdot 230466 + 3 \cdot 63287 + 7 \cdot 34083 = 1350336 \text{ тыс. руб.},$$

Капиталовложения K_2^{110} для схемы с укрупненными блоками:

$$K_2^{110} = 2 \cdot 356573 + 3 \cdot 63297 + 5 \cdot 34083 = 1073452 \text{ тыс. руб.}$$

Приведённые затраты, определяются по формуле:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.23)$$

где E_n - Коэффициент нормативной эффективности капиталовложений в энергетику по приказу Минстроя РФ , равный 15 %.

$$Z_1 = 0,15 \cdot 1350336 + 17,80 = 202568,20 \text{ тыс. руб.}$$

$$Z_2 = 0,15 \cdot 1073452 + 18,04 = 161035,87 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{202568,20 - 161035,87}{202568,20} \cdot 100\% = 20,5\% > 5\%. \quad (4.24)$$

Таким образом, для проектируемой Чиркатской ГЭС принимается структурная схема с одиночными блоками, так как она обладает наибольшей надёжностью.

4.6 Расчёт токов короткого замыкания

4.6.1 Расчёт исходных данных

Индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы::

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,33 \cdot \frac{10,5^2}{44,71} = 0,81 \text{ Ом}, \quad (4.25)$$

где x_d'' - сверхпереходное сопротивление генератора;

$S_{\text{НОМ}}$ - номинальная мощность генератора;

$U_{\text{НОМ}}$ - номинальное напряжение генератора.

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_* \cdot U_{\phi} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,87 \text{ кВ}, \quad (4.26)$$

где U_{ϕ} - базисное напряжение генератора;

E_* - сверхпереходная ЭДС для генератора с демпферной обмоткой.

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\Gamma} = \frac{U_{\text{кз}\%} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5 \cdot 121^2}{100 \cdot 63} = 24,40 \text{ Ом}, \quad (4.27)$$

где $u_{\text{кз}\%}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора;

$U_{\text{ВН}}$ - напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора.

Система:

$$x_{\text{С}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{121^2}{120} = 122,01 \text{ Ом}, \quad (4.28)$$

где $U_{\phi 1}$ - базисное напряжение системы;

$S_{\text{к.з}}$ - мощность короткого замыкания системы;

Линии связи 110 кВ с энергосистемой;

$$x_{\text{Л}} = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,413 \cdot 75 = 30,97 \text{ Ом}, \quad (4.29)$$

где $x_{0,уд}$ - удельное индуктивное сопротивление ВЛ;

l - длина ВЛ;

n - число параллельных линий.

ЭДС энергосистемы:

$$E_C = E_{*C} \cdot U_{61} = 1,0 \cdot 121 = 121 \text{ кВ}, \quad (4.30)$$

где E_{*C} - значение сверхпереходной ЭДС для энергосистемы.

Коэффициент трансформации:

$$k_T = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = \frac{10,5}{121} = 0,087. \quad (4.31)$$

Активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах:

$$r_T = \frac{x_T}{\omega \cdot T_{a,T}} = \frac{0,81}{0,045 \cdot 314} = 0,058 \text{ Ом}, \quad (4.32)$$

где ω - угловая частота, равная 314 рад/с;

$T_{a,T}$ - постоянная времени затухания аperiodической составляющей, равная 0,045 с.

$$r_C = \frac{x_{*C}}{T_{a,C} \cdot \omega} = \frac{122,01}{0,035 \cdot 314} = 11,10 \text{ Ом}, \quad (4.33)$$

где ω - угловая частота, равная 314 рад/с;

$T_{a,C}$ - постоянная времени затухания аperiodической составляющей, равная 0,035 с.

$$r_L = r_{0,уд} \cdot l = 0,162 \cdot 75 = 12,15 \text{ Ом}, \quad (4.34)$$

где $r_{0,уд}$ - удельное активное сопротивление ВЛ.

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{245 \cdot 121^2}{63^2} = 0,904 \text{ Ом}. \quad (4.35)$$

где $S_{НОМ}$ - полная номинальная мощность трансформатора;

ΔP_K - потери КЗ в трансформаторе.

4.6.2 Расчёт токов короткого замыкания в ПК RastrWin

Ниже представлены таблицы с внесенными в ПК исходными данными для расчета трехфазного и однофазного КЗ на шинах распределительного

устройства и трехфазного КЗ на главных выводах генератора. На рисунке 4.1 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.2 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.3 представлены исходные данные по генераторам.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			y	1	Генератор 1		11				
2	<input type="checkbox"/>			y	2	Генератор 2		11				
3	<input type="checkbox"/>			y	3	Генератор 3		11				
4	<input type="checkbox"/>			y	4	Генератор 4		11				
5	<input type="checkbox"/>			y	5	Блок 1		11				
6	<input type="checkbox"/>			y	6	Блок 2		11				
7	<input type="checkbox"/>			y	7	Блок 3		11				
8	<input type="checkbox"/>			y	8	Блок 4		11				
9	<input type="checkbox"/>			y	9	КРУЭ		121				
10	<input type="checkbox"/>			y	10	Система		121				

Рисунок 4.1 - Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	5		Генератор 1 - Блок 1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	6		Генератор 2 - Блок 2							
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	3	7		Генератор 3 - Блок 3							
4	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	4	8		Генератор 4 - Блок 4							
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	9		Блок 1 - КРУЭ	0,90	24,40					0,087
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	6	9		Блок 2 - КРУЭ	0,90	24,40					0,087
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	7	9		Блок 3 - КРУЭ	0,90	24,40					0,087
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	8	9		Блок 4 - КРУЭ	0,90	24,40					0,087
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	9	10		КРУЭ - Система	12,15	30,98					

Рисунок 4.2 - Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Генератор 1	1	0,058	0,810	0,058	0,810	0,174	2,430	11,870
2			2	Генератор 2	2	0,058	0,810	0,058	0,810	0,174	2,430	11,870
3			3	Генератор 3	3	0,058	0,810	0,058	0,810	0,174	2,430	11,870
4			4	Генератор 4	4	0,058	0,810	0,058	0,810	0,174	2,430	11,870
5			5	Система	10	11,100	122,010	11,100	122,010	11,100	122,010	121,000

Рисунок 4.3 - Исходные данные по генераторам

Результаты расчётов токов КЗ представлены на рисунках 4.4-4.6 и сведены в таблицу 4.5.

Узлы/Несим/ИД											
S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	
1	1	1	3ф	1					8,6577	-85,95	

Рисунок 4.4 - Результат расчёта токов трёхфазного КЗ

Узлы/Несим/ИД																		
S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0
1	1	1	1ф	9					6,1712	-87,50			6,1712	-87,50			6,1712	-87,50

Рисунок 4.5 - Результат расчёта токов однофазного КЗ

Узлы/Несим/ИД											
S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	
1	1	1	3ф	9					12,9381	-87,59	

Рисунок 4.6 - Результат расчёта трёхфазного КЗ

Полный ток однофазного КЗ:

$$I_{кз}^1 = I_1 + I_2 + I_3 = 6,1712 \cdot 3 = 18,51 \text{ А}, \quad (4.36)$$

Таблица 4.5 - Место короткого замыкания и результат расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$, кА	I_y , кА
1ф	7	18,51	44,95
3ф	7	12,94	31,42
3ф	1	8,66	23,94

4.7 Выбор и проверка оборудования

Выбор и расчёт токоведущих частей аппаратов и проводников – важнейший этап проектирования любой электроустановки, от которого в значительной степени зависит надёжность её работы.

При выборе электрических аппаратов необходимо обеспечить выполнение нескольких требований:

1. длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;
2. противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;
3. выдерживать механические нагрузки, создаваемые собственной массой и массой связанных с ними аппаратов, а также усилия, возникающие в результате атмосферных воздействий; это требование учитывается при механическом расчёте ЛЭП и РУ;

4. удовлетворять требованиям экономичности электроустановки.

4.7.1 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима

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

$$I_{Г \text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot I_{Г,НОМ} = 1,05 \cdot 2,46 = 2,581 \text{ кА.} \quad (4.37)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{раб max(ПУВН)}} = \frac{S_{Г,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,НОМ}} = \frac{44,71 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 114,95} = 0,186 \text{ кА.} \quad (4.38)$$

Рабочий ток в линиях связи с системой 110 кВ в нормальном режиме:

$$I_{Л \text{ раб.мах}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{Л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{150,48 \cdot 10^3}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,186 \text{ кА.} \quad (4.39)$$

Расчетный ток утяжеленного режима при отключении одной линии:

$$I_{Л \text{ раб.утяж.}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{Л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{150,48 \cdot 10^3}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,232 \text{ кА.} \quad (4.40)$$

4.7.1.1 Выбор выключателей и разъединителей

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:

$$U_{НОМ} \geq U_{НОМ.с} \quad (4.41)$$

$$I_{НОМ} \geq I_{\text{раб,мах}} \quad (4.42)$$

$$B_{к,норм} \geq B_{к,расч} \quad (4.43)$$

Осуществляется проверка на термическую и динамическую стойкость.

По имеющимся данным для генераторного напряжения принимается элегазовый выключатель ВГГ-10 производства ООО «Высоковольтный союз».

Разъединитель РВРЗ-10/4000 производства ЗАО «ЗЭТО». Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 - Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-10	Разъединитель РВРЗ-10/4000
$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г,раб}} = 2,581 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 5 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 4 \text{ кА}$
$I_{\text{п0}} = 18,51 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 50 \text{ кА}$
$i_{\text{у}} = 44,95 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 161 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 125 \text{ кА}$
$B_{\text{к,расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 18,51^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 34,28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к,ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к,ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.7.1.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Принимается трансформатор тока ТОЛ-10-М-2 марки ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». Каталожные данные представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 - Сводная таблица по выбору трансформатора тока

Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{Г}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г,раб}} = 2581 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3000 \text{ А}$

Принимается трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10 марки ОАО «Электроцит Самара». Каталожные данные трансформатора напряжения представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 - Сводная таблица по выбору трансформатора напряжения

Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{Г}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений со стороны низшего напряжения устанавливается ОПН. Выбор ОПН производится по классу напряжения. Таким образом, принимается ОПН-П-10/12,7 УХЛ1 марки ОАО «ЗЭТО».

4.7.1.3 Выбор синхронизаторов и анализаторов сети

Приборы необходимые для выполнения анализа качества сети и синхронизации с другими генераторами представлены в таблице 4.9.

Выбран микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3 марки ООО «АСУ-ВЭИ». Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации.

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

Таблица 4.9 - Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность
В цепи статора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
В цепи ротора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
синхронизатор	АС-М3	RS485	0,5	10
				$\Sigma = 26 \text{ В} \cdot \text{А}$

4.8 Выбор параметров ОРУ

4.8.1 Выбор выключателей и разъединителей

Используя каталог производителя ЗАО «Энергомаш» и ЗАО «ЗЭТО» выбираем элегазовый баковый выключатель ВЭК-110 и разъединитель РНД-110/1000У1. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.10. Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 110 кВ на отходящих линиях представлены в таблице 9.2.

Таблица 4.10 - Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВЭК-110	Разъединитель РГ-110/1000 У1
$U_{\text{сети ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 197,45 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{н0}} = 18,51 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 40 \text{ кА}$	—

Окончание таблицы 4.10

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВЭК-110	Разъединитель РГ-110/1000 У1
$i_y = 44,95 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 100 \text{ кА}$
$W_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 18,51^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 34,28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 100^2 \cdot 3 = 30000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 100^2 \cdot 3 = 30000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.11 - Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 110 кВ на отходящих линиях

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8

4.8.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выключатель ВЭК-110 укомплектован трансформатором тока ТФЗМ-110Б-ШУ1. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Проверка трансформатора тока ТФЗМ-110Б-ШУ1 представлена в таблице 4.12.

Таблица 4.12 - Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб max}} = 197,45 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 750 \text{ А}$

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

Таблица 4.13 - Выбор трансформатора напряжения

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

В ОРУ 110 кВ устанавливаем со стороны высшего напряжения ОПН-П-110 УХЛ1, фирмы ЗАО «ЗЭТО».

5 Микропроцессорные электрические защиты гидрогенератора

5.1 Перечень защит блока генератор-трансформатор

Согласно [8, п. 3.2.72, 3.2.74, 3.2.85, 3.2.86], для ГГ предусматриваются следующие электрические защиты:

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
- Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
- Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Защита от симметричных перегрузок статора;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;
- Контроль исправности цепей напряжения (КИН);
- Контроль наличия тока генератора.

На силовом трансформаторе блока ТДЦ 63000/110-У1:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 110 кВ;
- Газовая защита;
- Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ-110)
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от перегрева трансформатора.

На выпрямительном трансформаторе ТСЗП:

- Максимальная токовая защита;
- Токовая отсечка.

Защиты воздушных линий 110 кВ:

Основные защиты:

-Дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ;

Резервные защиты:

-5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;

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

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

-УРОВ 110 кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 110 кВ).

5.2 Расчёт номинальных токов, выбор системы возбуждения и выпрямительный трансформатор

Определим номинальные токи на генераторном напряжении.

На генераторном напряжении:

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

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{44,7 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,458 \text{ кА},$$

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

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

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{2458 \cdot 1}{3000/5} = 4,1 \text{ А}.$$

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

$$I_{\text{д.рот.}} = 1,1 \cdot 930 = 1023 \text{ А}. \quad (5.3)$$

Выбираем систему возбуждения:

Таблица 5.1 - Данные системы возбуждения

Тип системы возбуждения	Ток (длит/форс), А	Напряжение (длит/форс), В
СТС-240-1100-2,5 О4	1100/1850	190/475

После выбора системы возбуждения, по каталожным данным определяем выпрямительный трансформатор.

Таблица 5.2 - Данные преобразовательного трансформатора

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

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

$$k_{\text{пер}} = \frac{I_{\phi} \cdot k_{\text{сх}}}{I_{\text{н ТЕ}}}, \quad (5.4)$$

где I_{ϕ} – ток форсировки, равный 1850 А;

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

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

$$k_{\text{пер}} = \frac{1850 \cdot 0,816}{1020} = 1,48.$$

По данным ГОСТ представленные в таблице 5.2, допустимая перегрузочная способность при 60% составляет 5 минут, при этом длительно допустимый режим генератора при перегрузке составляет 120 сек, таким образом выбранный трансформатор способен выдержать перегрузку до срабатывания защит генератора.

Таблица 5.3 - Допустимые длительности перегрузки по току

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

Номинальный ток выпрямительного трансформатора:

$$I_{\text{Т.НОМ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (5.5)$$

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

Базовый ток для цепи с выпрямительным трансформатором:

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

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

Базовый ток для цепи ротора:

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

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

$I_{\text{р.ном}}^{(1)}$ - номинальный ток ротора, паспортное значение, 930 А;

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

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

$$I_{\text{р.ном}}^{(2)} = \frac{930 \cdot 0,816}{\frac{200}{5} \cdot \frac{10,5}{0,475}} = 0,86 \text{ А}.$$

Длительно допустимый ток ротора:

$$I_{\text{д.д.рот.}}^{(2)} = \frac{1023 \cdot 0,816}{\frac{200}{5} \cdot \frac{10,5}{0,475}} = 0,94 \text{ А}.$$

5.3 Описание и расчет уставок микропроцессорных электрических защит

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

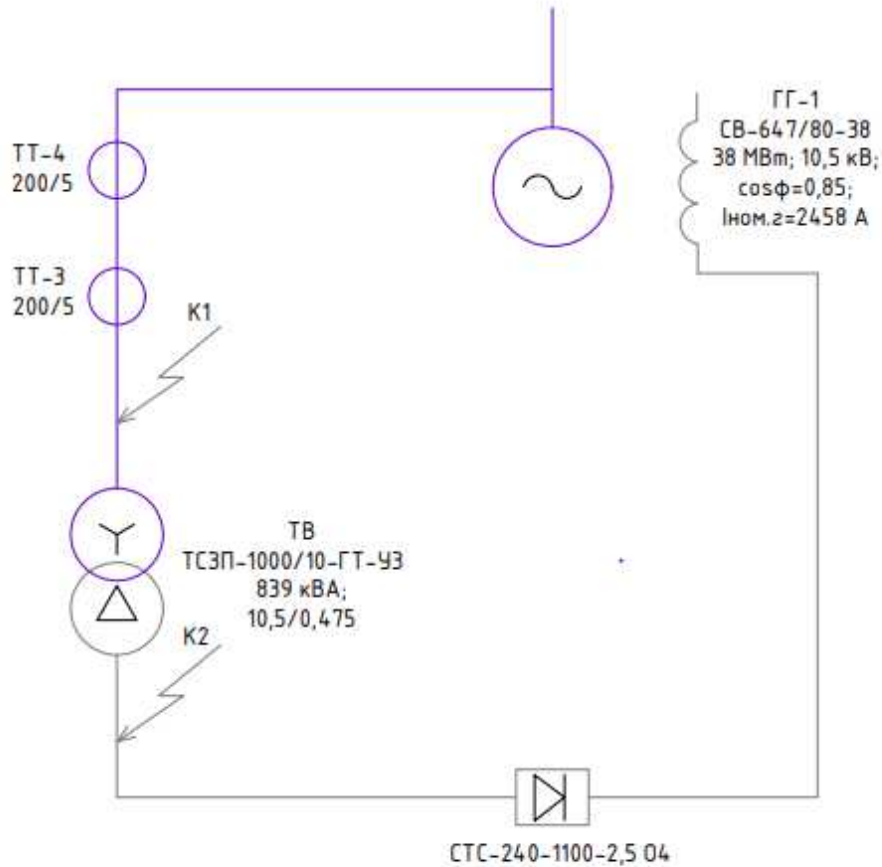


Рисунок 5.1 - Схема для расчета защит преобразовательного трансформатора

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

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{E_{r''}}{x_{d''}} \cdot I_{Г \text{ ном}}; \quad (5.8)$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{1,08}{0,33} \cdot 2458 = 8044 \text{ А.}$$

Ток двухфазного КЗ в точке К1 на холостом ходу генератора:

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

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8044 = 6966 \text{ А.}$$

Максимальное значение тока трехфазного КЗ за трансформатором (точка К2), протекающего по стороне генераторного напряжения:

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{I_{Т.НОМ}^{(1)}}{u_{к\%}} \cdot 100\%; \quad (5.10)$$

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

Ток двухфазного КЗ в точке К2:

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

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

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

Определяем минимальное значение тока уставки реле МТЗ:

$$I_{МТЗ} = \frac{k_H \cdot k_\phi \cdot k_{СХ} \cdot I_{ТВ\ НОМ}}{k_B \cdot k_{ТТ} \cdot k_{ТП}}, \quad (5.12)$$

где k_H - коэффициент надежности, 1,2;

k_ϕ - коэффициент форсировки, 2,5;

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

$I_{ТВ\ НОМ}$ - номинальное значение выпрямленного тока тиристорного возбудителя (паспортное значение), 1100 А;

k_B - минимально допустимое значение коэффициента возврата токового реле, 0,8;

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

$k_{\text{ТП}}$ - коэффициент трансформации преобразовательного трансформатора, 10,5/0,475;

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,816 \cdot 1100}{0,8 \cdot \frac{200}{5} \cdot \frac{10,5}{0,475}} = 3,23 \text{ А.}$$

Далее переводим его в относительные единицы:

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

$$I_{\text{МТЗ}}^* = \frac{3,23}{1,15} = 2,81 \text{ о. е.}$$

Таким образом, принимаем уставку срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{ср.МТЗ}}^* = 2,81 \text{ о. е.}$$

Определяем чувствительность защиты, коэффициент чувствительности:

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

$$k_{\text{ч.МТЗ}} = \frac{724}{\frac{200}{5} \cdot 3,23} = 5,6 > 1,5.$$

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

$$t_{\text{МТЗ}} = 0,4 \text{ с.}$$

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

Определяем минимальное значение тока уставки ТО:

$$I_{\text{ТО}} = \frac{k_{\text{Н}} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)}}{k_{\text{ТТ}}}, \quad (5.16)$$

где k_H - минимальное значение коэффициента надежности для ТО (1,4);

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

Определяется максимальное значение тока намагничивания:

$$I_{МГ} = \frac{5 \cdot I_{Т.НОМ}^{(1)}}{k_{ТТ}}; \quad (5.17)$$

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

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

$$I_{ср.ТО} = 29,26 \text{ А.}$$

Далее переводим её в относительные единицы:

$$I_{ср.ТО}^* = \frac{I_{ср.ТО}}{I_{Т.НОМ}^{(2)}}; \quad (5.18)$$

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

Определяем коэффициент чувствительности ТО:

$$k_{ч.ТО} = \frac{I_{К1}^{(2)}}{k_{ТТ} \cdot I_{ср.ТО}}; \quad (5.19)$$

$$k_{ч.ТО} = \frac{6966}{200/5 \cdot 29,26} = 5,95 > 2,0.$$

5.3.2 Продольная дифференциальная защита ($I\Delta G$)

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

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

Номинальный ток генератора: $I_{Г}^{(1)} = 2458 \text{ А.}$

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

1) 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:

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_r^{(1)}, \quad (5.20)$$

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

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

$$I_{НБ(Н)} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 2458 = 122,9 \text{ А.}$$

Уставка начального тока срабатывания дифференциальной защиты генератора по первому условию:

$$I_{CP.0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)}; \quad (5.21)$$

где $K_H = 2$ - коэффициент надежности;

$$I_{CP.0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 122,9 = 245,8 \text{ А.}$$

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

$$I_{CP.0} \geq I_{K2}^{(3)} \cdot K_H, \quad (5.22)$$

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

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

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

$$I_{CP.0} \geq 919,6 \text{ А;}$$

$$I_{CP.0}^{(2)} \geq \frac{I_{CP.0}}{k_{ТТ}}; \quad (2.23)$$

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

Уставка начального тока срабатывания в относительных единицах:

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

где $I_{\Gamma}^{(2)} = 4,1 \text{ А}$ - номинальный ток генераторного напряжения, приведённый к низшей стороне трансформатора тока;

$$I_{\text{CP.0}}^* \geq \frac{1,53}{4,1} = 0,37 \text{ о. е.}$$

Принимаем уставку начального тока срабатывания:

$$I_{\text{CP.0}}^* = 0,37 \text{ о. е.}$$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(max)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{СКВ.max}}, \quad (5.24)$$

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

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

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

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

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

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

$$E_q'' = \sqrt{(\cos\varphi_{\Gamma})^2 + (\sin\varphi_{\Gamma} + x_d'')^2}, \quad (5.26)$$

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

$$\begin{aligned} E_q'' &= \sqrt{(\cos\varphi_{\Gamma})^2 + (\sin\varphi_{\Gamma} + x_d'')^2} = \sqrt{(0,85)^2 + (0,53 + 0,33)^2} = \\ &= 1,2 \text{ о. е.}; \end{aligned}$$

$$I_{\text{СКВ.max}} = \frac{1,2}{0,33} \cdot 2458 = 8938 \text{ А};$$

$$I_{\text{НБ(max)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 8938 = 894 \text{ А}.$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(max)}} \cdot K_{\text{отс}}}{I_{\text{T}}}, \quad (5.27)$$

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

I_{T} - ток торможения в рассматриваемом режиме:

$$I_{\text{T}} = \sqrt{I_{\text{СКВ.max}} \cdot (I_{\text{СКВ.max}} - I_{\text{НБ(max)}}) \cdot \cos \alpha}, \quad (5.28)$$

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

$$I_{\text{T}} = \sqrt{8938 \cdot (8938 - 894) \cdot \cos 15^\circ} = 8334 \text{ А};$$

$$K_{\text{T}} > \frac{894 \cdot 2}{8334} = 0,21.$$

Принимаем уставку $K_{\text{T}} = 0,5$.

3) Уставка начального торможения:

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{\text{СР.0}}^*}{K_{\text{T}}}; \quad (5.29)$$

$$I_{\text{НТ}} = \frac{0,37}{0,5} = 0,74 \text{ о. е.}$$

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

$$B \geq I_{\text{НТ}}; \quad (5.30)$$

$$B \geq 0,74 \text{ о. е.}$$

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

На рисунке 5.2 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

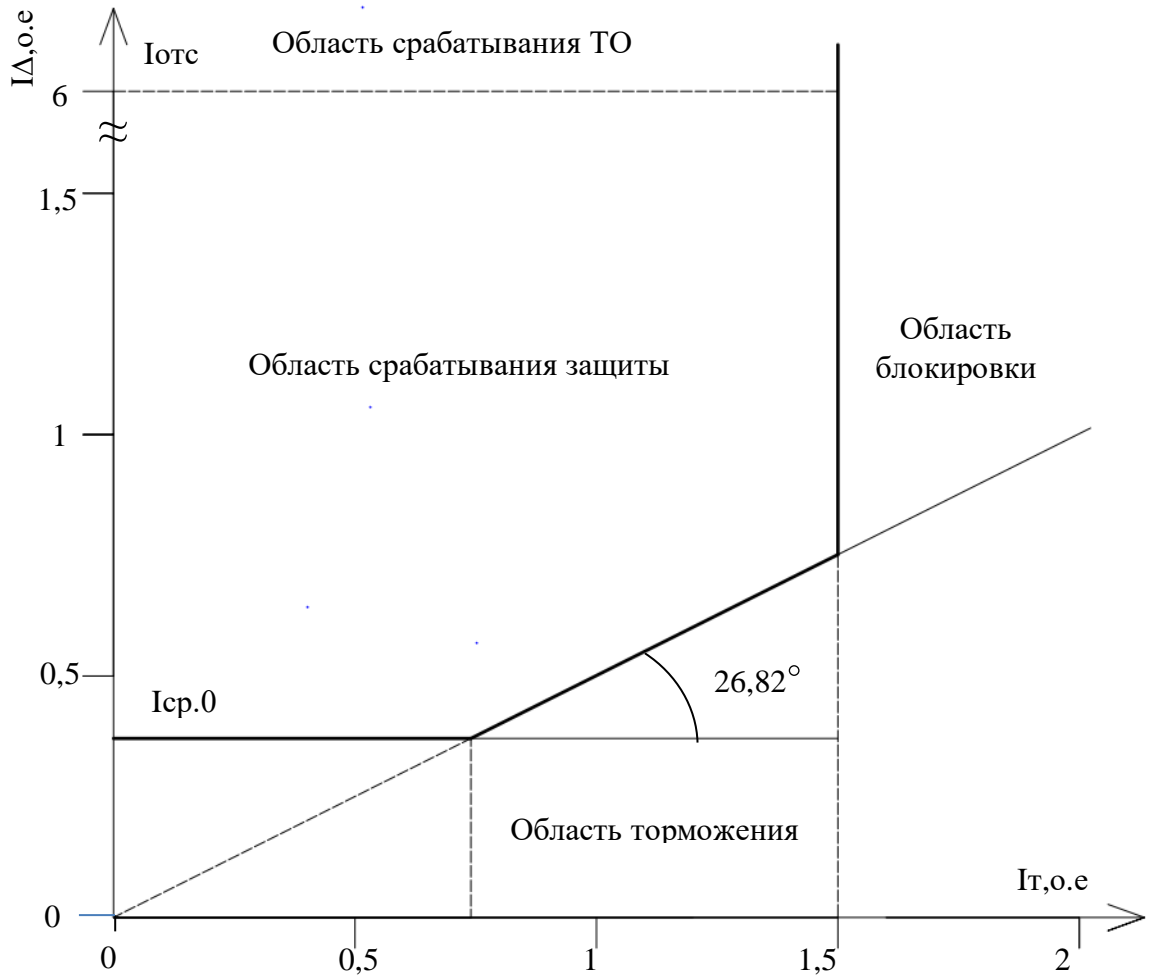


Рисунок 5.2 - Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

$$I_{отс} = k_{отс} \cdot I_{\Gamma}^{(1)}, \quad (5.31)$$

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

$$I_{отс} = 6 \cdot 2458 = 14748 \text{ А.}$$

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

$$I_{отс}^{(2)} = \frac{14748}{3000/5} = 24,58 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{отс}^* = \frac{24,58}{4,1} = 6,00 \text{ о. е.}$$

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

5.3.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ($UN(U0)$)

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

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

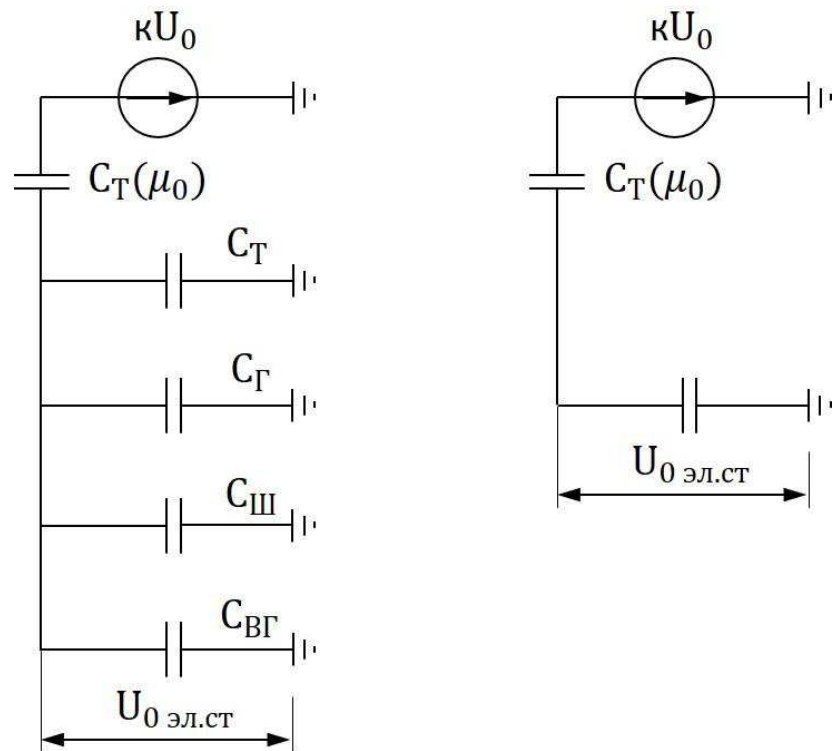


Рисунок 5.3 - Схема замещения для определения напряжения U_0 эл.ст.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{III} + C_{BГ}, \quad (5.32)$$

где C_G - ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;
 C_T - ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
 C_{III} - ёмкость шинпровода по отношению к земле;
 $C_{B.Г}$ - ёмкость генераторного комплекса 10,5 кВ;

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

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

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.33)$$

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

$C_T(\mu_0)$ - емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, $C_T(\mu_0) = 0,01$;

U_0 - напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора;

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.ВН.}}}{\sqrt{3}}, \quad (5.34)$$

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{121}{\sqrt{3}} = 23,287 \text{ кВ};$$

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = 0,5 \cdot 23,287 \cdot 10^3 \cdot \frac{0,01}{0,01+0,965} = 119,4 \text{ В.}$$

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = \sqrt{3} \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_{\Sigma}, \quad (5.35)$$

где U_L - линейное напряжение генератора, кВ;

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

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

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3U_{0 \text{ эл.ст}}}{K_{\text{ТН}}}, \quad (5.36)$$

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

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

$K_B = 0,9$ - коэффициент возврата;

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,3}{0,9} \cdot \frac{3 \cdot 119,4}{10,5/\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}} = 2,85 \text{ В.}$$

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

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

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2}, \quad (5.37)$$

где K_T - коэффициент торможения органа U_{03} :

$$K_T = \frac{1}{K_\alpha} \cdot \frac{1 - 2 \cdot \alpha}{\alpha}, \quad (5.38)$$

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

$$\alpha = 2 \cdot \frac{U_{ср}}{100}, \quad (5.39)$$

где $U_{ср}$ - напряжение срабатывания органа U_{0G} , В;

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

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

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

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

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

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

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

Уставка $U1>$ рассчитывается:

$$U_{ср1} = \frac{1,2 \cdot U_{ном.г}}{K_{ТН}}, \quad (5.40)$$

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

$K_{ТН}$ - коэффициент трансформации трансформатора напряжения;

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

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

Уставка защиты $U2>$ рассчитывается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_{\text{ном.г.}}}{K_{\text{ТН}}}, \quad (5.41)$$

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

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 110 кВ принимается минимальной и равной $0,09 \cdot I_{\text{H}}$.

Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

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

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

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

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности I_2^* :

$$I_2^* = \frac{I_2}{I_{\Gamma}^{(1)}}; \quad (5.42)$$

где I_2 - ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;

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

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{(I_2^*)^2}, \quad (5.43)$$

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

Защита включает в себя следующие органы:

1) Сигнальный орган $I_{2\text{СИГН}}$, срабатывающий при увеличении тока I_2 выше значения уставки срабатывания с независимой выдержкой времени (действует на сигнал). Согласно указаний завода-изготовителя МП-защит НПП ЭКРА ток срабатывания сигнального органа должен быть не выше длительно допустимого тока обратной последовательности для защищаемого генератора. Так как отсутствуют данные допустимого тока обратной последовательности в обмотках генератора в расчете принимаем требования ПТЭ к допустимому уровню тока обратной последовательности. Для генераторов с косвенным охлаждением обмоток ток обратной последовательности не должен превышать 14% от номинального тока генератора в первичной цепи.

Принимаем уставку сигнального органа:

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_{\Gamma}^{(1)}; \quad (5.44)$$

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot 2458 = 172,1 \text{ А.}$$

Уставка сигнального органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{2\text{СИГН}}^{(2)} = \frac{I_{2\text{СИГН}}}{K_{\text{ТТ}}};$$

$$I_{2\text{СИГН}}^{(2)} = \frac{172,1}{3000/5} = 0,29 \text{ А.}$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$t_{\text{min}} = 0,5 \text{ с};$$

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

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

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

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

Таблица 5.4 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

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

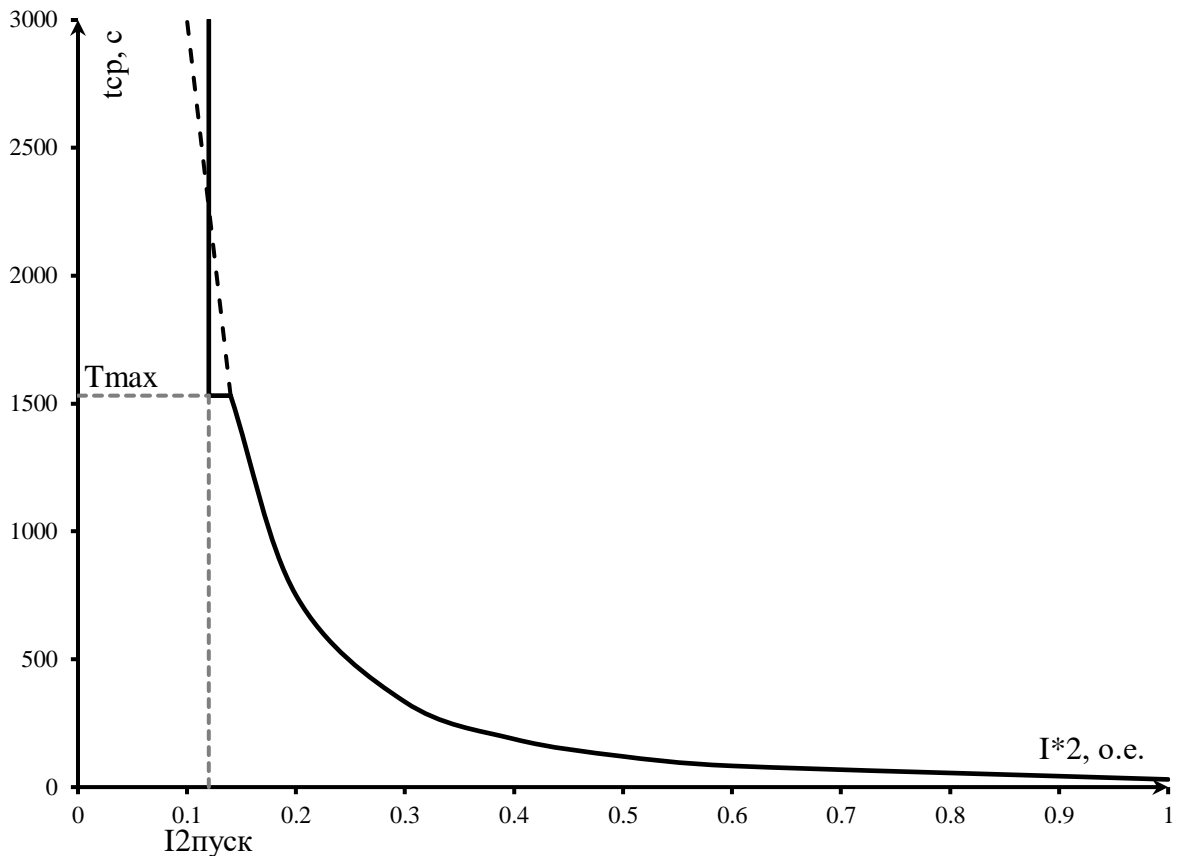


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

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

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

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

где $I_{2 \text{ дл. доп.}}^*$ - длительно допустимый ток обратной последовательности, о.е., ($I_{2 \text{ дл. доп.}}^* = I_2^* = 0,14$ о. е.).

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

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

$$I_{2C.3}^* \leq \frac{I_{2МИН}^{(2)}}{K_{\text{ч}}}; \quad (5.50)$$

Произведем расчёт короткого замыкания в относительных единицах:

$$S_{\text{баз.}} = 44,71 \text{ МВА};$$

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

$$U_{\text{баз.2}} = 121 \text{ кВ};$$

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

$$I_{\text{баз.1}} = \frac{44,71 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2458 \text{ А};$$

$$I_{\text{баз.2}} = \frac{S_{\text{баз.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз.2}}}; \quad (5.52)$$

$$I_{\text{баз.2}} = \frac{44,71 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 121} = 213 \text{ А};$$

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

$$X_{\text{ген.баз.}}^* = 0,33 \cdot \frac{10,5^2}{44,71} \cdot \frac{44,71}{10,5^2} = 0,33 \text{ о. е.};$$

$$X_{\text{тр-ра.баз.}}^* = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_{\text{баз.}}}{U_{\text{баз.2}}^2}; \quad (5.54)$$

$$X_{\text{тр-ра.баз.}}^* = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{121^2}{63} \cdot \frac{44,71}{121^2} = 0,075 \text{ о. е.};$$

$$X_{2 \text{ баз.}}^* = X_2 \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_{\text{баз.}}}{U_{\text{баз.1}}^2}; \quad (5.55)$$

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

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

$$I_{\text{к.з.о.п.}}^{*(2)} = \frac{1}{(0,33+0,075)+(0,18+0,075)} = 1,52 \text{ о. е.};$$

Переведем в именованные единицы:

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

$$I_{\text{к.з.о.п.}}^{(2) \text{ н.н.}} = 1,52 \cdot 2458 = 3736 \text{ А};$$

Далее приведём ток к низшей стороне трансформатора тока:

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

$$I_{2 \text{ к.з.о.п.}}^{(2) \text{ н.н.}} = \frac{3736}{3000/5} = 6,23 \text{ А};$$

В соответствии с указаниями завода-изготовителя при проектировании принимаем уставку отсечки из диапазона $(0,5 - 0,8) \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$. При этом коэффициент чувствительности $K_{\text{ч}} > 1,2$. Принимаем уставку $0,8 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$, т.е, 0,55 о.е.:

$$I_{2 \text{ с.з.}} = 0,8 \cdot 4,1 = 3,28 \text{ А.}$$

Далее проводим проверку по коэффициенту чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{2 \text{ к.з.о.п.}}^{(2) \text{ н.н.}}}{I_{2 \text{ с.з.}}} \geq 1,2; \quad (5.59)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{6,23}{3,28} = 1,9 > 1,2.$$

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

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

5.3.6 Защита от симметричных перегрузок (I_I)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{1 \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{\Gamma}^{(1)}}{K_B}, \quad (5.60)$$

где $K_H = 1,05$ - коэффициент надежности;
 $K_B = 0,98$ - коэффициент возврата;

$$I_{1 \text{ СИГН.}} = \frac{1,05 \cdot 2458}{0,98} = 2633,6 \text{ А.}$$

Уставка сигнального органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

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

$$I_{1 \text{ СИГН.}}^{(2)} = \frac{2633,6}{3000/5} = 4,39 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

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

$$I_{1 \text{ СИГН.}}^* = \frac{4,39}{4,1} = 1,07 \text{ о. е.}$$

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

Уставка пускового органа:

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

$$I_{1 \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot 2458}{0,98} = 2708,8 \text{ А};$$

Уставка пускового органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

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

$$I_{1 \text{ ПУСК.}}^{(2)} = \frac{2708,8}{3000/5} = 4,52 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

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

$$I_{1 \text{ ПУСК.}}^* = \frac{4,52}{4,1} = 1,10 \text{ о. е.}$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

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

Кратность перегрузки I/I_N , о.е.	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки, с	3600	1200	450	340	280	160	80	3	1

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

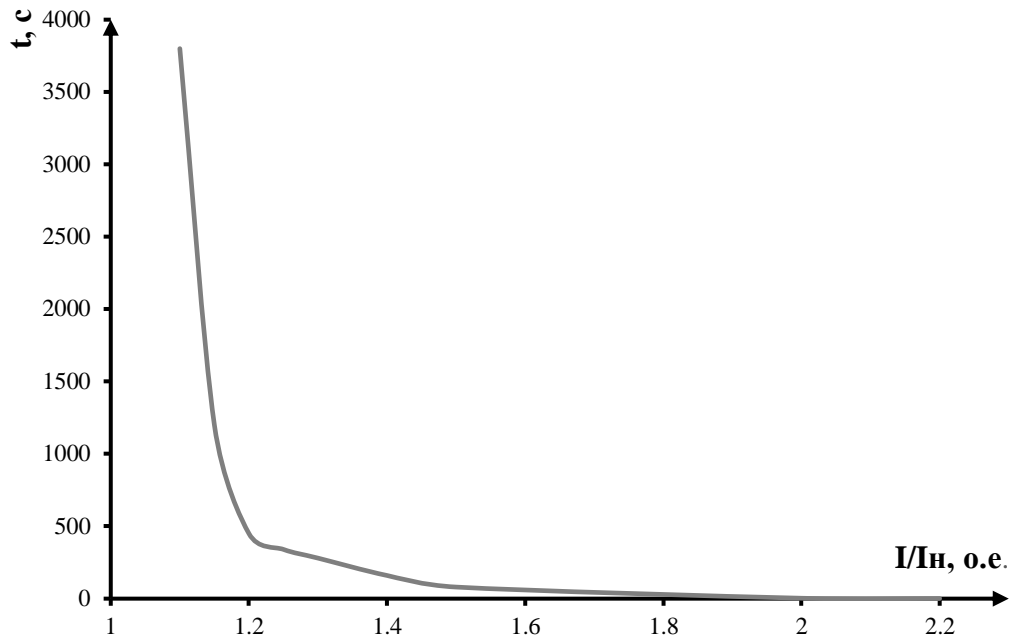


Рисунок 5.5 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок I_1

Интегральный орган защиты через отключающий орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей. Уставка выдержки времени отключающего органа принимается минимальной и равной 0,5 с.

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

Уставка органа осечки:

$$I_{1\text{ ТО}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Г}}^{(1)}}{K_{\text{Р}}}; \quad (5.66)$$

$$I_{1\text{ ТО}} = \frac{1,2 \cdot 2458}{0,98} = 3009,8 \text{ А.}$$

Уставка органа отсечки приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{1\text{ ТО}}^{(2)} = \frac{I_{1\text{ ТО}}}{k_{\text{ТТ}}}; \quad (5.67)$$

$$I_{1\text{ ТО}}^{(2)} = \frac{3009,8}{3000/5} = 5,02 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{1\text{ТО}}^* = \frac{I_{1\text{ТО}}^{(2)}}{I_{\Gamma}^{(2)}}; \quad (5.68)$$

$$I_{1\text{ТО}}^* = \frac{5,02}{4,1} = 1,22 \text{ о. е.}$$

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

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

$$I_{\text{к.з.}}^{*(3)} = \frac{1}{0,33+0,075} = 2,47 \text{ о. е.};$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.з.}}^{*(3)}}{I_{1\text{ТО}}^*} \geq 1,2; \quad (5.70)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{2,47}{1,22} = 2,03 > 1,2.$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению $U_{\Gamma} <$.

Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{\text{СР}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{ном.}\Gamma}}{K_{\text{В}} \cdot K_{\text{ТН}}} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105} = 66,02 \text{ В.} \quad (5.71)$$

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

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

Защита выполняется на основе дистанционных органов и подключается к измерительным трансформаторам тока в нейтрали генератора и трансформаторам напряжения на выводах генератора.

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

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

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

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

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

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

Z_T - сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 110 кВ:

$$Z_T = \frac{0,105 \cdot 121^2}{63} = 24,4 \text{ Ом};$$

$$Z_{1Л} = \sqrt{r^2 + x^2} = \sqrt{(16,2)^2 + (41,3)^2} = 44,36 \text{ Ом};$$

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot 24,4 + \frac{0,8}{4} \cdot 44,36 = 28,39 \text{ Ом}.$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_1^* \leq 0,8 \cdot 0,105 \cdot \frac{44,71}{63} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{44,71}{121^2} \cdot 44,36 = 0,087 \text{ о. е.}$$

Z_1 в первичных Омах составит:

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

где $Z_{\text{баз.}} = \frac{U_{\text{НОМ.Г}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5^2}{44,71} = 2,47 \text{ Ом};$

$$Z_1 = 0,087 \cdot 2,47 = 0,22 \text{ Ом}.$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{K_{ГТ}}{K_{ТН}}; \quad (5.74)$$

$$Z_{1СЗ} = 0,22 \cdot \frac{3000/5}{10500/100} = 1,26 \text{ Ом}.$$

Принимаем уставку: $Z_{1СЗ} = 1,26 \text{ Ом}.$

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

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

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

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 2458} = 2,47 \text{ Ом.}$$

Сопротивление нагрузки во вторичных омах:

$$Z_{\text{НАГР}}^{(2)} = Z_{\text{НАГР}} \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} \quad (5.76)$$

$$Z_{\text{НАГР}}^{(2)} = 2,47 \cdot \frac{3000/5}{10500/100} = 14,11 \text{ Ом.}$$

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

$$I_{\Phi}^* = \frac{I_{\Phi}}{I_{\text{р.НОМ}}^{(1)}} \quad (5.77)$$

$$I_{\Phi}^* = \frac{1850}{930} = 1,99 \text{ о. е.}$$

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

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

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi}^* = \frac{0,95 \cdot 1}{1,99} = 0,48 \text{ о. е.}$$

Сопротивление нагрузки в режиме форсировки во вторичных омах:

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

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi}^2 = 0,48 \cdot 2,47 \cdot \frac{3000/5}{10500/100} = 6,78 \text{ Ом.}$$

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

$$\cos\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 1,99} = 0,45.$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 63,26^\circ$.
Угол нагрузки в нормальном режиме равен $\varphi_{\text{НАГР.Н}} = 31,79^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_2^* = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}^*}{K_{\text{Н}}}; \quad (5.81)$$

$$Z_2^* = \frac{0,48}{1,2} = 0,4 \text{ о. е.}$$

Z_2 в первичных Омах составит:

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

$$Z_2 = 0,4 \cdot 2,47 = 0,99 \text{ Ом.}$$

Значение уставки составит:

$$Z_{2\text{СЗ}} = Z_2 \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}}; \quad (5.83)$$

$$Z_{2\text{СЗ}} = 0,99 \cdot \frac{3000/5}{10500/100} = 5,66 \text{ Ом.}$$

Принимаем уставку: $Z_{2\text{СЗ}} = 5,66 \text{ Ом.}$

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 20%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{\text{СМ1}} = 0,25 \text{ Ом}$, $Z_{\text{СМ2}} = 1,13 \text{ Ом}$.

Выдержка времени второй ступени должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени резервных защит линий. Вторая ступень действует с выдержкой времени 7,5 с – на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение генератора и гашение поля генератора.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке Г.3 (Приложение Г)

5.3.8 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

Уставка сигнального органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

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

где $K_H = 1,05$ - коэффициент надежности;
 $K_B = 0,98$ - коэффициент возврата;

$$I_{Р.СИГН.}^{(2)} = \frac{1,05 \cdot 0,86}{0,98} = 0,92 \text{ А.}$$

В относительны единицах:

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

$$I_{Р.СИГН.}^* = \frac{0,92}{0,86} = 1,07 \text{ о. е.}$$

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

Уставка пускового органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

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

$$I_{Р.ПУСК.}^{(2)} = \frac{1,08 \cdot 0,94}{0,98} = 1,04 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{Р.ПУСК.}^* = \frac{I_{Р.ПУСК.}^{(2)}}{I_{Р.НОМ}^{(2)}}; \quad (5.87)$$

$$I_{Р.ПУСК.}^* = \frac{1,04}{0,86} = 1,21 \text{ о. е.}$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме (таблица 5.3), и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Таблица 5.6 - Перегрузочная способность обмотки ротора

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

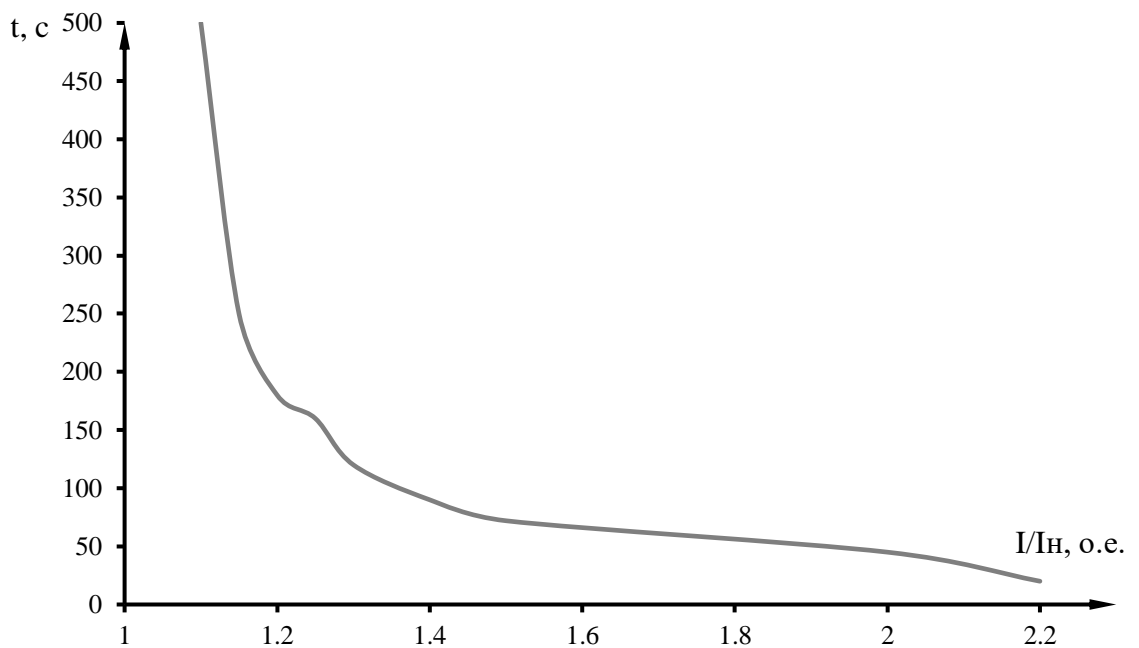


Рисунок 5.7 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

Уставка ТО приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{Р.ТО}^{(2)} = \frac{I_{\Phi}^* \cdot K_N \cdot I_{Р.НОМ}^{(2)}}{K_B}; \quad (5.88)$$

$$I_{P.TO}^{(2)} = \frac{2,5 \cdot 1,1 \cdot 0,86}{0,98} = 2,41 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{P.TO}^* = \frac{I_{P.TO}^{(2)}}{I_{P.НОМ}^{(2)}}; \quad (5.89)$$

$$I_{P.TO}^* = \frac{2,41}{0,86} = 2,8 \text{ о. е.}$$

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 блока генератор-трансформатор Чиркатской ГЭС предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики российского научно – производственного предприятия «ЭКРА».

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

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

Уставки МП электрических защит сведены в [Г, таблица Г.1]. Матрица отключений представлена в [Г, таблица Г.2].

6 Компонровка и сооружения гидроузла

6.1 Назначение класса ГТС

1. В зависимости от высоты и типа грунта оснований назначен III класс ГТС в соответствии с таблицей 1.1 [2]. Высота $427,00 - 387,00 = 40,00$ м; грунт основания скальный.

2. В зависимости от назначения и условий эксплуатации назначен III класс ГТС в соответствии с таблицей 1.2 [2]. Установленная мощность ГЭС 152 МВт.

3. В нижнем бьефе в результате возможной аварии число людей, условия жизнедеятельности которых могут быть нарушены составит более 2000. В соответствии с таблицей 1.4 [2] назначен II класс ГТС.

Итог: назначен II класс ГТС.

6.2 Проектирование сооружений напорного фронта

6.2.1 Определение отметки гребня плотины

6.2.1.1 Грунтовая плотина

Отметка гребня грунтовой плотины вычислена по формуле:

$$\nabla_{\text{ГГП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s = 427,00 + 1,79 \approx 428,79 = 428,80 \text{ м}, \quad (6.1)$$

где h_s - превышение гребня грунтовой плотины над расчётным уровнем в верхнем бьефе.

$$h_s = h_{\text{run}1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 1,09 + 0,001 + 0,7 = 1,79 \text{ м}, \quad (6.2)$$

где $h_{\text{run}1\%}$ - высота наката волн расчётной обеспеченностью 1% на откос грунтовой плотины;

Δh_{set} - высота ветрового нагона;

$a = 0,7$ м - конструктивный запас.

Элементы ветровых волн и высота ветрового нагона определены согласно [3]. Высота ветрового нагона рассчитана по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 1,2 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{10^2 \cdot 1570}{9,81 \cdot 20} \cdot \cos 0 = 0,001 \text{ м}, \quad (6.3)$$

где $k_w = 1,2 \cdot 10^{-6}$ - коэффициент, принимаемый по СП [3, Приложение Б];

$V_w = 10$ м/с - расчётная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды;

$L = 1570$ м - длина разгона волны;

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

$$\bar{T} = 1,7 \frac{V_w}{g} = 1,8 \cdot \frac{10}{9,81} = 1,83 \text{ с.}$$

$$\bar{h} = 0,022 \frac{V_w^2}{g} = 0,022 \cdot \frac{10^2}{9,81} = 0,22 \text{ м.}$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 1,83^2}{2 \cdot 3,14} = 5,26 \text{ м.} \quad (6.7)$$

Проверяется условие $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, условие выполняется, так как $20,0 > 5,26 \cdot 0,5 = 2,63$.

Высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,22 \cdot 2,1 = 0,47 \text{ м,} \quad (6.8)$$

где k_i - коэффициент, определяемый по графику [3, Приложение А, рис. А.2].

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

$$h_{run1\%} = k_r k_p k_{sp} k_{run} h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 2,33 \cdot 0,47 = 1,09 \text{ м,} \quad (6.9)$$

где $k_r = 1, k_p = 0,9$ - коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по СП [3, Приложение Д, табл. Д.1];

$k_{sp} = 1,1$ - коэффициент, принимаемый по [3, Приложение Д, табл. Д.2];

$k_{run} = 2,33$ - коэффициент, принимаемый по графикам [3, Приложение Д, рис. Д.1] в зависимости от пологости волны $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{5,26}{0,47} = 11,16$ на глубокой воде.

6.2.1.2 Бетонная плотина

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

$$\begin{aligned} \nabla_{ГБП} &= \nabla_{НПУ} + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a = 427,00 + 0,47 + 0,001 + 0,7 \approx \\ &\approx 428,17 = 428,20, \end{aligned} \quad (6.10)$$

где $a = 0,7$ м - конструктивный запас.

6.2.2 Гидравлические расчёты

По кривой зависимости отметки НБ от расхода определены отметки НБ при основном и поверочном случаях (рисунок 6.1). В соответствии с назначенным классом ГТС: основной случай - 1 %, поверочный - 0,1 %.

При расходе $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 620 \text{ м}^3/\text{с}$ отметка $\nabla\text{УНБ} = 393,85$.

При расходе $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = 930 \text{ м}^3/\text{с}$ отметка $\nabla\text{УНБ} = 396,26$.

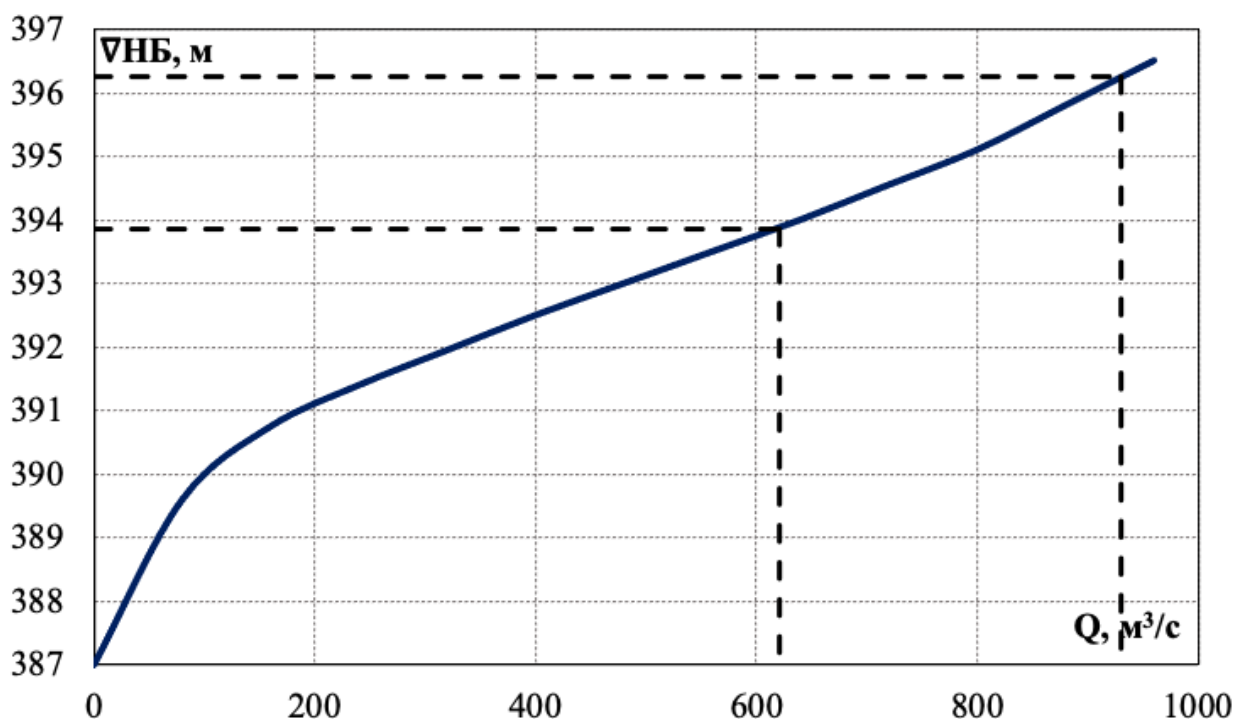


Рисунок 2.1 - Отметки $\nabla\text{НБ}$ при основной и поверочной обеспеченностях

6.2.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Напор на сооружение при основном расчётном случае:

$$H_{\text{осн}} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{НБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}) = 427,00 - 393,85 = 33,15 \text{ м.} \quad (6.11)$$

Паводок может быть пропущен через гидроагрегаты, так как $H_{\text{осн}} > H_{\text{Т}}^{\text{min}}$.
Расход через один гидроагрегат при основном расчётном случае:

$$Q_{\text{га}}^{\text{осн}} = \frac{N_{\text{га}}[\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{38 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (33,15 - 0,4) \cdot 0,910} = 130 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.12)$$

Согласно СП [4] количество агрегатов, участвующих в пропуске расчётных расходов – m , должно быть не более $(n - 1)$ при числе гидроагрегатов ГЭС $n \leq 6$.

Следовательно, $m = 4 - 1 = 3$.

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = Q_{\text{га}}^{\text{осн}} \cdot m = 130 \cdot 3 = 390 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.13)$$

Расчётный расход воды через водосливную плотину для основного расчётного случая составляет:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} - Q_{\text{с}}, \quad (6.14)$$

$$\text{где } Q_c = \frac{V_n + V_{np}}{T_{cp}} = \frac{(2,36 + 0,54) \cdot 10^9}{18144000} = 160 \text{ м}^3/\text{с};$$

$Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 620 \text{ м}^3/\text{с}$ - расчётный максимальный расход для основного расчётного случая.

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = 620 - 390 - 160 = 70 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_b} = \frac{70}{42,8} = 1,6 \text{ м}, \quad (6.15)$$

где q_b - удельный расход на водосливе, равный:

$$q_b = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 34,3 = 42,8 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.16)$$

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}} = 5 \cdot 6,85 = 34,3 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.17)$$

Где $[v_h] = 5 \text{ м}/\text{с}$ - допустимая скорость на рисберме (принята в зависимости от грунта, в данном случае для скального грунта);

$h_{\text{НБ}} = 6,85 \text{ м}$ - глубина воды в нижнем бьефе, определяются по кривой $V_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$ при $Q_{\text{осн max}}$.

Ширина водосливного фронта определяется по формуле:

$$B = b \cdot n = 8 \cdot 2 = 16 \text{ м}. \quad (6.18)$$

Где $b = 8 \text{ м}$ - стандартная ширина пролёта, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования (в соответствии со стандартным рядом, минимальная ширина пролёта равна 8 м);

$n = 2$ - число пролётов (принято 2 пролёта исходя из безопасности ГТС, в случае отказа работы одного из затворов во время пропуска половодья).

6.2.2.2 Определение отметки гребня водослива

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учёта сжатия и подтопления (H_{01}), а затем с учётом сжатия и подтопления (H_{02}):

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{70}{0,49 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 1,60 \text{ м}, \quad (6.19)$$

Где $m = 0,49$ - коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля [5, раздел 6-4].

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{70}{0,49 \cdot 0,98 \cdot 1 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 1,62 \text{ м}, \quad (6.20)$$

где $\sigma = 1$ - коэффициент подтопления [4, раздел 6-3];

ε - коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определён по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{1,62}{8} = 0,98; \quad (6.21)$$

b - ширина пролёта;

n - число пролётов;

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

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

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 1,62 - \frac{1,1 \cdot 0,09^2}{2 \cdot 9,81} = 1,62 \text{ м}, \quad (6.22)$$

где $V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{(\nabla\text{НПУ}-\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{70}{(427,00 - 387,00) \cdot (16 + (2-1) \cdot 3)} = 0,09 \text{ м/с};$

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

$B = 16 \text{ м}$ - ширина водосливного фронта.

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 427,00 - 4,0 = 423,00, \quad (6.23)$$

где $H_{\text{ст}} = 4,0 \text{ м}$ - наименьший стандартный напор, в соответствии с техническим регламентом.

6.2.2.3 Проверка пропуска поверочного расчётного расхода

Напор на сооружение при поверочном расчётном случае:

$$H_{\text{пов}} = \nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{НБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}) = 428,00 - 396,26 = 31,74 \text{ м}. \quad (6.24)$$

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

Расход через один гидроагрегат при поверочном расчётном случае:

$$Q_{\text{Га}}^{\text{пов}} = \frac{N_{\text{Га}}[\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{пов}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{38 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (387,00 - 0,4) \cdot 0,910} = 136 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.25)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = Q_{\text{Га}}^{\text{пов}} \cdot m = 136 \cdot 3 = 408 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.26)$$

Расчётный расход воды через водосливную плотину для поверочного расчётного случая составляет:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} - Q_c = 930 - 408 - 160 = 362 \text{ м}^3/\text{с},$$

где $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 930 \text{ м}^3/\text{с}$ - расчётный максимальный расход для поверочного расчётного случая.

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учёта сжатия и подтопления (H_{01}), а затем с учётом сжатия и подтопления (H_{02}):

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{362}{0,49 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,78 \text{ м}. \quad (6.27)$$

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{362}{0,49 \cdot 0,93 \cdot 1 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,01 \text{ м}, \quad (6.28)$$

где ε - коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определён по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{4,78}{8} = 0,93, \quad (6.29)$$

$b = 8$ - ширина пролёта;

$n = 2$ - число пролётов, с учётом дополнительного пролёта;

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

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

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 5,01 - \frac{1,1 \cdot 0,47^2}{2 \cdot 9,81} = 5,00 \text{ м}, \quad (6.30)$$

$$\text{где } V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla \text{ФПУ} - \text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{362}{(428,00 - 387,00) \cdot (16 + (2-1) \cdot 3)} = 0,47 \text{ м/с};$$

$\delta_B = 3$ м - толщина быка;

$B = 16$ м - ширина водосливного фронта.

Расчётная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 423,00 + 5,00 = 428,00, \quad (6.31)$$

Принята проектная отметка $\nabla\text{ФПУ} = 428,00$.

6.2.2.4 Построение профиля водосливной грани

Для построения профиля водосливной грани (рис. 2.2) использована таблица 6-12 [5]. Координаты для построения (таблица 2.1) профиля получены с помощью умножения данных таблицы на значение $H_{\text{ст}} = 4,0$ м.

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя очерчено по дуге с радиусом 11 м, определённым по таблице 6-14 [5].

Таблица 6.1 - Координаты для построения профиля

X	Y	X*	Y*	X	Y	X*	Y*
0	0,126	0,0	0,504	2,0	1,235	8,0	4,94
0,1	0,036	0,4	0,144	2,1	1,369	8,4	5,476
0,2	0,007	0,8	0,028	2,2	1,508	8,8	6,032
0,3	0	1,2	0	2,3	1,683	9,2	6,612
0,4	0,006	1,6	0,024	2,4	1,894	9,6	7,2
0,5	0,027	2,0	0,108	2,5	1,96	10,0	7,84
0,6	0,06	2,4	0,24	2,6	2,122	10,4	8,488
0,7	0,1	2,8	0,4	2,7	2,289	10,8	9,156
0,8	0,146	3,2	0,584	2,8	2,462	11,2	9,848
0,9	0,198	3,6	0,792	2,9	2,64	11,6	10,56
1,0	0,256	4,0	1,024	3,0	2,824	12,0	11,296
1,1	0,321	4,4	1,284	3,1	3,013	12,4	12,052
1,2	0,394	4,8	1,576	3,2	3,207	12,8	12,828
1,3	0,475	5,2	1,9	3,3	3,405	13,2	13,62
1,4	0,564	5,6	2,256	3,4	3,609	13,6	14,436
1,5	0,691	6,0	2,644	3,5	3,818	14,0	15,272
1,6	0,764	6,4	3,056	3,6	4,031	14,4	16,124
1,7	0,873	6,8	3,492	3,7	4,249	14,8	16,996
1,8	0,987	7,2	3,948	3,8	4,471	15,2	17,884
1,9	1,108	7,6	4,432	3,9	4,698	15,6	18,792

Отметка верха быка определена по формуле:

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6H_{\text{ст}} = 423,00 + 1,6 \cdot 4 = 429,40. \quad (6.32)$$

Проектная отметка гребня плотин напорного фронта принята:

$$\nabla\text{ГП} = \text{НАИБ}[\nabla\text{ГГП}, \nabla\text{ГБП}, \nabla\text{ГБ}] = \nabla\text{ГБ} = 429,40. \quad (6.33)$$

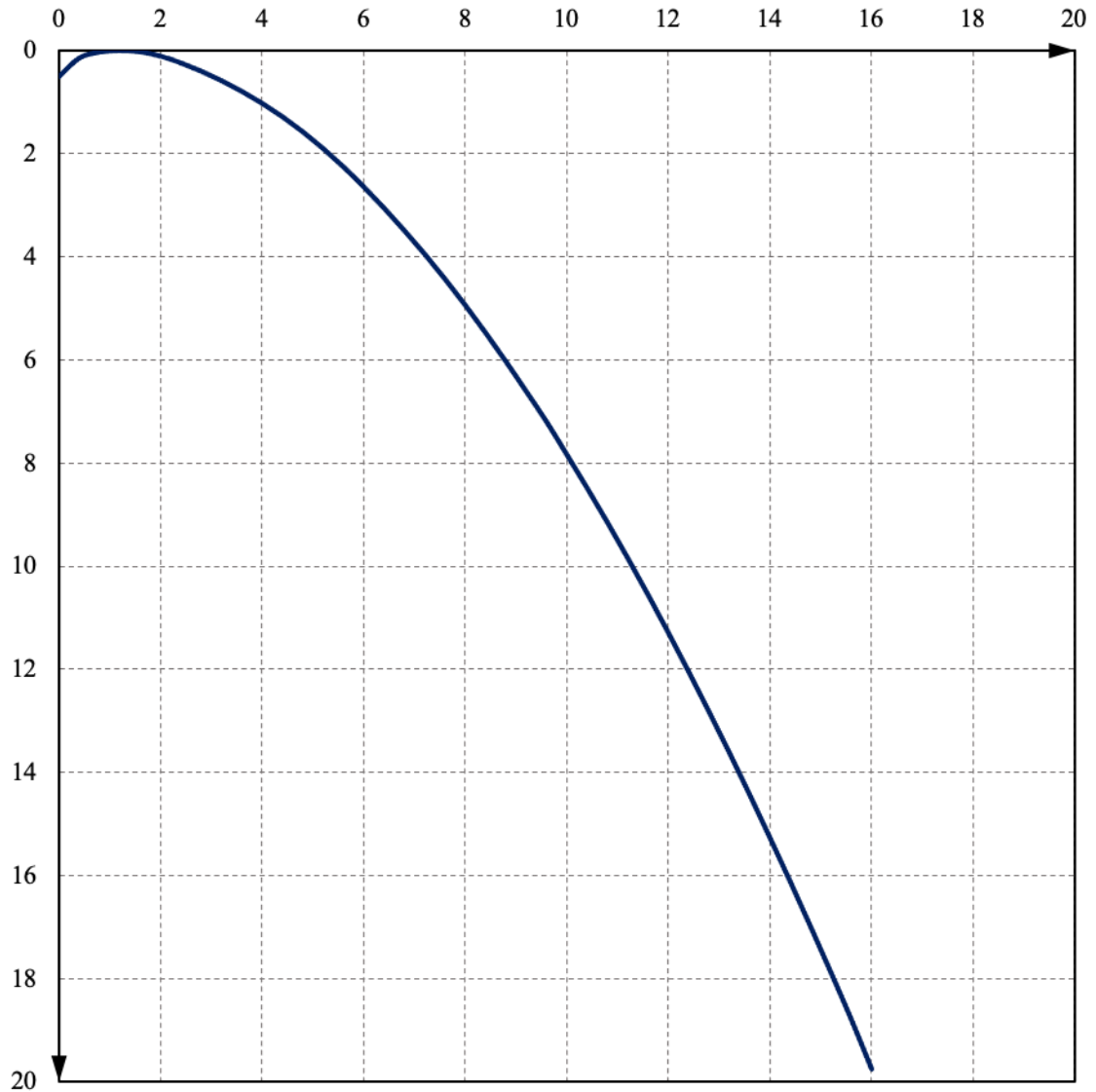


Рисунок 6.2 - Профиль А

6.2.2.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}} = 427,00 - 387,00 = 40,00 \text{ м.} \quad (6.34)$$

Критическая глубина потока:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + \sum \delta_B)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 70^2}{(16 + 2 \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 1,04 \text{ м.} \quad (6.35)$$

Сопряжённые глубины определены следующим образом:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2g \cdot (T_0 - h'_c)}} \quad (6.36)$$

$$\text{где } q_c = \frac{Q_{\text{Макс.расч}}^{\text{ОСН}}}{B + \delta_B \cdot (n-1)} = \frac{70}{16 + 3 \cdot (2-1)} = 3,69 \text{ м}^3/\text{с};$$

$\varphi = 0,95$ - коэффициент скорости, зависит от высоты плотины.

В первом приближении значение h'_c в знаменателе принято равным нулю:

$$h'_c = \frac{3,69}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (40-0)}} = 0,14 \text{ м.}$$

Во втором приближении:

$$h'_c = \frac{3,69}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (40-0,14)}} = 0,14 \text{ м.}$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \cdot \left[\sqrt{1 + 8 \cdot (h_{\text{кр}}/h'_c)^3} - 1 \right] = \frac{0,14}{2} \cdot \left[\sqrt{1 + 8 \cdot (1,04/0,14)^3} - 1 \right] = 3,98 \text{ м.} \quad (6.37)$$

Так как $h''_c = 3,98 \text{ м} < h_{\text{НБ}} = 6,85 \text{ м}$ - в НБ затопленный прыжок.

Затопленный прыжок за плотиной допускается, поэтому гасители энергии за плотиной не проектируются. Однако, во всех случаях за водосливом устраивают водобой.

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

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 26,57 \cdot \sqrt{0,14} = 1,48 \text{ м,} \quad (6.38)$$

$$\text{где } v_c = \frac{Q_{\text{Макс.расч}}^{\text{ОСН}}}{h'_c \cdot (B + \delta_B \cdot (n-1))} = \frac{70}{0,14 \cdot (16 + 3 \cdot (2-1))} = 26,57 \text{ м/с.}$$

Принимаем толщину плиты водобоя 1,5 м.

Длина водобоя при наличии на нём гасителей:

$$l_B = 0,85 \cdot l_{\text{пр}} = 0,85 \cdot 18,55 = 15,77 \text{ м,} \quad (6.39)$$

$$\text{где } l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h''_c - h'_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 3,98 - 0,14) = 18,55 \text{ м.}$$

Принимаем длину водобоя 16 м.

6.2.3 Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы

Определение отметки ЦО и количества водопропускных сооружений.

Диаметр водовыпускного отверстия $D = 2,6 \text{ м}$.

Отметка центра выходного сечения водовыпуска ЦО выше потолка галереи:

$$D/2 + 2,0 \text{ м} = 1,3 + 2,0 = 3,3 \text{ м.}$$

$$\nabla_{\text{ЦО}} = \nabla_{\text{ГАЛ}} + h_{\text{гал}} + 3,3 = 388,00 + 3,5 + 3,3 = 394,80. \quad (6.40)$$

Напор над центром выходного сечения водовыпуска:

$$H = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УМО}}}{2} - \nabla_{\text{ЦО}} = \frac{427,00 + 418,17}{2} - 394,80 = 27,79 \text{ м.} \quad (6.41)$$

Расход через отверстие:

$$q_{\text{ВВ}} = \mu \omega \sqrt{2gH} = 0,8 \cdot 5,31 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 27,79} = 99,17 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.42)$$

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

$\omega = \pi R^2 = 3,14 \cdot 1,3^2 = 5,31 \text{ м}^2$ - площадь водовыпускного отверстия.

Количество водовыпускных отверстий, необходимое для пропуска расчётного расхода:

$$n = \frac{Q_c}{q_{\text{ВВ}}} = \frac{70}{99,17} = 1,61. \quad (6.43)$$

Окончательно принято количество водовыпускных отверстий для пропуска расчётного расхода $n = 2$.

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

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

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 427,00 - 385,50 = 41,5 \text{ м.} \quad (6.44)$$

Отметка подошвы зависит от конструкции устройств в НБ и равна:

$$\nabla_{\text{ПОД}} = \nabla_{\text{ДНА}} - \delta_{\text{в}} = 387,00 - 1,5 = 385,50. \quad (6.45)$$

Ширина подошвы плотины:

$$B_n = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 41,5 = 29,1 \text{ м.} \quad (6.46)$$

6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами

В бетонных плотинах предусмотрены постоянные (межсекционные и швы-надрезы) и временные (строительные) деформационные швы. Швы

устроены для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерной осадке плотины и неравномерного распределения температуры в теле плотины. Расстояние между секционными швами в бетонных плотинах принимаем 11 м.

6.3.3 Быки

Быки служат опорами затворов, на них размещаются подъёмные механизмы затворов и строения, прикрывающие эти механизмы, они должны выполнять роль ребер жёсткости. Именно быки сопротивляются главным растягивающим напряжениям на сооружение нагрузок в направлении вдоль потока. Форма и толщина быков зависят от ряда факторов: технологических требований размещения пазов затворов, подкрановых путей, расположения выходов из галерей тела плотины и др. Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму. Толщина быка составляет 3 м.

6.3.4 Устои

Устои, сопрягающие здание ГЭС и водосбросную плотину, а также водосбросную и глухую плотины имеют ширину равную ширине быка, высота и длина сопрягающих стенок со стороны НБ выбраны в соответствии с параметрами здания ГЭС. Длина стенки, сопрягающей водосбросную плотину и здание ГЭС 70 м.

6.3.5 Дренаж тела бетонных плотин

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

$$a_{др} \leq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр.г}}. \quad (6.47)$$

$$2 \text{ м} \leq \frac{33,15 \cdot 1,2}{25} = 1,59 \text{ м},$$

где $H_d = 33,15$ м - напор над расчётным сечением;

$\gamma_n = 1,2$ - коэффициент надёжности по ответственности сооружения;

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

Принимаем $a_{др} = 2,0$ м.

6.3.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи расположены через 10-15 м.

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

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначены следующие проектные отметки $\nabla_{\text{пол.гал.}} = 388,00$ и $\nabla_{\text{пол.гал.}} = 403,00$; $413,00$ и размеры галерей, соответственно, $3,0 \times 3,5$ и $2 \times 2,5$ м.

6.4 Основные элементы плотины

Конструкция плотины состоит из следующих основных элементов: водосливной грани, быков и устоев, деформационных швов и их уплотнения, цементационной завесы, дренажа в теле плотины и в основании.

6.4.1 Конструирование отдельных элементов подземного контура

плотины

6.4.1.1 Противофильтрационная завеса

Противофильтрационные завесы применяют в тех случаях, когда невозможна забивка шпунта, когда основание сложено скальными грунтами.

Толщина противофильтрационной завесы должна быть:

$$\delta_3 \geq \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{\text{кр.г}}} = \frac{14,84 \cdot 1,2}{15} = 1,2 \text{ м}, \quad (6.48)$$

где $\gamma_n = 1,2$ - коэффициент надёжности по ответственности сооружения;

$\Delta H = 14,84$ м - потеря напора на завесе;

$J_{\text{кр.г}} = 15$ - критический градиент напора на завесе в скальных грунтах, определяемый в соответствии с СП [9].

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_3 = 0,1 \cdot B_n = 0,1 \cdot 29,1 = 2,9 \text{ м}, \quad (6.49)$$

где $B_n = 29,1$ м - ширина подошвы плотины.

Глубину цементационной завесы принимают равной:

$$h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot H_{\text{max}} = 0,5 \cdot 37,10 = 18,55 \text{ м}, \quad (6.50)$$

где $H_{\text{max}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} = 427,00 - 389,90 = 37,10$ м.

Принимаем глубину цементационной завесы $18,6$ м.

6.4.1.2 Дренажные устройства в основании

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

В скальных грунтах дренаж выполняют в виде вертикальных скважин диаметром 100 мм, удаленных от оси цемзавесы на 5 м.

Глубина скважины:

$$h_{др} = 0,5 \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 18,6 = 9,3 \text{ м}, \quad (6.51)$$

где $h_{зав} = 18,6$ м - глубина цементационной завесы

Принимаем глубину дренажа 9,3 м.

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

6.5 Обоснование безопасности и надёжности бетонной плотины

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняются для основного сочетания нагрузок и воздействий. Данный расчёт выполнен при уровне в верхнем бьефе равном НПУ, а нижнем бьефе - $\nabla \text{УНБ}_{min}$.

6.5.1 Определение основных нагрузок на плотину

6.5.1.1 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующих сил $G_{пл}$ и $G_{б}$ определяются в программе AutoCAD: $S_{пл} = 666,83 \text{ м}^2$, $S_{б} = 857,16 \text{ м}^2$.

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

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{б}}{b + \delta_{б}} = \frac{666,83 \cdot 10 \cdot 9,81 \cdot 2400}{8+3} = 11418,01 \text{ кН/м}, \quad (6.52)$$

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

b - ширина пролёта;

$\delta_{б}$ - толщина быка;

$\rho_{б}$ - плотность бетона (класс бетона В10).

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_{б} = \frac{S_{б} \cdot \delta_{б} \cdot \rho_{б} \cdot g}{b + \delta_{б}} = \frac{857,16 \cdot 3 \cdot 2400 \cdot 9,81}{8+3} = 5503,92 \text{ кН/м}. \quad (6.53)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.54)$$

где f - площадь затвора.

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (428,00 - 423,00 + 0,5) \cdot 8 = 44 \text{ м}^2$$

$$Q_3 = 0,055 \cdot 44 \cdot \sqrt{44} \cdot 9,81 = 157,47 \text{ кН}$$

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

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_B} = \frac{157,47}{8 + 3} = 14,32 \text{ кН/м.} \quad (6.55)$$

6.5.1.2 Сила гидростатического давления воды

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

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

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 41,5^2}{2} = 8447,64 \text{ кН/м,} \quad (6.56)$$

где $h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 427,00 - 385,50 = 41,5 \text{ м.}$

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 4,40^2}{2} = 94,96 \text{ кН/м,} \quad (6.57)$$

где $h_2 = \nabla\text{УНБ}_{\min} - \nabla\text{ПОД} = 389,90 - 385,50 = 4,40 \text{ м.}$

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа определяется площадью поперечного сечения тела давления от УНБ до фундаментной плиты:

$$W_H = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^H = 1000 \cdot 9,81 \cdot 9,43 = 92,54 \text{ кН/м,} \quad (6.58)$$

где $S_{\text{ЭП}}^H = 9,43 \text{ м}^2$ - площадь поперечного сечения тела давления, определена с помощью программы AutoCAD.

6.5.1.3 Равнодействующая взвешивающего давления

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

$$p_{\text{ВЗВ}} = \rho_w \cdot g \cdot h_1 = 1000 \cdot 9,81 \cdot 4,40 = 34,43 \text{ кН,} \quad (6.59)$$

где $h_1 = \nabla\text{УНБ}_{\min} - \nabla\text{ПОД} = 389,90 - 385,50 = 4,40$ м.

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}} \cdot \rho_w \cdot g = 127,82 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 1253,91 \text{ кН/м}, \quad (6.60)$$

где $S_{\text{эп}} = h_1 \cdot B_n = 4,40 \cdot 29,1 = 127,82 \text{ м}^2$.

6.5.1.4 Сила фильтрационного давления

По СП [8] представлены приведенные к действующему напору значения напора по оси цементационной завесы и дренажа при основном сочетании нагрузок.

Эпюра фильтрационного противодействия представлена в приложении 2. Геометрические параметры эпюры фильтрации.

Напор на сооружении:

$$H_d = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{УНБ} = 427,00 - 389,90 = 37,10 \text{ м}. \quad (6.61)$$

Для плотин II класса с цементационной завесой:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,40; \quad (6.62)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,15; \quad (6.63)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 37,10 = 14,84 \text{ м}; \quad (6.64)$$

$$H_{dr} = 0,15 \cdot H_d = 0,15 \cdot 37,10 = 5,57 \text{ м}. \quad (6.65)$$

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

$$S_{\text{эп}} = 185,38 \text{ м}^2.$$

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

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}}; \quad (6.66)$$

$$W_{\phi} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 185,38 = 1818,58 \text{ кН/м}.$$

6.5.1.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 9,81 \text{ кН/м}^2, \quad (6.67)$$

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

h_H - толщина слоя наносов, принимаем $h_H = 2 \text{ м}$;

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

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_H = \frac{h_H \cdot p_H}{2} = \frac{2 \cdot 9,81}{2} = 9,81 \text{ кН/м}. \quad (6.68)$$

Давление грунта:

$$p'_{гр} = \gamma_H h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right); \quad (6.69)$$

$$p'_{гр} = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 120 \cdot tg \left(45 - \frac{36,5}{2} \right) = -115,89 \text{ кН/м}^2,$$

где c - сцепление грунта, 120 кН/м^2

Удельный вес взвешенного грунта:

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \cdot \gamma_w = 25,5 - (1 - 0,5) \cdot 9,81 = 20,60 \text{ кН/м}^3, \quad (6.70)$$

где $\gamma_{гр}$ - удельный вес сухого грунта равный $25,5 \text{ кН/м}^3$;

n_0 - пористость сухого грунта, $0,5$;

γ_w - удельный вес воды, $9,81 \text{ кН/м}^3$

Давление в точке на нижней границе слоя грунта, где действуют и вес наносов, и вес грунта:

$$p''_{гр} = (\gamma_H h_H + \gamma_{гр}^{взв} h_{гр}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right); \quad (6.71)$$

$$p''_{гр} = (10 \cdot 2 + 20,60 \cdot 1,5) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 120 \cdot tg \left(45 - \frac{36,5}{2} \right) = -108,04 \text{ кН/м}^2,$$

где $h_{гр} = 1,5 \text{ м}$ - толщина слоя грунта.

Равнодействующая активного давления грунта на 1 п. м. длины плотины:

$$E_{ав} = \frac{p'_{гр} + p''_{гр}}{2} \cdot h_{гр} = \frac{-115,89 - 108,04}{2} \cdot 1,5 = -167,95 \text{ кН/м}. \quad (6.72)$$

Так как значение активного давления по результатам расчетов получилось отрицательным, то в дальнейших расчетах активное давление грунта учитываться не будет.

Пассивное давление грунта основания на плотину со стороны нижнего бьефа отсутствует.

6.5.1.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном и поверочном случаях определена упрощённо по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right); \quad (6.73)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,47 \cdot \left(\frac{5,26}{3,14} + \frac{0,13}{2} \right) = 4,02 \frac{\text{кН}}{\text{м}};$$

где $h_{1\%}$ - высота волны 1%-ой обеспеченности;

$\bar{\lambda}$ - средняя длина волны.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,47^2}{5,26} = 0,13 \text{ м.} \quad (6.74)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{5,26}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 0,47 = 0,66 \text{ м.} \quad (6.75)$$

6.5.2 Оценка прочности плотины

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

Для удобства расчётов составлена таблица 5.1, в которой занесены все нагрузки, умноженные на соответствующий коэффициент надёжности по нагрузке γ_f [4]. В приведённых формулах изгибающий момент относительно середины расчётного сечения по часовой стрелке принят со знаком «плюс», против часовой стрелки – со знаком «минус»; нормальные растягивающие силы и напряжения со знаком «плюс», сжимающие – со знаком «минус». Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 6.1 - Основные нагрузки на плотину

Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН · м
T_B	1,0	→	8447,64	12,8333	108411,05
T_H	1,0	←	94,96	1,4667	-139,28
G_B	0,95	↓	5228,72	7,64	-39953,86
$G_{пл}$	0,95	↓	10847,11	5,17	-56096,93
$W_{ВЗВ}$	1,0	↑	1253,91	0	0,00
W_ϕ	1,0	↑	1818,58	7,8962	14359,85
E_H	1,2	→	11,77	3,27	38,48
$W_{волн}$	1,0	→	4,02	40,84	164,10
W_H	1,0	↓	92,54	12,74	1178,91
q_3	0,9	↓	12,88	12,35	-159,12
		$\Sigma \updownarrow$	19253,74	ΣM	36250,84

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

- для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{19253,74}{29,1} + \frac{6 \cdot 36250,84}{29,1^2} = -405,04 \text{ кН/м}^2; \quad (6.76)$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2); \quad (6.77)$$

$$\sigma_x^u = -405,04 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 41,5 \cdot (1 - 0^2) = -407,12 \text{ кН/м}^2;$$

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

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 427,00 - 385,50 = 41,5 \text{ м}$ - напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \text{tg } \alpha_1$, где α_1 - угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\text{tg } \alpha_1 = 0$.

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (9,81 \cdot 41,5 + (-405,04)) \cdot 0 = 0; \quad (6.78)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2; \quad (6.79)$$

$$\sigma_1^u = -405,04 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 41,5 \cdot 0^2 = -405,04 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2};$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 41,5 = -407,12 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.80)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{19253,74}{29,1} - \frac{6 \cdot 36250,84}{29,1^2} = -920,52 \text{ кН/м}^2; \quad (6.81)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2); \quad (6.82)$$

$$\sigma_x^t = -920,52 \cdot 0,47^2 - 9,81 \cdot 4,40 \cdot (1 - 0,47^2) = -233,94 \text{ кН/м}^2;$$

где $H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{\min} - \nabla \text{ПОД} = 389,90 - 385,50 = 4,40 \text{ м}$ - напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$m_t = \text{tg } \alpha_2 = \text{tg } 25^\circ = 0,47, \quad (6.83)$$

где $\alpha_2 = 25^\circ$ - угол между низовой гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t; \quad (6.84)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 4,40 - 920,52) \cdot 0,47 = 409,12 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2; \quad (6.85)$$

$$\sigma_3^t = -920,52 \cdot (1 + 0,47^2) + 9,81 \cdot 4,40 \cdot 0,47^2 = -1111,29 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t; \quad (6.86)$$

$$\sigma_1^t = -9,81 \cdot 4,40 = -43,16 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2};$$

где $\sigma_y^u, \sigma_x^u, \sigma_y^t, \sigma_x^t$ - нормальные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно у верхней и нижней граней, кПа;

τ_{xy}^u, τ_{xy}^t - касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно у верхней и нижней граней, кПа;

$\sigma_1^u, \sigma_3^u, \sigma_1^t, \sigma_3^t$ - главные напряжения, соответственно у верхней и нижней граней, кПа;

N - сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M - сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

b - ширина подошвы плотины.

Расчёт краевых напряжений представлен в таблице 6.2.

Таблица 6.2 - Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y, \text{кН/м}^2$	-405,04	-920,52
$\sigma_x, \text{кН/м}^2$	-407,12	-233,94
$\tau_{xy}, \text{кН/м}^2$	0	409,12
$\sigma_1, \text{кН/м}^2$	-405,04	-43,16
$\sigma_3, \text{кН/м}^2$	-407,12	-1111,29

6.5.3 Критерии прочности плотины и её основания

Проверка выполнения условий, полученных напряжений для основного сочетания нагрузок.

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.87)$$

где $\gamma_n = 1,2$ - коэффициент надёжности по ответственности;

$\gamma_{lc} = 1,0$ - коэффициент сочетания нагрузок [4, п. 8.16];

$R_b = 7,5$ МПа - расчётное сопротивление бетона сжатию для класса В10;

$\gamma_{cd} = 0,95$ - коэффициент условия работы [8, таблица 6];

$$1,2 \cdot 1,0 \cdot |-1111,29| \leq 0,95 \cdot 7,5;$$

$$1,33 \text{ кН/м}^2 \leq 7,12 \text{ кН/м}^2.$$

2. Отсутствие растягивающих напряжений на верховой грани плотины:

$$\sigma_y^u < 0; \quad (6.88)$$

$$-405,04 \text{ кПа} < 0.$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u; \quad (6.89)$$

$$405,04 \text{ кПа} \geq 101,78 \text{ кПа}.$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

6.5.4 Обоснование устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях определяется несущей способностью основания, т.е. его сопротивлением сдвигу сооружения.

Плотины рассчитывают на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.90)$$

где $\gamma_n = 1,2$ - коэффициент надёжности по ответственности сооружения [4];

$\gamma_{lc} = 1,0$ - коэффициент сочетания нагрузок [4];

$\gamma_c = 0,95$ - коэффициент условий работы [8];

R - расчётное значение обобщённой несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу);

F - сдвигающая сила.

$$R = (G_{пл} + G_6 + q_3 - W_\phi - W_{взв} + W_H) \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega, \quad (6.91)$$

где $\gamma_c = 0,7$ - коэффициент условия работы для пассивного давления грунта;

$\omega = 29,1$ - горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 п.м.

$$R = (10847,11 + 5228,72 + 12,88 - 1818,58 - 1253,91 + 92,54) \cdot \operatorname{tg} 36,5^\circ + 120 \cdot 29,1 = 13185,97 \text{ кН};$$

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H + E_{ав}; \quad (6.92)$$

$$F = 8447,64 - 95,96 + 4,02 + 11,77 + 0 = 8368,46 \text{ кН};$$

$$\frac{13185,97 \cdot 0,95}{8368,46 \cdot 1,0} = 1,50 \geq 1,2.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

7 Охрана труда, пожарная безопасность, охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

В соответствии с Федеральным законом «О безопасности гидротехнических сооружений» от 21 июля 1997 г. N 117-ФЗ безопасность гидротехнических сооружений Чиркатской ГЭС обеспечивается в процессе проектирования, строительства, капитального ремонта, эксплуатации, реконструкции, консервация и ликвидация гидротехнических сооружений.

Сведения о гидротехнических сооружениях Чиркатской ГЭС после завершения ее строительства вносятся в Российский реестр гидротехнических сооружений после утверждения декларации безопасности гидротехнического сооружения. При внесении в Реестр сведений о гидротехнических сооружениях Чиркатского гидроузла присваивается II класс опасности - гидротехническое сооружение высокой опасности.

В соответствии с федеральным законом "О безопасности гидротехнических сооружений" от 21.07.1997 N 117-ФЗ обеспечение безопасности гидротехнических сооружений осуществляется на основании следующих общих требований:

- обеспечение приемлемого уровня риска аварий гидротехнических сооружений;
- представление деклараций безопасности гидротехнических сооружений;
- осуществление федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений;
- бесперебойность работы гидротехнических сооружений;
- осуществление мероприятий по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений, в том числе установление критериев их безопасности, оснащение гидротехнических сооружений техническими средствами в целях постоянного контроля за их состоянием, обеспечение необходимой квалификации рабочих, обслуживающих гидротехническое сооружение;
- необходимость заблаговременного проведения комплекса мероприятий по максимальному уменьшению риска возникновения чрезвычайных ситуаций на гидротехнических сооружениях;
- ответственность за действия (бездействие), которые повлекли за собой снижение безопасности гидротехнических сооружений ниже допустимого уровня.

При строительстве и эксплуатации гидротехнических сооружений Чиркатского гидроузла для обеспечения их безопасности должны выполняться следующие требования:

- обеспечить техническое обслуживание, эксплуатационный контроль и текущий ремонт;
- обеспечивать контроль (мониторинг) за показателями состояния гидротехнических сооружений, природных и техногенных воздействий и на основании полученных данных осуществлять оценку безопасности

гидротехнического сооружения, в том числе регулярную оценку безопасности гидротехнического сооружения, вредных природных и техногенных воздействий, результатов хозяйственной и иной деятельности, в том числе деятельности, связанной со строительством и эксплуатацией объектов ниже и выше гидротехнического сооружения;

- обеспечивать разработку и своевременное уточнение критериев безопасности гидротехнического сооружения, а также правил его эксплуатации, требования к содержанию которых устанавливаются федеральными органами исполнительной власти в соответствии с их компетенцией;

- развивать системы контроля за состоянием гидротехнического сооружения;

- систематически анализировать причины снижения безопасности гидротехнического сооружения и своевременно осуществлять разработку и реализацию мер по обеспечению технически исправного состояния гидротехнического сооружения и его безопасности, а также по предотвращению аварии гидротехнического сооружения;

- обеспечивать проведение регулярных обследований гидротехнического сооружения;

- создавать финансовые и материальные резервы, предназначенные для ликвидации аварии гидротехнического сооружения, в порядке, установленном Правительством Российской Федерации для создания и использования резервов материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;

- организовывать эксплуатацию гидротехнического сооружения в соответствии с разработанными и согласованными с федеральными органами исполнительной власти, уполномоченными на проведение федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений, правилами эксплуатации гидротехнического сооружения и обеспечивать соответствующую обязательным требованиям квалификацию работников;

- создавать и поддерживать в состоянии готовности локальные системы оповещения;

- содействовать федеральным органам исполнительной власти, уполномоченным на проведение федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений, в реализации их функций;

- совместно с органами местного самоуправления информировать население о вопросах безопасности гидротехнических сооружений;

- финансировать мероприятия по эксплуатации гидротехнического сооружения, обеспечению его безопасности, а также работы по предотвращению и ликвидации последствий аварий гидротехнического сооружения;

- заключать договор обязательного страхования гражданской ответственности в соответствии с законодательством Российской Федерации об

обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте;

- осуществлять капитальный ремонт, реконструкцию, консервацию и ликвидацию гидротехнического сооружения в случае его несоответствия обязательным требованиям;

- обеспечивать внесение в Регистр сведений о гидротехническом сооружении;

- обеспечивать проведение аттестации работников по вопросам безопасности гидротехнических сооружений в случаях, предусмотренных настоящим Федеральным законом.

Работники, в том числе руководители, в целях подтверждения знания обязательных требований к обеспечению безопасности гидротехнических сооружений обязаны не реже одного раза в пять лет проходить аттестацию по вопросам безопасности гидротехнических сооружений. Аттестация работников по вопросам безопасности гидротехнических сооружений проводится в объеме требований к обеспечению безопасности гидротехнических сооружений, необходимых для исполнения ими трудовых обязанностей.

7.2 Охрана труда

7.2.1 Общие положения

Сооружения и оборудование Чиркатской ГЭС должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда. При этом обязательно предусматривается защита работников и в зонах возможного затопления ГЭС. На случаи возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к реализации предварительно разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС. Для таких случаев должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных (аварийно-спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала.

Для Чиркатской ГЭС должны быть разработаны схемы и пути эвакуации работников из зон расчетно-возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения. Экспликация планы эвакуации должны быть вывешены на видных местах. Экспликация при отключении основного освещения должны подсвечиваться от резервных автономных источников питания. Эвакуационные выходы должны быть оснащены видимыми при отключении основного освещения водонепроницаемыми указателями с автономными источниками питания.

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.

При этом в помещениях должны быть предусмотрены расчетно-необходимые запасы питьевой воды, СИЗ и дыхательных смесей, соответствующее обустройство санитарно-бытовыми устройствами и дистанционными средствами связи.

На Чиркатской ГЭС и должны обеспечиваться:

- проведение инструктажей и тренировок для отработки навыков по эвакуации работников в случае появления угрозы затопления или обрушения грунта, по применению и пользованию автономных установок жизнеобеспечения, безопасных помещений, способных защитить работников в случае затопления помещений здания ГЭС, а также навыков по закрытию вручную затворов на гребне плотины и дверей в безопасных (аварийно-спасательных) помещениях.

На Чиркатской ГЭС 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;
- соблюдения работниками норм охраны и безопасности труда;
- правильным, по назначению, использованием работниками предохранительных приспособлений, спецодежды и других в зависимости от характера выполняемых работ.

На Чиркатской ГЭС должен быть оборудован кабинет или уголок охраны труда и безопасности с иллюстративным материалом по тематике охраны труда и безопасного производства работ.

На каждом рабочем месте должны быть производственные и должностные инструкции и инструкции по охране труда в объеме, обязательном для данной должности или профессии.

7.2.2 Требования к персоналу

Весь персонал Чиркатской ГЭС должен быть обеспечен спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ согласно ГОСТ 12.4.011 и обязан пользоваться ими во время работы.

Обеспечение средствами индивидуальной защиты (специальной одеждой, специальной обувью, средствами защиты головы, лица, рук, глаз, органов дыхания и слуха) работников соответствующих профессий и должностей с учетом особенностей и условий выполняемых ими работ, должно осуществляться согласно коллективному договору, но в не меньших номенклатуре, объемах и сроках пользования, определенных государственными

правилами и нормами обеспечения работников этими средствами индивидуальной защиты.

Средства индивидуальной защиты должны применяться работником в четком соответствии с указаниями и инструкциями их изготовителей. При неиспользовании СИЗ по назначению, работник не допускается к работе.

Проверка знаний по оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве должна проводиться при периодической проверке знаний правил и инструкций по охране труда и безопасности.

Ежегодно, с применением современных тренажеров, должно проводиться обучение персонала приемам реанимации, отработка навыков по эвакуации работников в случае появления угрозы затопления или обрушения грунта, по применению и пользованию автономных установок жизнеобеспечения, безопасных помещений, способных защитить работников в случае затопления помещений здания ГЭС, по закрытия вручную затворов на гребне плотины и дверей в безопасных (аварийно-спасательных) помещениях,

7.3 Пожарная безопасность

7.3.1 Общие требования пожарной безопасности

Основы пожарной безопасности в Российской Федерации законодательно закреплены в Федеральном законе от 21.12.1994 № 69-ФЗ. Требования к пожарной безопасности изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние Чиркатской ГЭС возлагается на руководителя станции.

Чиркатская ГЭС должна быть оборудована системой пожаротушения, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Руководитель Чиркатской 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 работник Чиркатской 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 Чиркатской 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;

- специальную подготовку;

- проведение противопожарных тренировок;

- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;

- изучение и проверку 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

Объектами водяного пожаротушения Чиркатской ГЭС являются:

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

Повреждение в генераторах, 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 и осуществляют пуск автоматической системы пожаротушения. 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 Чиркатской 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 Чиркатской ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковые устройства. 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 Пожарная безопасность аккумуляторных установок

На двери помещения аккумуляторной должны быть нанесены соответствующие надписи: «Аккумуляторная», «Огнеопасно», «С огнем не

входить», «Курить запрещено», «Осторожно. Аккумуляторные батареи», либо соответствующие запрещающие и предписывающие знаки безопасности.

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.

В помещениях аккумуляторных батарей должно регулярно проверяться состояние приточно-вытяжной вентиляции, которая блокируется с зарядным устройством и обеспечивает номинальный режим работы.

Полы и стеллажи для установки стационарных аккумуляторов должны быть выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ и технических условий.

При реконструкции аккумуляторной батареи помещение может отапливаться калориферным устройством, располагаемым вне этого помещения, с применением устройств против заноса искр через вентиляционные каналы. Трубопроводы парового или водяного отопления аккумуляторных помещений должны соединяться на сварке. Запрещаются фланцевые соединения и установка вентиляей.

Ремонт и хранение кислотных и щелочных аккумуляторов должны осуществляться в разных помещениях.

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.

При естественном освещении помещения аккумуляторных батарей стекла окон должны быть матовыми или покрываться белой клеевой краской, стойкой к агрессивной среде.

Работы с использованием паяльных ламп в помещениях аккумуляторных батарей должны проводиться после прекращения зарядки батареи при условии тщательного проветривания и анализа воздушной среды.

Запрещается непосредственно в помещениях аккумуляторных батарей курить, хранить кислоты и щелочи в количествах, превышающих односменную потребность, оставлять спецодежду, посторонние предметы и стораемые материалы.

7.4 Мероприятия по охране окружающей среды

7.4.1 Общие сведения о районе строительства

Чиркатский гидроузел расположен в Республике Дагестан на реке Андийское койсу в 5 км выше по течению от села Чирката.

Андийское Койсу являющаяся левой составляющей реки Сулак, образуется от слияния рек Пирикительская Алазани и Тушетская Алазани, берущих начало в горной Тушетии (Грузия). В 6 км восточнее села Чирката сливается с рекой Аварское Койсу, образуя реку Сулак. Длина реки от слияния двух рек составляет 144 км (от истока Тушетской Алазани — 192 км), полное падение — 2500 м, площадь водосбора — 4810 км², средняя высота — 2140 м. площадь оледенения в бассейне реки составляет 14 км². Ледники распространены в более высоких частях Богосского, Пирикетельского и Снегового хребтов.

Климат в районе, где планируется строительство Чиркатской ГЭС, умеренно-континентальный. В горной части температура падает, а влажность повышается в зависимости от высоты. В южной и прибрежной зонах климат от умеренного до субтропического. Средние температуры января колеблются от +4°С в долинах до -11°С в высокогорьях, июля от +30°С в долинах до +8°С в высокогорьях. Годовое количество осадков составляет 200-300 и 600-800 мм соответственно.

Основными загрязняющими веществами, поступающими в реку со сточными водами промышленных предприятий, предприятий коммунального хозяйства и с ливневыми водами с территорий населенных пунктов, являются: нефтепродукты, нитриты, нитраты, фосфаты.

7.4.2 Охрана окружающей среды в период строительства

При строительстве Чиркатского ГУ выполняются следующие виды работ:

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

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

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;

- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

- формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
- изменение процессов переноса и седиментации наносов;
- формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды реки Андийское койсу в нижнем бьефе Чиркатского гидроузла;
- формирование нового гидробиологического режима и изменение биологической продуктивности водного объекта из-за смены речного типа экосистемы на озерный.

В соответствии с требованиями СанПиН 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» от 01.07.1985 в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- произвести очистку территории от остатков строений и мусора;
- вывезти нечистоты из уборных, бытовые отходы;
- произвести санитарную очистку территорий животноводческих объектов;
- произвести засыпку искусственных углублений и тампонаж скважин;

Помимо этого, требуется произвести очистку ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, предусматриваются:

- технические мероприятия, исключаящие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

7.4.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СанПиН 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» от 01.07.1985, в соответствии с которыми:

-разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора;

- состав и объемы работ по подготовке ложа водохранилища и зоны затопления определяются в разделе "Санитарно-технические условия по подготовке ложа водохранилища", представляемого на согласование в составе материалов по выбору площадок для строительства;

- мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ. Указанные материалы должны приводиться в соответствующих разделах проекта. работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища;

- работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища;

- мероприятия, предусмотренные проектом для достижения нормативных показателей качества воды в водохранилище и нижнем бьефе, должны осуществляться с опережением сроков возведения основных гидротехнических сооружений и завершиться до начала заполнения водохранилища.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления. Все населенные пункты, предприятия, здания и сооружения, расположенные в зонах постоянного и временного затопления (в период половодий и зимних зарегулированных уровней в нижних бьефах), подтопления и берегообрушения подлежат переносу или инженерной защите в соответствии с требованиями СНиП П-60-75 «Планировка и застройка городов, поселков и сельских населенных пунктов» и СНиП 2.06.15-85 «Инженерная защита территории от затопления и подтопления».

В СанПиН 3907-85 указываются следующие мероприятия по санитарной подготовке территории затопления:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, подлежащих выносу, а также мест массивного загрязнения;

- очистка от древесной и кустарниковой растительности;

- мероприятия в местах захоронений;

- подготовка прибрежных участков водохранилищ около населенных пунктов – санитарных зон.

В санитарную очистку территории включается:

- на территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения, выступающие над землей более чем на 50 см (0,5 м). Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте, металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки;

- нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки на специально отведенные участки или специальные сооружения по обеззараживанию и переработке;

- санитарная очистка территории животноводческих объектов, а также предприятия по хранению и обработке сырья животного происхождения, попадающих в зону затопления, подтопления и берегообрушения, проводится следующим образом: навоз, навозные стоки и мусор обеззараживаются одним из методов, предусмотренных Общесоюзными нормами технологического проектирования систем удаления, обработки, обеззараживания, хранения, подготовки и использования навоза и помета (ОНТП17-81), после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля; почва животноводческих помещений, загонов, выгульных дворов и др. прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами соли гипохлорита кальция (ДТС ГК) или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления, подтопления и берегообрушения и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2 м;

- очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию. Места расположения указанных сооружений должны быть перепаханы в зоне мертвого объема не позднее, чем за один весенне-летний сезон до заполнения водохранилища. В зоне сработки водохранилища, подтопления и берегообрушения на территории указанных сооружений необходимо производить выемку слоя загрязненного грунта до чистого, с вывозом его за пределы территории прогнозируемого подтопления и берегообрушения с последующим обеззараживанием территории сухой хлорной известью с засыпкой чистым грунтом;

- очистка территории после переноса промышленных предприятий производится с учетом тех же требований, что и для населенных пунктов;

- скважины (артезианские, геологоразведочные, нефтяные и другие) как функционирующие, так и нефункционирующие попадающие в зону санитарной очистки, подлежат засыпке или тампонажу.

При подготовке ложа водохранилища к затоплению будет производиться очистка от древесной и кустарниковой растительности. Лесосводка будет производиться в объеме порядка 14 тыс. м³. Лесоочистка будет производиться в объеме порядка 7,3 тыс. м³.

Так как в зону затопления не попадают места захоронений, населенные пункты, предприятия и др. сооружения, подлежащие выносу, в мероприятиях по их санитарной очистке нет необходимости.

7.4.4 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительного-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме.

Код отходов по ФККО 2020 – 8 22 201 01 21 5. Масса отходов (M) может быть рассчитана по формуле (7.1):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}, \quad (7.1)$$

где N – объем бетонных работ, м³;

$q = 1,8\%$ - удельный норматив образования отходов, %;

$\rho = 2,5 \text{ т/м}^3$ - плотность бетона, т/м³.

Объем бетонных работ для Чиркатской ГЭС составляет 503737 м³, тогда, согласно (7.1), масса отходов составит:

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{503737 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 22668 \text{ т}.$$

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

Код отходов по ФККО 2020 – 4 61 010 01 20 5. Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением Ж РДС 82-202-96. Норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

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

где N - количество арматуры, т;

q - удельный норматив образования, %;

$\rho = 2,0 \text{ т/м}^3$ - удельный вес арматуры, т/м³.

Количество арматуры, укладываемой в бетон при строительстве Чиркатской ГЭС, составляет 3945 т. Тогда, согласно формуле (7.3), масса отходов арматуры составит:

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{3945 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 78,9 \text{ т}. \quad (7.3)$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 22668 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 78,9 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

7.4.5 Охрана окружающей среды в период эксплуатации

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

1. сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
2. выбросами в атмосферу от:
 - периодического опробования дизель – генераторов;
 - сварочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
 - окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
3. образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
4. на среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

1. регулирование водным режимом водотока;
2. очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. при проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что на расстоянии 5 км от Чиркатской ГЭС ниже по течению находится населенный пункт – с. Чирката, согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» от 25.09.2007 требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СанПиН 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения» от 14.03.2002 требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Андийское койсу от сбросов Чиркатской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны (ЗСО) источников питьевого водоснабжения, в пределах промплощадок объектов Чиркатской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02:

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;
- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора.

8 Технико-экономические показатели

8.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования. Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации приведена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 - Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2028	2029	2030	2031	2032
Установленная мощность	МВт	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000,0 0	4000,0 0	4000,0 0	4000,0 0	4000,0 0
Выработка электроэнергии	МВт·ч	600000	600000	600000	600000	600000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	6000,0 0	6000,0 0	6000,0 0	6000,0 0	6000,0 0
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	594000	594000	594000	594000	594000
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1688,8 7	1719,8 9	1738,8 9	1756,9 3	1774,0 1
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	1003,1 9	1021,6 1	1032,9 0	1043,6 2	1053,7 6
НДС к выручке	млн.руб	167,20	170,27	172,15	173,94	175,63

Данные, полученные в результате расчётов, показывают, что при постоянном объеме продаж электроэнергии полученная выручка возрастает. Это связано прежде всего с ростом тарифов на электроэнергию

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 ДЗООАО «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 средне-срочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств м незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,02%.

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	733,7
Прочие	274,0	787,75
Итого по ГЭС		1521,45

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

Этапы жизненного цикла проекта (лет)	1-5	6-15	16-25	более 25
Величина, %	0,12	0,17	0,3	0,4

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	389,22
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097тыс.руб/Мвт*ч	27,25
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/Мвт*ч	7,90
Итого		424,37

Налог на воду в расчёте на 1 тыс. кВт · ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ (ЕСУ ПАО «РусГидро») для реки Паша составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 - Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2036	2037	2038	2039	2040
Амортизационные отчисления, млн.руб.	638,94	648,98	573,81	479,33	475,99
Расходы на страхование, млн.руб.	6,12	18,96	31,75	44,59	58,35
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	79,38	79,38	79,38	79,38	79,38
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	1,08	5,92	9,92	13,93	18,23
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	22,14	22,14	22,14	22,14	22,14

Окончание таблицы 8.5

Наименование	Год реализации проекта				
	2036	2037	2038	2039	2040
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	22,14	22,14	22,14	22,14	22,14
Налог на воду, млн.руб.	6,22	6,22	6,22	6,22	6,22
Итого, млн.руб.	753,88	781,60	723,27	645,60	660,32

Из полученных данных можно сделать вывод, что основную часть затрат по гидроузлу в первые годы эксплуатации занимают эксплуатационные затраты и амортизационные отчисления.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы на рисунок 8.1.



Рисунок 8.1 - Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Из рисунка 8.1 видно, что в процентном соотношении можно сделать аналогичный с таблицей 1.5 вывод. Амортизационные отчисления являются основным источником затрат (68%), эксплуатационные затраты и расходы на страхования (12 %), следом идут расходы на услуги регулирующих компаний (7 %), налог на воду составил всего 1%.

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				
	2030	2031	2032	2033	2034
Налог на прибыль, млн.руб.	307,86	293,81	298,61	291,31	272,77
НДС, млн.руб.	19,20	325,50	348,41	196,18	248,55
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75
Налог на имущество, млн.руб.	73,70	96,14	85,96	86,65	111,34
Итого, млн.руб.	403,51	718,19	735,73	576,89	635,41

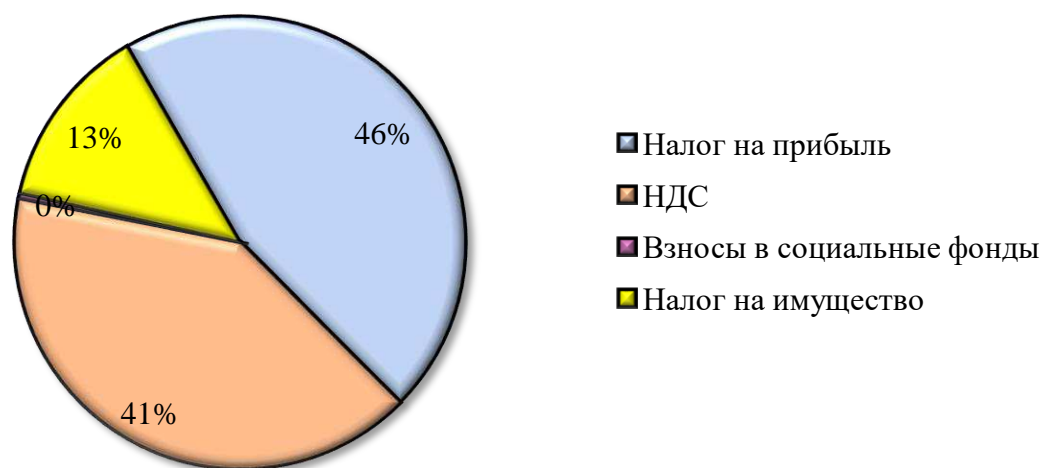


Рисунок 8.2 - Структура налогов, %

Расчетные данные показывают, что основные налоговые отчисления приходятся на налог на добавленную стоимость (НДС). Также видно, что на

взносы в социальные фонды и на налог на прибыль приходится значительная часть расходов ГЭС, налог на имущество составил меньше процента.

8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным 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				
	2027	2028	2029	2030	2031
Выручка (нетто), млн.руб.	1346,08	1867,29	1902,79	1919,88	1940,01
Текущие расходы, млн.руб.	147,58	262,33	348,84	419,59	433,93
ЕВИТ(прибыль до налогообложения), млн.руб.	1350,79	1873,51	1909,01	1926,10	1946,23
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	1080,30	1594,38	1522,89	1473,20	1493,79
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	147,27	312,63	307,86	293,81	298,61
Ставка налога на прибыль	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00

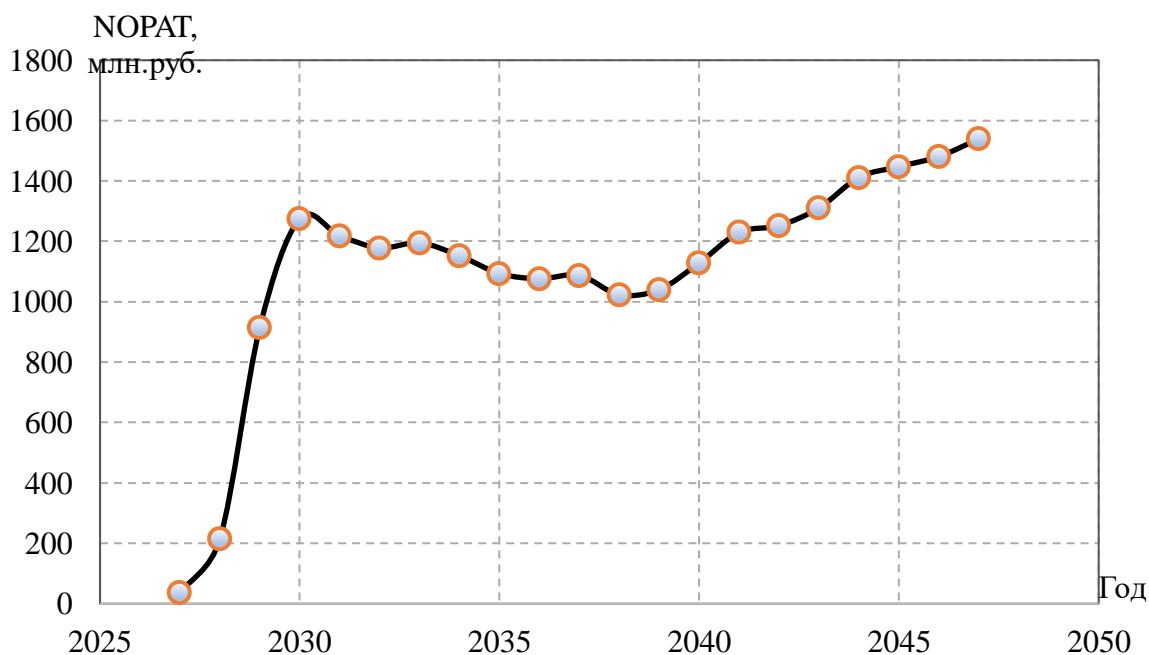


Рисунок 8.3 - Изменение суммы чистой прибыли по проекту в первые годы эксплуатации, млн. руб.

8.5 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 08.02.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Чиркатской ГЭС составляет 25 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2022 года без учета геополитических изменений после 24 февраля 2022 года.
- 3) 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 «Чиркатской ГЭС на реке Андийское койсу»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPВ, мес	167
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	423,14

Окончание таблицы 8.8

Наименование	Значение
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,13
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	12,83
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	0,8
Удельные кап. вложения	125294.4

По данным таблицы видно, что доход на конец расчетного периода составит почти 423,14 млн. руб. Полученная величина себестоимости электроэнергии - 0,8 руб./кВт·ч, что ниже предписанного ЕСУ ОАО «РусГидро». Это свидетельствует об эффективности инвестиций в строительство ГЭС.

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	2023	2024	2025	2026	2027
В федеральный бюджет, млн.руб	195,56	195,56	310,61	371,10	649,77
В региональный бюджет, млн.руб	69,43	62,96	73,70	96,14	85,96
Итого налоговых поступлений, млн.руб	69,43	258,52	384,31	467,23	735,73

Налоговым законодательством РФ предусмотрены налоги и сборы, которые подлежат перечислению в федеральный и региональный бюджеты. Каждый из них служит для выполнения соответствующих функций. В связи с увеличением прибыли, которая растёт с каждым годом реализации проекта, увеличиваются и налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты (таблица 4.2).

Проект «Чиркатской ГЭС на реке Андийское койсу», с установленной мощностью 150 МВт экономически оправдан, т.к. показатель чистого приведенного дохода инвестиционного проекта $NPV > 0$.

Проект окупится еще до его окончания, так как срок проекта составляет 300 месяца (25лет), а период окупаемости – 167 месяцев (13 лет и 11 месяца), что является приемлемым для электростанций.

График денежных потоков с укрупненными этапами реализации проекта представлен на рисунке 8.3.



Рисунок 8.4 - График денежных потоков с укрупненными этапами реализации проекта

9 Выключатели присоединений распределительных устройств главной схемы выдачи мощности ГЭС. Типы и конструктивное исполнение (масляные, воздушные, элегазовые)

9.1 Выключатели присоединений распределительных устройств главной схемы выдачи мощности ГЭС

9.1.1 Общие сведения

Главная схема (ГС) электрических соединений энергообъекта - это совокупность основного электротехнического оборудования, коммутационной аппаратуры и токоведущих частей, отражающая порядок их соединения между собой.

В общем случае элементы главной схемы электрических соединений можно разделить на две части:

1) внешние присоединения (далее в тексте - Присоединения) - генераторы, блоки «генератор-трансформатор», трансформаторы, автотрансформаторы, линии электропередачи, шунтирующие реакторы;

2) внутренние элементы, которые в свою очередь делятся на:

- схемообразующие - элементы, образующие структуру схемы: коммутационная аппаратура (выключатели, разъединители, отделители и т.п.), токоведущие части (сборные шины, участки токопроводов), токоограничивающие реакторы;

- вспомогательные - элементы, предназначенные для обеспечения нормальной работы ГС: трансформаторы тока, напряжения, разрядники и т.п.

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части электростанции (подстанции), так как он определяет полный состав элементов и связей между ними. Выбранная главная схема является исходной при составлении принципиальных схем электрических соединений, схем собственных нужд, схем вторичных соединений, монтажных схем и т. д.

На чертеже главные схемы изображаются в однолинейном исполнении при отключенном положении всех элементов установки. В некоторых случаях допускается изображать отдельные элементы схемы в рабочем положении.

Все элементы схемы и связи между ними изображаются в соответствии со стандартами единой системы конструкторской документации (ЕСКД).

В условиях эксплуатации наряду с принципиальной, главной схемой применяются упрощенные оперативные схемы, в которых указывается только основное оборудование. Дежурный персонал каждой смены заполняет оперативную схему и вносит в нее необходимые изменения в части положения выключателей и разъединителей, происходящие во время дежурства.

При проектировании электроустановки до разработки главной схемы составляется структурная схема выдачи электроэнергии (мощности), на которой показываются основные функциональные части электроустановки (распределительные устройства, трансформаторы, генераторы) и связи между

ними. Структурные схемы служат для дальнейшей разработки более подробных и полных принципиальных схем, а также для общего ознакомления с работой электроустановки.

При выборе схем электроустановок должны учитываться следующие факторы:

Значение и роль электростанции или подстанции для энергосистемы. Электростанции, работающие параллельно в энергосистеме, существенно различаются по своему назначению. Одни из них, базисные, несут основную нагрузку, другие, пиковые, работают неполные сутки во время максимальных нагрузок, третьи несут электрическую нагрузку, определяемую их тепловыми потребителями (ТЭЦ). Разное назначение электростанций определяет целесообразность применения разных схем электрических соединений даже в том случае, когда количество присоединений одно и то же.

Подстанции могут предназначаться для питания отдельных потребителей или крупного района, для связи частей энергосистемы или различных энергосистем. Роль подстанций определяет ее схему;

Положение электростанции или подстанции в энергосистеме, схемы и напряжения прилегающих сетей. Шины высшего напряжения электростанций и подстанций могут быть узловыми точками энергосистемы, осуществляя объединение на параллельную работу нескольких электростанций. В этом случае через шины происходит переток мощности из одной части энергосистемы в другую — транзит мощности. При выборе схем таких электроустановок в первую очередь учитывается необходимость сохранения транзита мощности.

Подстанции могут быть тупиковыми, проходными, отпаечными; схемы таких подстанций будут различными даже при одном и том же числе трансформаторов одинаковой мощности.

Неуклонная тенденция концентрации мощности на энергетических объектах остро ставит проблемы, связанные с надежностью и экономичностью электроэнергетических систем (ЭЭС) в целом и, в частности, главных схем электрических соединений энергообъектов и их распределительных устройств (РУ). С одной стороны, это связано с повышением значимости присоединений ГС для сохранения нормальной работы ЭЭС, а с другой — со значительным ростом единичной стоимости оборудования ГС. Прежде всего (но не исключительно) это касается РУ сверхвысокого и ультравысокого напряжения.

9.1.2 Схемы с однократным принципом подключения присоединений

В данном классе схем для коммутации присоединения требуется срабатывание одного выключателя. К таким схемам относятся схемы со сборными шинами, наиболее широко применяемые сегодня на напряжениях до 220 кВ включительно. Родоначальником данного класса схем является схема представленная на рисунке 9.1, а - одна система сборных шин с коммутацией присоединения одним выключателем. По структуре это схема звезды

представленная на рисунке 9.1, б. Схема симметричная и односвязная (между любыми двумя присоединениями существует один путь связи).

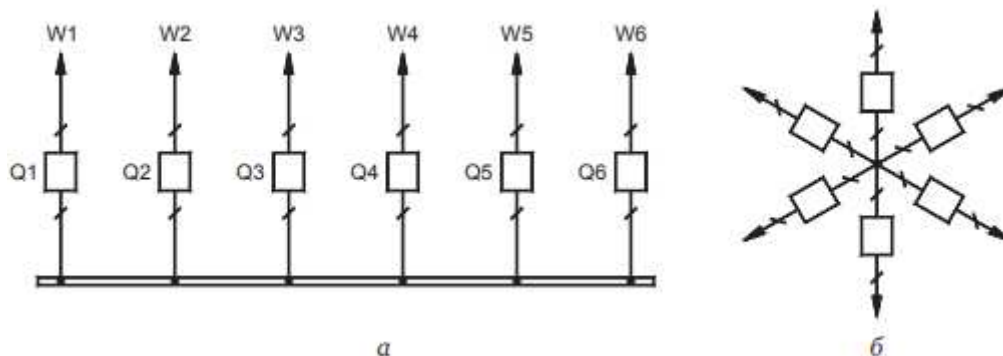


Рисунок. 9.1 - Принципиальные схемы электрических соединений: а - схема с одной системой шин и подключением присоединений через один выключатель; б — структура схемы с однократным принципом подключения присоединений

К несомненным достоинствам таких схем следует, прежде всего, отнести их высокую экономичность, наглядность, простоту. Возможность отключения присоединения одним выключателем, безусловно, снижает вероятность развития цепочечных аварий. Однако между двумя любыми присоединениями существует всего один независимый путь связи. Основной недостаток данного класса схем заключается в том, что любое внутреннее повреждение требует срабатывания большого числа выключателей и влечет за собой потерю большого числа присоединений.

Применение секционного выключателя представленная на рисунке 9.2 не устраняет основной недостаток схемы, а лишь снижает в два раза число одновременно теряемых в результате внутренних повреждений присоединений. Применение развилки из разъединителей (схема с двумя рабочими системами шин) позволяет осуществлять ремонт систем сборных шин без потери присоединений. Однако в нормальном режиме схема «живет» в состоянии одиночной секционированной и любое внутреннее повреждение по-прежнему приводит к потере всех присоединений, связанных с системой сборных шин.

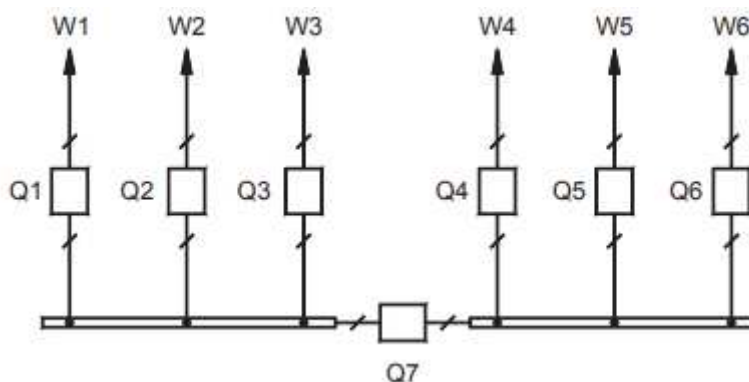


Рисунок 9.2 - Схема одна система шин, секционированная выключателем

9.1.3 Схемы с двукратным принципом подключения присоединений

В данном классе схем для коммутации присоединения требуется срабатывание двух выключателей. Сюда относятся схемы, наиболее широко применяемые в настоящее время в качестве схем РУ энергообъектов на напряжениях 330–500 кВ и выше.

Родоначальником данного класса является схема многоугольника представленная на рисунке 9.3.

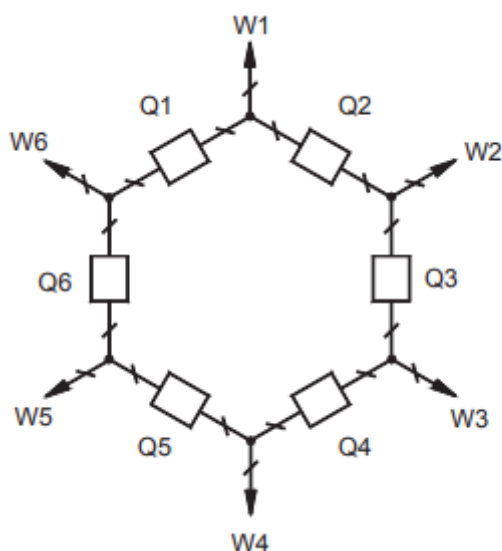


Рис. 9.3 - Схема многоугольника

Схема содержит выключатели (число выключателей равняется числу присоединений, соединенных в кольцо) и разъединители, которые расположены с обеих сторон выключателя (для проведения ремонтов). Присоединения подключены между выключателями и также снабжены разъединителями по условиям ремонтпригодности.

Схема многоугольника обладает наибольшей устойчивостью в аварийных ситуациях типа «отказ»: короткое замыкание на любом присоединении или элементе данной схемы отключается всего двумя выключателями (в том числе и отказ любого выключателя схемы или любого ее присоединения).

Данное свойство схемы особенно ценно с точки зрения ликвидации цепочечных аварий, которые локализуются всего одним дополнительным выключателем. Отметим, что из известных схем данным свойством обладает лишь схема многоугольника представленная на рисунке 9.4.

Основной недостаток схемы многоугольника заключается в резком изменении конфигурации схемы при ремонтах любого оборудования кольца.

Схема из кольцевой превращается в разомкнутую цепочку. И в этот период любое повреждение может привести к тяжелым последствиям. Например, отказ W4 в период ремонта Q1 приводит к необходимости

отключения Q4 и Q5, что приводит к делению схемы на части, а следовательно, к резкому изменению структуры энергосистемы.

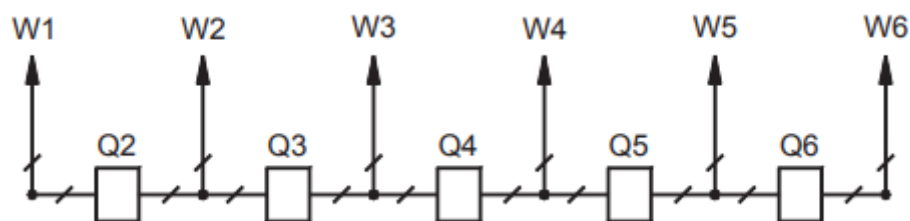


Рисунок 9.4 - Схема многоугольника в период ремонта выключателя Q1

Применяемые в настоящее время для высоких классов напряжения схемы «3/2» представленная на рисунке 9.5 и «4/3» являются, по сути, схемами смежных многоугольников.

Существенное увеличение числа выключателей приводит к тому, что при ремонтах выключателей снижается надежность не всех, а части присоединений (размыкается не все кольцо, а только его часть). Так, например, при ремонте Q1 присоединения W1 и W4 становятся «односвязными» и отказы Q7, Q8, Q9 или A2 приводят к отделению этих присоединений от остальной части схемы и, как следствие этого, к существенному изменению структуры энергосистемы.

Кроме этого, в названных выше схемах существуют режимы (ремонты систем сборных шин), при которых размыкаются все кольца и снижается надежность всех присоединений. На рисунке 9.6 приведена структура схемы «3/2» в период ремонта системы шин. Из приведенного рисунка видно, что любая аварийная ситуация в районе второй системы сборных шин приводит к полному делению схемы на три несвязные цепочки, что, безусловно, повлечет за собой серьезную системную аварию.

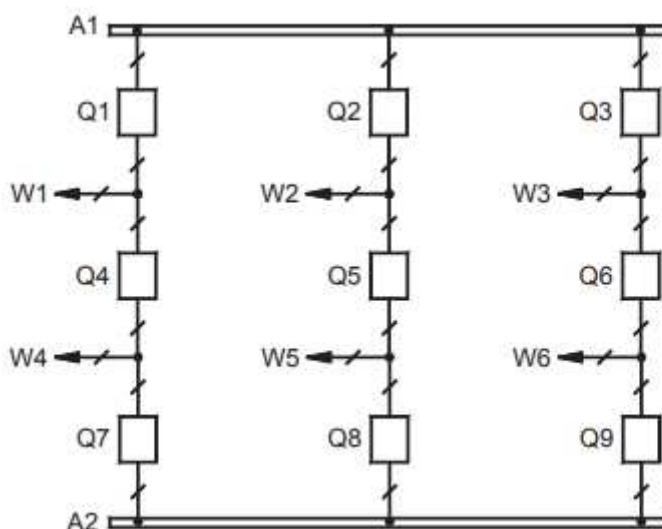


Рисунок 9.5 – Схема «3/2»

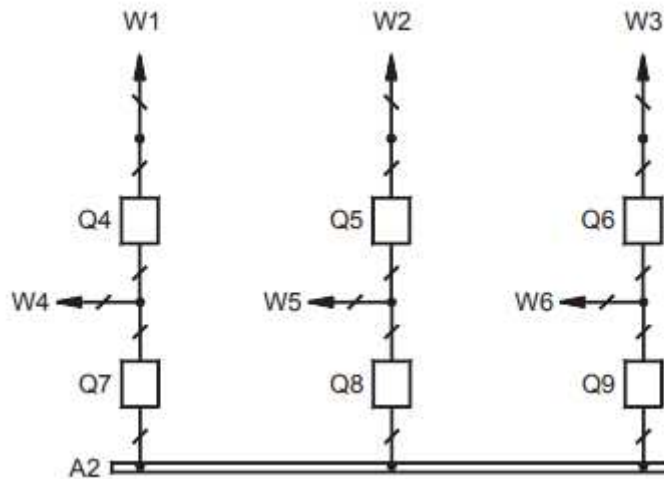


Рисунок 9.5 – Схема «3/2» в период ремонта системы шин

Поведение более экономичной схемы «4/3» качественно не отличается от поведения схемы «3/2», имеют место только количественные отличия. Так, например, в период ремонта выключателя в схеме «3/2» снижается надежность двух присоединений, а в период ремонта выключателя в схеме «4/3» снижается надежность трех присоединений.

Одним из достоинств схем «3/2» и «4/3» в сравнении со схемой многоугольника считается то, что при отказе крайних выключателей цепочек на время оперативных переключений теряет питание одно присоединение. Однако это достоинство мнимое, поскольку при этом требуется срабатывание трех, а не двух выключателей, как в многоугольнике. И, кроме того, подобный результат можно получить и в схеме многоугольника, применив избыточное число выключателей. Так, например, если создать многоугольник из девяти выключателей и подключить к нему шесть присоединений, то отказы трех выключателей будут приводить к потере на время оперативных переключений двух присоединений, а отказы шести выключателей - к потере одного. При этом локализация отказа всегда производится двумя выключателями.

Сохранение кольца в различных режимах работы, безусловно, является важной задачей. Решение ее позволило бы резко повысить надежность отдельных присоединений и целостность узла энергосистемы. Особенно важно решить эту задачу для высоких классов напряжения, на которых значимость отдельных присоединений велика, а деление узла на части приводит к тяжелым системным авариям.

9.1.4 Схема многоугольника с подменным выключателем

В нормальном состоянии разъединители QS13 - QS18 отключены и схема «живет» в режиме многоугольника. Приведенная конфигурация обладает не только всеми достоинствами многоугольника, но и следующими:

- вновь добавленное оборудование отключено от схемы, а следовательно, не снижает надежность в нормальном режиме работы;

- ремонт любого выключателя кольца происходит с сохранением многоугольника. Например, при необходимости ремонта выключателя Q4 достаточно разомкнуть QS23, замкнуть QS15 и QS16 (выключатель Q7 шунтирует Q4). После отключения QS7 и QS8 выключатель Q4 выводится в ремонт. Разъединители QS19 и QS20 в «крайних» подменных цепочках необходимы для обеспечения возможности ремонтов Q1 и Q6.

На рисунке 9.7 приведена схема многоугольника с подменным выключателем. Ремонт любого оборудования схемы (в том числе и вновь добавленного) можно проводить с сохранением многоугольника. Например, при необходимости ремонта Q4, Q5, QS8, QS9, QS16 и QS29 достаточно разомкнуть QS23 и QS24, замкнуть QS15 и QS17 (выключатель Q7 шунтирует Q4 и Q5). После отключения QS7 и QS10 все перечисленное оборудование выводится в ремонт. При этом многоугольник остается замкнутым.

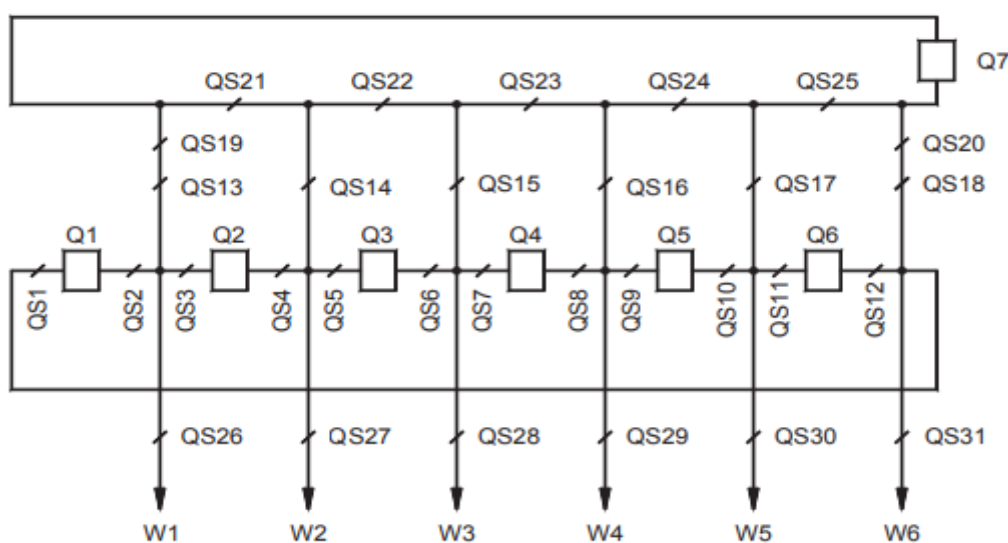


Рисунок 9.7 - Схема многоугольника с подменным выключателем

Другими словами, ремонты любого оборудования в данной схеме происходят без снижения надежности присоединений. Данным свойством больше не обладает ни одна из известных схем.

Подробный анализ поведения схемы в различных аварийных ситуациях показывает, что последствия таких соединений как минимум не хуже, чем в схеме «3/2» или «4/3», а по экономичности схема многоугольника значительно превосходит их.

9.2 Типы и конструктивное исполнение (масляные, воздушные, элегазовые)

9.2.1 Требования к выключателям

Выключатель является самым ответственным аппаратом в высоковольтной системе, при авариях он всегда должен обеспечивать четкую работу. При отказе выключателя авария развивается, что ведет к тяжелым

разрушениям и большим материальным потерям, связанным с не доступом электроэнергии, прекращением работы крупных предприятий.

В связи с этим основным требованием к выключателям является особо высокая надежность их работы во всех возможных эксплуатационных режимах. Отключение выключателем любых нагрузок не должно сопровождаться перенапряжениями, опасными для изоляции элементов установки. В связи с тем, что режим короткого замыкания для системы является наиболее тяжелым, выключатель должен обеспечивать отключение цепи за минимально возможное время.

Общие требования к конструкциям и характеристикам выключателей устанавливаются стандартами:

- ГОСТ Р 52565-2006 «Выключатели переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. Общие технические условия.»

- ГОСТ 12450-82 «Выключатели переменного тока высокого напряжения. Отключение ненагруженных линий».

- ГОСТ 8024-84 «Допустимые температуры нагрева токоведущих элементов, контактных соединений и контактов аппаратов и электротехнических устройств переменного тока на напряжение свыше 1000 В.»

- ГОСТ 1516.3-96 «Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции».

Вывод выключателя для ревизии и ремонта связан с большими трудностями, так как приходится либо переходить на другую схему распределительного устройства, либо просто отключать потребителей. В связи с этим выключатель должен допускать возможно большее число отключений коротких замыканий без ревизии и ремонта. Современные выключатели могут отключать без ревизии до 15 коротких замыканий при полной мощности отключения.

9.2.2 Масляные выключатели

Различают масляные выключатели двух видов – баковые и маломасляные. Методы деионизации дугового промежутка в этих выключателях одинаковы. Различие заключается лишь в изоляции контактной системы от заземленного основания и в количестве масла.

До недавнего времени в эксплуатации находились баковые выключатели следующих типов: ВМ-35, С-35, а также выключатели серии У напряжением от 35 до 220 кВ. Баковые выключатели предназначены для наружной установки, в настоящее время не производятся.

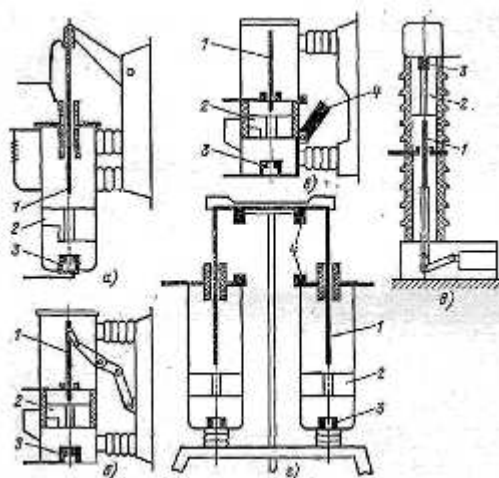
Основные недостатки баковых выключателей: взрыво- и пожароопасность; необходимость периодического контроля за состоянием и уровнем масла в баке и вводах; большой объем, масла, что обуславливает большую затрату времени на его замену, необходимость больших запасов масла; непригодность для установки внутри помещений.

Маломасляные выключатели (горшковые) получили широкое распространение в закрытых и открытых распределительных устройствах всех

напряжений. Масло в этих выключателях в основном служит дугогасящей средой и только частично изоляцией между разомкнутыми контактами.

Изоляция токоведущих частей друг от друга и от заземленных конструкций осуществляется фарфором или другими твердыми изолирующими материалами. Контакты выключателей для внутренней установки находятся в стальном бачке (горшке), отсюда сохранилось название выключателей «горшковые».

Маломасляные выключатели напряжением 35 кВ и выше имеют фарфоровый корпус. Самое широкое применение получили выключатели 6-10 кВ подвесного типа (ВМГ-10, ВМП-10). В этих выключателях корпус крепится на фарфоровых изоляторах к общей раме для всех трех полюсов. В каждом полюсе предусмотрен один разрыв контактов и дугогасительная камера.



1 - подвижный контакт; 2 - дугогасительная камера; 3 - неподвижный контакт; 4 - рабочие контакты

Рисунок 9.8 - Конструктивные схемы маломасляных выключателей

При больших номинальных токах обойтись одной парой контактов (которые выполняют роль рабочих и дугогасительных) трудно, поэтому предусматривают рабочие контакты снаружи выключателя, а дугогасительные внутри металлического бачка. При больших отключаемых токах на каждый полюс имеется два дугогасительных разрыва. По такой схеме выполняются выключатели серий МГГ и МГ на напряжение до 20 кВ включительно. Массивные внешние рабочие контакты 4 позволяют рассчитать выключатель на большие номинальные токи (до 9500 А). При напряжениях 35 кВ и выше корпус выключателя выполняется фарфоровым, серия ВМК - выключатель маломасляный колонковый). В выключателях 35, 110 кВ предусмотрен один разрыв на полюс, при больших напряжениях - два разрыва и более.

Недостатки маломасляных выключателей: взрыво- и пожароопасность, хотя и значительно меньшая, чем у баковых выключателей; невозможность осуществления быстродействующего АПВ; необходимость периодического контроля, доливки, относительно частой замены масла в дугогасительных

бачках; трудность установки встроенных трансформаторов тока; относительно малая отключающая способность.

Область применения маломасляных выключателей - закрытые распределительные устройства электростанций и подстанций 6, 10, 20, 35 и 110 кВ, комплектные распределительные устройства 6, 10 и 35 кВ и открытые распределительные устройства 35 и 110 кВ.

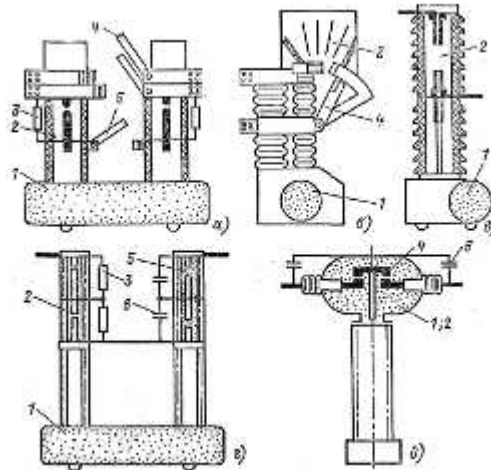
9.2.3 Воздушные выключатели

Воздушные выключатели на напряжение от 35 кВ и выше предназначены для отключения больших токов короткого замыкания. Воздушные выключатели на напряжение 15 кВ применяются на электростанциях как генераторные. Их преимущества: быстроедействие, большая отключающая способность, незначительное обгорание контактов, отсутствие дорогих и недостаточно надежных вводов, пожаробезопасность, меньшая масса по сравнению с баковыми масляными выключателями. Недостатки: наличие громоздкого воздушного хозяйства, опасность взрыва, отсутствие встроенных трансформаторов тока, сложность устройства и эксплуатации.

В воздушных выключателях гашение дуги происходит сжатым воздухом при давлении 2-4 МПа, а изоляция токоведущих частей и дугогасительного устройства осуществляется фарфором или другими твердыми изолирующими материалами. Конструктивные схемы воздушных выключателей различны и зависят от их номинального напряжения, способа создания изоляционного промежутка между контактами в отключенном положении, способа подачи сжатого воздуха в дугогасительное устройство.

В выключателях на большие номинальные токи имеется главный и дугогасительный контур подобно маломасляным выключателям МГ и МГГ. Основная часть тока во включенном положении выключателя проходит по главным контактам 4, расположенным открыто. При отключении выключателя главные контакты размыкаются первыми, после чего весь ток проходит по дугогасительным контактам, заключенным в камере 2. К моменту размыкания этих контактов в камеру подается сжатый воздух из резервуара 1, создается мощное дутье, гасящее дугу. Дутье может быть продольным или поперечным.

Необходимый изоляционный промежуток между контактами в отключенном положении создается в дугогасительной камере путем разведения контактов на достаточное расстояние. Выключатели, выполненные по конструктивной схеме с открытым отделителем, изготавливаются для внутренней установки на напряжение 15 и 20 кВ и ток до 20000 А (серия ВВГ). В данном типе выключателей после отключения отделителя 5 прекращается подача сжатого воздуха в камеры и дугогасительные контакты замыкаются. На рисунке 9.9 представлены конструктивные схемы воздушных выключателей,



1 - резервуар со сжатым воздухом; 2 - дугогасительная камера; 3 - шунтирующий резистор; 4 - главные контакты; 5 - отделитель; 6 - емкостный делитель напряжения на 110 кВ - два разрыва на фазу (г)

Рис 9.9 - Конструктивные схемы воздушных выключателей

В воздушных выключателях для открытой установки на напряжение 35 кВ (ВВ-35) достаточно иметь один разрыв на фазу.

В выключателях напряжением 110 кВ и выше после гашения дуги размыкаются контакты отделителя 5 и камера отделителя остается заполненной сжатым воздухом на все время отключенного положения. При этом в дугогасительную камеру сжатый воздух не подается и контакты в ней замыкаются.

По данной конструктивной схеме созданы выключатели серии ВВ на напряжение до 500 кВ. Чем выше номинальное напряжение и чем больше отключаемая мощность, тем больше должно быть разрывов в дугогасительной камере и в отделителе.

По конструктивной схеме выполняются воздушнонаполненные выключатели серии ВВБ. Напряжение модуля ВВБ 110 кВ при давлении сжатого воздуха в гасительной камере 2 МПа. Номинальное напряжение модуля выключателя серии ВВБК (крупномодульного) составляет 220 кВ, а давление воздуха в гасительной камере 4 МПа. Аналогичную конструктивную схему имеют выключатели серии ВНВ: модуль напряжением 220 кВ при давлении 4 МПа.

Для выключателей серии ВВБ количество дугогасительных камер (модулей) зависит от напряжения (110 кВ - одна; 220 кВ - две; 330 кВ - четыре; 500 кВ - шесть; 750 кВ - восемь), а для крупномодульных выключателей (ВВБК, ВНВ) количество модулей соответственно в два раза меньше.

9.2.4 Элегазовые выключатели

Элегаз (SF₆ - шестифтористая сера) представляет собой инертный газ, плотность которого превышает плотность воздуха в 5 раз. Электрическая прочность элегаза в 2 – 3 раза выше прочности воздуха; при давлении 0,2 МПа электрическая прочность элегаза сравнима с прочностью масла.

В элегазе при атмосферном давлении может быть погашена дуга с током, который в 100 раз превышает ток, отключаемый в воздухе при тех же условиях. Исключительная способность элегаза гасить дугу объясняется тем, что его молекулы улавливают электроны дугового столба и образуют относительно неподвижные отрицательные ионы. Потеря электронов делает дугу неустойчивой, и она легко гаснет. В струе элегаза, т. е. при газовом дутье, поглощение электронов из дугового столба происходит еще интенсивнее.

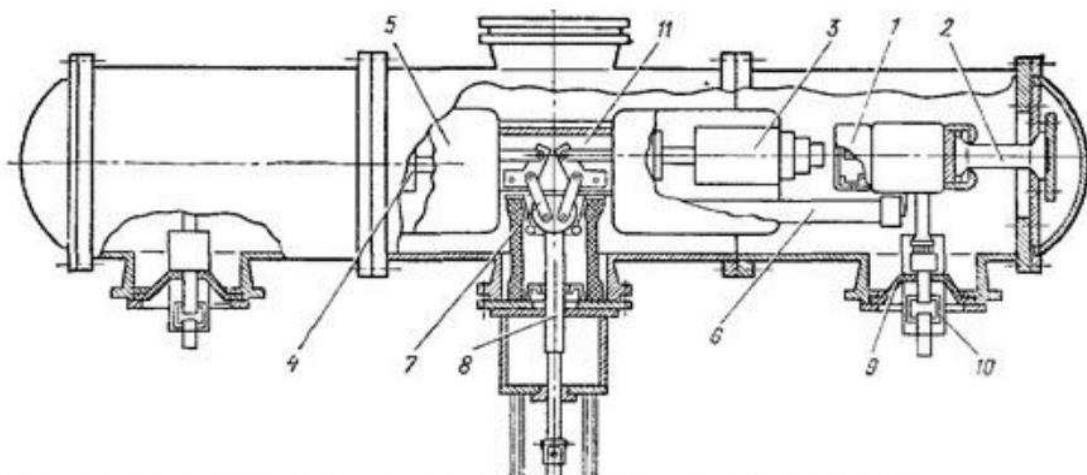
В элегазовых выключателях применяют автопневматические (автокомпрессионные) дугогасительные устройства, в которых газ в процессе отключения сжимается поршневым устройством и направляется в зону дуги. Элегазовый выключатель представляет собой замкнутую систему без выброса газа наружу.

В настоящее время элегазовые выключатели применяются на всех классах напряжений (6-750 кВ) при давлении 0,15 - 0,6 МПа. Повышенное давление применяется для выключателей более высоких классов напряжения. Хорошо зарекомендовали элегазовые выключатели следующих зарубежных фирм: ALSTOM; SIEMENS; Merlin Gerin и др. Освоен выпуск современных элегазовых выключателей ПО "Уралэлектротяжмаш": баковые выключатели серии ВЭБ, ВГБ и колонковые выключатели серии ВГТ, ВГУ.

В качестве примера рассмотрим конструкцию выключателя серии LF фирмы Merlin Gerin напряжением 6-10 кВ. Базовая модель выключателя состоит из следующих элементов:

- корпуса выключателя, в котором расположены все три полюса, представляющего собой «сосуд под давлением», заполненный элегазом под низким избыточным давлением (0,15 МПа или 1,5 атм.);
- механического привода типа RI;
- передней панели привода с рукояткой для ручного взвода пружин и индикаторами состояния пружины и выключателя;
- высоковольтных силовых контактных площадок;
- многоштырьового разъема для подключения цепей вторичной коммутации.

На рисунке 9.10 представлена конструктивная схема элегазового выключателя,



1 – неподвижный контакт; 2 – изолятор; 3,4 – подвижные цилиндры; 5 – экран; 6 – конденсатор; 7 – рычажный механизм; 8 – изоляционная штанга; 9 – изоляционная перегородка; 10 – розеточный контакт

Рисунок 9.10 - Конструктивная схема элегазового выключателя

9.3 Способы гашения дуги

При размыкании электрической цепи возникает разряд. Если цепь имеет невысокое напряжение и небольшую мощность, то возникает искровой разряд, который не требует специальных устройств для гашения. В цепях высокого напряжения возникает дуговой разряд с большой плотностью тока до 10 000 А/см² и температурой 6000 - 18 000 К. Для гашения такой дуги требуются специальные устройства.

Электрические аппараты, предназначенные для разрыва цепи под нагрузкой (коммутации тока), должны не только разомкнуть контакты, но и погасить возникшую между ними дугу.

В отключающих аппаратах до 1 кВ используются следующие способы гашения дуги:

Удлинение дуги при быстром расхождении контактов: чем длиннее дуга, тем большее напряжение необходимо для ее существования. Если напряжение источника окажется меньше, то дуга гаснет.

Деление длинной дуги на ряд коротких (рис.9.10,а). Если длинную дугу затянуть в дугогасительное устройство, имеющее металлические пластины, то она разделится на n коротких дуг. Дуга гаснет, если $U < nU_{кат}$.

где U - напряжение сети; $U_{кат}$ - катодное падение напряжения (20 - 25 В) в дуге постоянного тока; 150 - 250 В в дуге переменного тока).

Гашение дуги в узких щелях (рис.9.10,б). Если дуга горит в узкой щели, образованной дугостойким материалом, то благодаря соприкосновению с холодными поверхностями происходит интенсивное охлаждение и диффузия заряженных частиц из канала дуги в окружающую среду. Это приводит к гашению дуги.

В отключающих аппаратах выше 1 кВ используются следующие способы гашения дуги:

Гашение дуги в масле. Если контакты отключающего аппарата поместить в масло, то возникающая при размыкании дуга приводит к интенсивному газообразованию и испарению масла представлена на рисунке 9.11,б. Вокруг дуги образуется газовый пузырь, состоящий в основном из водорода, обладающего высокими дугогасящими свойствами. Повышенное давление внутри газового пузыря способствует лучшему охлаждению дуги и ее гашению.

Газовоздушное дутье. Охлаждение дуги улучшается, если создать направленное движение газов - дутье вдоль или поперек дуги представлена на рисунке 9.11,г, д.

Гашение дуги в вакууме. Высокоразреженный газ обладает электрической прочностью в десятки раз большей, чем газ при атмосферном давлении; это используется в вакуумных контакторах и выключателях.

Гашение дуги в газах высокого давления. Воздух при давлении 2 МПа и более обладает высокой электрической прочностью, что позволяет создать компактные гасительные устройства в воздушных выключателях. Эффективно использование шестифтористой серы SF₆ для гашения дуги.

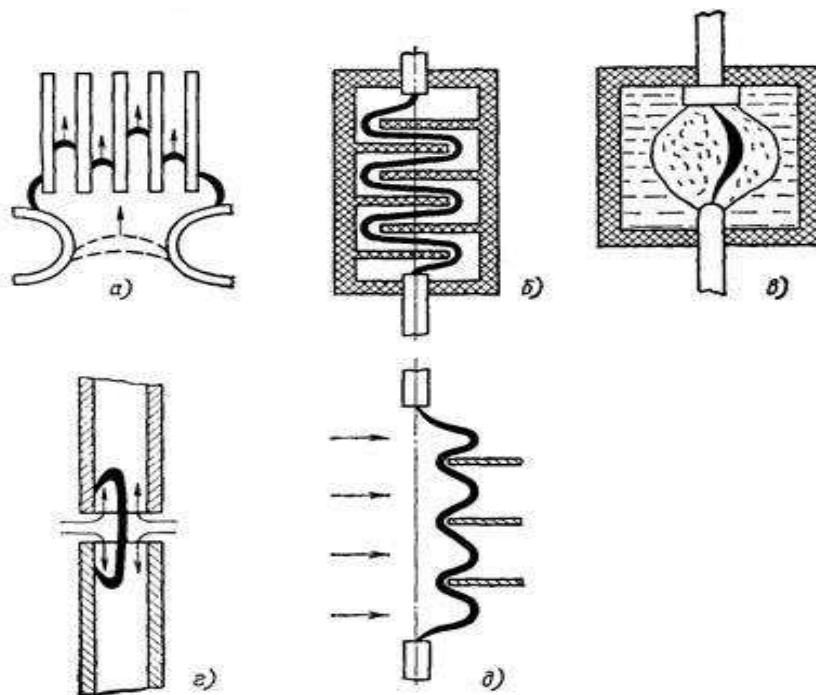


Рисунок 9.11 - Способы гашения дуги

9.4 Общие требования к схемам управления

Дистанционное управление коммутационными аппаратами (в основном выключателями) при ведении оперативных переключений в нормальном режиме или при ликвидации аварийных состояний осуществляется вручную оператором или автоматически от устройств релейной защиты. Действие систем управления сопровождается работой устройств сигнализации, которые дают оперативному персоналу необходимую информацию о состоянии оборудования и срабатывании защиты (автоматики). Для предупреждения неправильных действий или работы предусматриваются специальные блокировки.

К системам дистанционного управления выключателями предъявляется ряд требований:

- цепи управления должны допускать отключение выключателя, как со щита управления, так и по месту его установки.
- на щите управления и в распределительном устройстве должна быть предусмотрена сигнализация положения выключателя.

- цепи управления должны иметь контрольные устройства, сигнализирующие об обрыве этих цепей.

- управляющий импульс должен сниматься с исполнительного элемента после выполнения команды, так как обмотки электромагнитов приводов не предназначены для длительного обтекания током

- схема управления должна предусматривать блокировку от «прыгания», исключающую возможность при КЗ многократных включений выключателя при одном командном импульсе.

- схема должна предусматривать возможность не только ручного управления, но и подачи соответствующего импульса от устройств релейной защиты и автоматики.

Команды дистанционного управления подаются вручную, как правило, при помощи ключей управления. Промышленностью выпускаются разные типы ключей управления. Остановимся на серии ключей ПМО (переключатель малогабаритный с самовозвратом рукоятки из оперативных положений «Включено» и «Отключено»), как наиболее широко применяемых в схемах управления приводами выключателей.

Все ключи серии ПМО набираются из стандартных деталей: контактных пакетов, механизма возврата и фиксации, лицевого фланца с рукояткой. Наиболее ответственные детали ключа - контактные пакеты. Пакет состоит из пластмассовых контактодержателей, в которых закрепляются неподвижные контакты и подвижного контактного мостика. В зависимости от формы контактов и порядка их замыкания пакету присваивается определенный номер. Контактные пакеты насаживаются на общий центральный пластмассовый вал квадратного сечения, связанный с рукояткой ключа. Собранные пакеты стягиваются специальными шпильками. В одних пакетах контактный подвижный мостик жестко связан с центральным валом, в других подвижный контакт имеет свободный ход на разные углы (45° , 90° , 135°). Контакты второго типа могут сохранить одно и то же положение при нескольких положениях рукоятки ключа управления. Подвижные мостики могут насаживаться на вал под разными углами по отношению друг к другу и к рукоятке. Номера пакетов, форма и положение подвижных контактов, характер движения рукоятки ключа подбираются в соответствии со схемой управления.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе был проведен расчет и определены основные элементы и параметры Чиркатского гидроузла на реке Андийское койсу, который является сооружением II класса.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов ГЭС, для чего было построено режимное поле. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с 4 гидротурбинами ПЛД40а-В-450. По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 157,8 об/мин был рассчитан серийный гидрогенератор СВ 647/80-38 с номинальной активной мощностью 44,71 МВт. Была выбрана структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема распределительного устройства ОРУ 110 кВ. По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы: ТДЦ -63000/110-У1, трансформаторы собственных нужд: ТСЗ-2000/10,5 для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС - 185/29.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ. Компоновка гидроузла - приплотинная. Водосливная плотина принята бетонной. В состав сооружений входят: правобережная глухая плотина; здание ГЭС; водосливная бетонная плотина с поверхностным водосливом; грунтовая левобережная плотина. Расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины: число водосливных отверстий – 2 шт; ширина водосливных отверстий в свету - 8 м; отметка гребня водосливной плотины - 429,40 м; отметка гребня грунтовой плотины - 428,80. Произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных нагрузках. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,50 для основных нагрузок (нормативное значение для сооружений II класса - 1,20). Таким образом, плотина Чиркатского гидроузла отвечает требованиям надежности, сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренным СНиП. В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия по охране труда, охране окружающей среды и пожарной безопасности. По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели: срок окупаемости - 167 месяцев; себестоимость - 0,8руб/кВт·ч.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ГЭС - гидроэлектростанция;
ГУ - гидроузел;
ОЭС - объединённая энергетическая система;
РДУ - региональное диспетчерское управление;
ТЭЦ - теплоэлектроцентраль;
ЕЭС - единая энергетическая система;
ИКН - интегральная кривая нагрузки;
НПУ - нормальный подпорный уровень;
УМО - уровень мёртвого объёма;
ВБ - верхний бьеф;
НБ - нижний бьеф;
КПД - коэффициент полезного действия;
ГТ - гидравлическая турбина;
ГГ - гидрогенератор;
ТЭС - теплоэлектростанция;
ГА - гидроагрегат;
ГУХ - главная универсальная характеристика гидротурбины;
РК - рабочее колесо гидроагрегата;
МНУ - маслonaпорная установка;
ПВК - программно-вычислительный комплекс;
КЗ - короткое замыкание;
ДЗ - дистанционная защита;
УРОВ - устройство резервирования отказа выключателя;
ТТ - трансформатор тока;
ВГ - вспомогательный генератор;
АРЗ - аварийно-ремонтный затвор;
СВПТ - система водяного пожаротушения;
ТН - трансформатор напряжения;
ОЗЗ - однофазное замыкание на землю;
НН - низшее напряжение;
ВГГ - выключатель генераторный газовый;
ЗПН - защита от повышения напряжения;
ХХ - холостой ход;
СО - сигнальный орган;
ПО - пусковой орган;
ИО - интегральный орган;
ТО - токовая отсечка;
ВЛ - воздушная линия;
СВ - секционный выключатель;
ТСН - трансформатор собственных нужд;
ПМН - пуск по минимальному напряжению;
ЗЗГ - защита от замыканий в генераторе;
ЕСУ - Единые сценарные условия.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мосин, К. Ю. Гидрология : методические указания к практическим занятиям / К. Ю. Мосин. - Саяногорск : Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2012. - 48 с.
2. 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; СаяноШушенский филиал, 2014. – 108с.
3. Кожемякин, В. Е. Введение в инженерную деятельность. Вычисление объёма водохранилища, построение кривых связи объёма и зеркала водохранилища от его уровня, построение зависимости расхода в створе реки от уровня в реке : методические указания к курсовому проектированию / В. Е. Кожемякин; под. ред. Е. Ю. Затеевой. - Саяногорск : Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2018. - 36 с.
4. Федеральная служба государственной статистики [Электронный ресурс]. - М., 2017. - Режим доступа: <https://www.gks.ru>
5. Александровский, А. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. - Саяногорск : Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2018. - 176 с.
6. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие в 2 т. / Д.С. Щавелев; под. ред. Ю. С. Васильева. - М.: Энергоатомиздат, 1988. - Т.2. – 400 с.
7. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
8. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. - Новосибирск : Норматика, 2018. - 462 с.
9. Руководящие указания по релейной защите. Защита генераторов, работающих на сборные шины. М.-Л., Госэнергоиздат, 1961. 68 с.
10. О классификации гидротехнических сооружений [Электронный ресурс] Постановление правительства Российской Федерации от 2 ноября 2013 г. N 986 // Информационно-правовая система «Гарант». - Режим доступа: <http://ivo.garant.ru>
11. Лыбина, Т. А. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / Т.А. Лыбина, Н. П. Ульянова, В. Б. Затеев. - Саяногорск; Черёмушки : Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2016. - 64 с.
12. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*,- М. : Минрегион России, 2012. - 82 с.

13. Гидротехнические сооружения (речные) : учебное пособие / Л. Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н. А. Анискин, В. В. Малаханов. - М. : АСВ, 2011. - Ч.1. - 584 с.
14. Киселев, П. Г. Справочник по гидравлическим расчётам / П. Г. Киселёв. - М. : Энергия, 1974. - 312 с.
15. СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. - М. : Минрегион России, 2012. – 85 с.
16. ГОСТ Р 57114-2016 «Электроэнергетические системы. Оперативнодиспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно – технологичное управление» - Введ. 01.03.2017 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2017 – 19 с.
17. 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.
18. ГОСТ Р 56303-2014 «Оперативно-диспетчерское управление нормальные семы электрических соединений объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Общая часть

Таблица А.1 - Гидрологический ряд р. Андийское койсу

Расходы в кубических метрах

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{Год}
1950	87	105	125	162	535	685	690	480	205	128	125	115	287
1951	34	46	269	238	550	780	895	670	195	191	57	131	338
1952	82	128	186	188	490	645	850	710	242	142	111	173	329
1953	110	134	199	207	640	700	830	650	201	221	106	171	347
1954	70	59	82	120	405	550	745	515	134	32	31	132	239
1955	24	49	79	142	400	635	750	605	138	32	55	158	255
1956	118	132	185	177	425	635	805	635	183	184	168	174	318
1957	171	177	197	194	475	645	840	650	194	100	71	165	323
1958	102	132	220	258	505	705	800	635	176	106	141	166	329
1959	75	129	241	238	465	660	725	615	155	131	109	148	308
1960	35	54	94	131	385	465	630	505	129	47	82	136	224
1961	117	144	192	174	425	660	820	635	197	107	63	158	308
1962	137	213	377	465	1080	1100	1005	780	325	280	240	195	516
1963	103	156	195	183	455	575	840	680	173	126	38	150	306
1964	113	133	223	261	550	605	855	665	197	144	93	168	334
1965	89	129	182	171	945	840	770	640	163	83	63	157	352
1966	50	122	172	192	725	625	890	660	199	103	76	130	329
1967	133	153	188	226	490	685	760	640	211	193	201	164	337
1968	117	135	193	191	495	700	825	685	348	209	247	174	360
1969	119	192	183	206	475	630	760	640	172	209	146	182	326
1970	142	186	209	270	995	845	965	785	197	284	221	215	443
1971	106	137	153	210	575	780	785	588	253	178	160	145	339
1972	132	134	180	232	510	575	785	615	164	100	201	173	317
1973	77	52	92	372	660	1070	820	650	168	162	141	160	368
1974	82	128	191	183	1030	1005	790	655	216	223	276	161	411
1975	94	49	62	102	395	555	730	605	130	100	91	154	255
1976	114	132	193	235	855	950	845	675	178	131	194	186	391
1977	92	126	229	255	535	735	860	675	211	177	315	147	363
1978	117	134	189	183	830	775	825	650	195	156	62	295	367
1979	121	134	250	241	745	885	920	700	210	153	131	172	388
1980	117	200	257	483	1145	1020	1020	765	332	270	212	210	502
1981	178	182	280	490	1120	1075	1095	825	368	332	262	257	539
1982	173	177	201	372	770	670	885	705	248	237	201	197	403
1983	40	110	208	390	850	740	870	670	202	221	283	179	397
1984	180	132	223	331	730	725	845	655	191	119	85	161	365
1985	145	139	232	196	600	690	875	665	217	171	172	171	356
1986	127	134	168	171	440	625	900	685	210	173	135	168	328
1987	110	132	184	294	795	1045	855	655	192	143	115	149	389
1988	90	95	220	229	610	630	775	595	143	94	22	167	306
1989	110	136	196	346	685	645	875	680	204	200	154	164	366
1990	112	133	184	270	540	545	740	650	160	98	143	156	311
1991	120	122	185	302	575	640	820	620	167	154	226	222	346
1992	114	135	188	276	505	755	785	655	190	165	114	172	338
1993	110	119	128	319	635	610	840	660	178	184	86	165	336
1994	101	162	187	178	425	505	825	670	202	149	48	150	300
1995	109	128	171	134	750	795	790	610	148	67	88	174	330

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$\bar{Q}_{\text{Год}}$
1996	108	135	194	194	690	705	790	740	222	121	140	148	349
1997	165	171	206	261	850	805	765	670	240	261	127	211	394
1998	157	141	198	322	605	670	870	750	259	221	271	175	386
1999	117	168	247	261	485	580	885	710	226	174	161	165	348
1996	108	135	194	194	690	705	790	740	222	121	140	148	349

Таблица А.2 - Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов.

m	P, %	$Q_{\text{Год}}, \text{ м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{Полов}}, \text{ м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{Межен}}, \text{ м}^3/\text{с}$	Годы
1	2	539	1981	1029	1981	293	1981
2	4	516	1962	991	1962	279	1962
3	6	502	1980	988	1980	260	1980
4	8	443	1970	898	1970	225	1982
5	10	411	1974	870	1974	218	1998
6	12	403	1982	838	1987	215	1970
7	14	397	1983	831	1976	205	1997
8	16	394	1997	813	1979	204	1983
9	18	391	1976	800	1973	202	1968
10	20	389	1987	799	1965	194	1977
11	22	388	1979	783	1983	190	1999
12	24	386	1998	773	1997	189	1989
13	25	368	1973	770	1978	187	1991
14	27	367	1978	758	1982	183	1967
15	29	366	1989	739	1984	182	1974
16	31	365	1984	736	1995	180	1985
17	33	363	1977	731	1996	178	1984
18	35	360	1968	725	1966	176	1979
19	37	356	1985	724	1951	176	1969
20	39	352	1965	724	1998	170	1976
21	41	349	1996	721	1989	169	1992
22	43	348	1999	708	1985	169	1953
23	45	347	1953	705	1953	168	1971
24	47	346	1991	701	1977	166	1964
25	49	339	1971	686	1993	166	1978
26	51	338	1951	682	1971	165	1956
27	53	338	1992	676	1968	165	1987
28	55	337	1967	675	1992	164	1972
29	57	336	1993	674	1952	162	1958
30	59	334	1964	669	1964	161	1993
31	61	330	1995	665	1999	161	1986
32	63	329	1952	664	1991	159	1957
33	65	329	1958	663	1986	158	1996
34	67	329	1966	661	1958	157	1990
35	69	328	1986	653	1957	156	1952

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.2

m	P, %	Q_{год}, м³/с	Годы	Q_{полов}, м³/с	Годы	Q_{межн}, м³/с	Годы
30	59	334	1964	669	1964	161	1993
31	61	330	1995	665	1999	161	1986
32	63	329	1952	664	1991	159	1957
33	65	329	1958	663	1986	158	1996
34	67	329	1966	661	1958	157	1990
35	69	328	1986	653	1957	156	1952
36	71	326	1969	653	1988	153	1959
37	73	323	1957	644	1967	153	1973
38	75	318	1956	638	1963	147	1994
39	76	317	1972	635	1961	145	1951
40	78	311	1990	626	1969	144	1961
41	80	308	1961	625	1956	140	1963
42	82	308	1959	621	1972	132	1988
43	84	306	1963	619	1990	132	1950
44	86	306	1988	616	1959	130	1966
45	88	300	1994	606	1994	129	1965
46	90	287	1950	598	1950	127	1995
47	92	255	1955	598	1955	98	1975
48	94	255	1975	571	1975	88	1960
49	96	239	1954	554	1954	84	1955
50	98	224	1960	496	1960	82	1954

Таблица А.3 - Расчеты для построения ИКН

Летний период						Зимний период					
t	Рранж, МВт	ΔP	ΔЭ	Рк-та	Эк-та	t	Рранж, МВт	ΔP	ΔЭ	Рк-та	Эк-та
1	1249	2	0,002	2	0,002	1	1495	11	0,011	11	0,011
2	1247	5	0,010	7	0,011	2	1483	3	0,006	14	0,017
3	1242	2	0,007	9	0,019	3	1480	37	0,111	51	0,128
4	1240	2	0,008	11	0,027	4	1443	0	0,002	52	0,130
5	1238	6	0,029	17	0,056	5	1443	2	0,010	54	0,140
6	1232	4	0,026	21	0,082	6	1441	6	0,038	60	0,178
7	1228	9	0,064	30	0,146	7	1435	7	0,048	67	0,226
8	1219	1	0,007	31	0,153	8	1428	5	0,042	72	0,268
9	1218	12	0,105	43	0,258	9	1422	0	0,003	72	0,271
10	1206	17	0,174	60	0,432	10	1422	8	0,085	81	0,355
11	1189	6	0,068	67	0,500	11	1414	10	0,109	91	0,465
12	1182	4	0,049	71	0,549	12	1404	4	0,044	94	0,509
13	1178	52	0,679	123	1,229	13	1400	18	0,238	113	0,747
14	1126	40	0,566	163	1,794	14	1382	28	0,394	141	1,141
15	1086	52	0,784	216	2,578	15	1354	47	0,708	188	1,849
16	1033	32	0,514	248	3,092	16	1306	22	0,355	210	2,204
17	1001	59	1,000	307	4,092	17	1284	89	1,506	299	3,710

Окончание приложения А

Окончание таблицы А.3

Летний период						Зимний период					
t	Рран, МВт	ΔP	ΔЭ	Рк-та	Эк-та	t	Рранж, МВт	ΔP	ΔЭ	Рк-та	Эк-та
18	942	39	0,699	345	4,791	18	1196	21	0,385	320	4,095
19	904	31	0,598	377	5,388	19	1174	35	0,660	355	4,755
20	872	1	0,028	378	5,416	20	1140	27	0,531	382	5,286
21	871	25	0,522	403	5,939	21	1113	7	0,140	388	5,426
22	846	18	0,403	421	6,342	22	1106	8	0,175	396	5,602
23	828	5	0,108	426	6,449	23	1098	0	0,009	397	5,611
24	823	823	19,751	1249	26,200	24	1098	109	26,35	149	31,96

Таблица А.4 - Данные для построения объемной характеристики водохранилища

V, км ³	0,0	0,7	1,7	2,0	3,2	5,3	6,8	8,1	9,1	10,5	12,2	13,5
Z _{вб} , м	387,8	397,8	405,8	407,1	410,9	415,7	419,2	422,1	424,2	426,6	430,0	432,4

Таблица А.5 - Данные для построения расходной характеристики

Z _{нб} , м	387,0	388,0	389,3	390,0	390,6	391,1	391,6	392,2	393,0	394,0	394,8	395,6
Q _л , м ³ /с	0,0	34,0	101,0	158,0	225,0	312,0	421,0	552,0	725,0	930,2	1100,0	1240,0
Q _з , м ³ /с	0,0	27,2	80,8	126,4	180,0	249,6	336,8	441,6	580,0	744,2	880,0	992,0

Таблица А.6 - Режим работы без регулирования с учетом ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q _{быт} 90%, м ³ /с	87	105	125	162	535	685	690	480	205	128	125	115
Q _{вхк} , м ³ /с	191	191	191	191	191	191	191	191	191	191	191	191
Q _{исп} , м ³ /с	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Q _{лед} , м ³ /с	6	6	6	-12	-12	0	0	0	0	0	0	6
Q _{фильтр} , м ³ /с	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Q _{рыб} , м ³ /с	0	0	0	0	0	0	0	9	9	0	0	0
Σ Q _{потерь} , м ³ /с	10	10	10	-8	-8	4	4	13	13	4	4	10
Q _{пол.быт.} , м ³ /с	77	95	115	170	543	681	686	467	192	124	121	105
Z _{вб} , м	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427
Z _{нб} , м	389	390	390	390	392	393	393	392	390	390	390	390
H _{пол} , м	37	37	37	36	34	34	34	35	36	37	37	37
N _{быт} , МВт	25	31	37	55	165	202	204	143	61	40	39	34
N _{вхк} , МВт	60	60	60	61	61	61	61	61	61	61	60	60
N _{водот} - N _{вхк} , МВт	-35	-29	-23	-6	104	142	143	82	0	-21	-21	-26

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водно-энергетические расчеты

Таблица Б.1 - Расчет сработки-наполнения водохранилища Чиркатской ГЭС в маловодном году

Месяцы	Q _{пол}	Q _{водх}	Q _{вхк}	Q _{гэс}	Q _{нб}	V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{ВБ (нач)}	Z _{ВБ (кон)}	Z _{ВБ (ср)}	Z _{нб}	H _{гэс}	N _{гэс}	N _{гар}
Октябрь	124	139	191	263	266	10,71	0,36	10,34	427,00	426,33	426,67	391,22	35,45	80	80
Ноябрь	121	258	191	379	382	10,34	0,69	9,65	426,33	425,10	425,71	391,87	33,85	110	110
Декабрь	105	311	191	416	419	9,65	0,83	8,82	425,10	423,59	424,34	392,07	32,27	115	115
Январь	77	363	191	440	443	8,82	0,88	7,94	423,59	421,85	422,72	392,21	30,50	115	115
Февраль	95	356	191	451	454	7,94	0,95	6,99	421,85	419,71	420,78	392,27	28,51	110	110
Март	115	227	191	342	345	6,99	0,59	6,40	419,71	418,29	419,00	391,66	27,34	80	80
Апрель	170	18	191	188	191	6,40	0,05	6,35	418,29	418,17	418,23	390,34	27,89	45	ВХК
Май	543	-355	191	188	191	6,35	-0,92	7,27	418,17	420,37	419,27	390,34	28,93	47	ВХК
Июнь	681	-493	191	188	191	7,27	-1,32	8,59	420,37	423,16	421,76	390,34	31,43	51	ВХК
Июль	686	-498	191	188	191	8,59	-1,33	9,92	423,16	425,58	424,37	390,34	34,03	55	ВХК
Август	467	-288	191	179	191	9,92	-0,75	10,67	425,58	426,94	426,26	390,34	35,92	55	ВХК
Сентябрь	192	-13	191	179	191	10,67	-0,03	10,71	426,94	427,00	426,97	390,34	36,63	56	ВХК
Ноябрь	121	258	191	379	382	10,34	0,69	9,65	426,33	425,10	425,71	391,87	33,85	110	110

Продолжение приложения Б

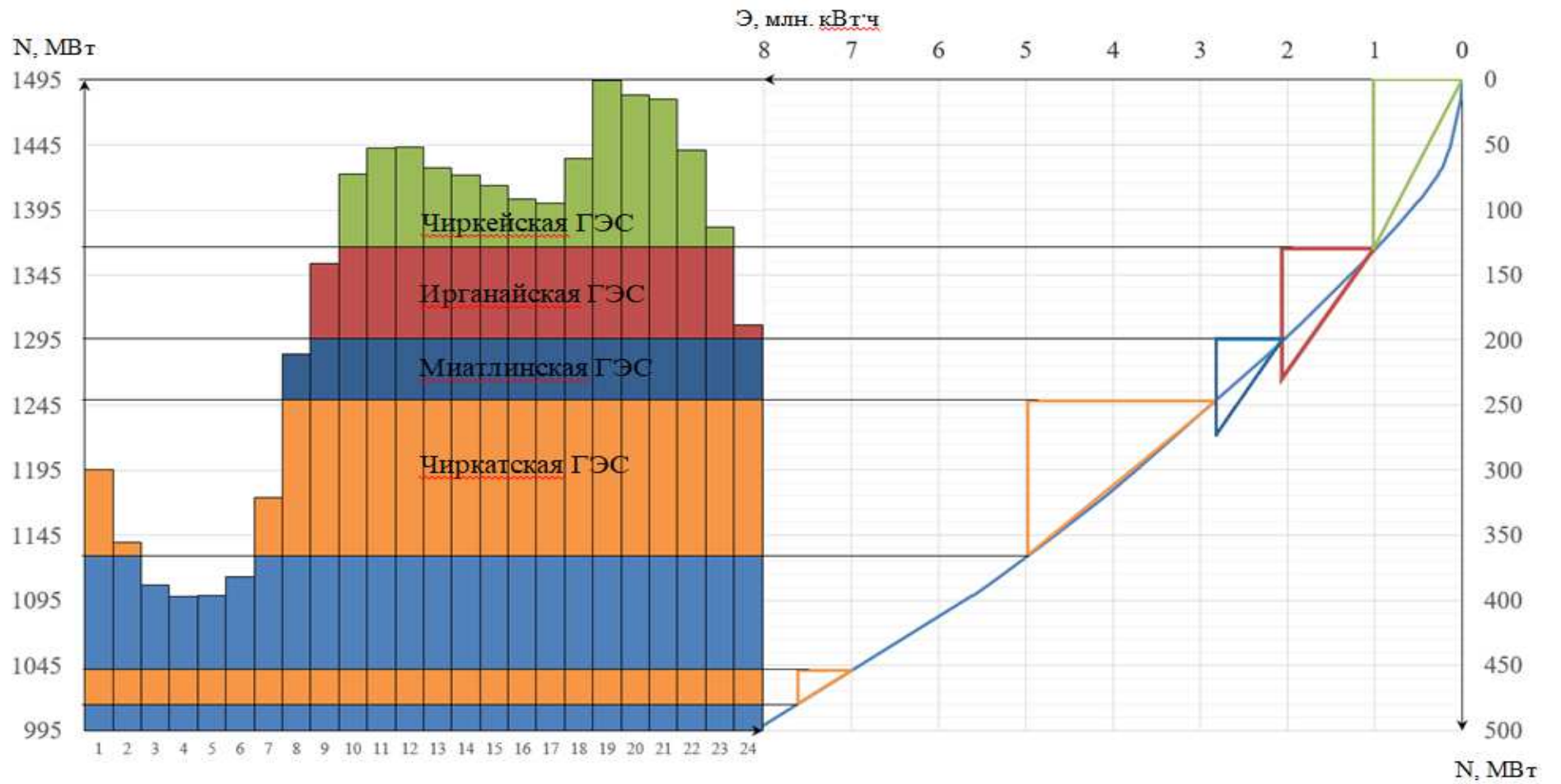


Рисунок Б.2 - Зона работы проектируемой ГЭС в Декабре

Продолжение приложения Б

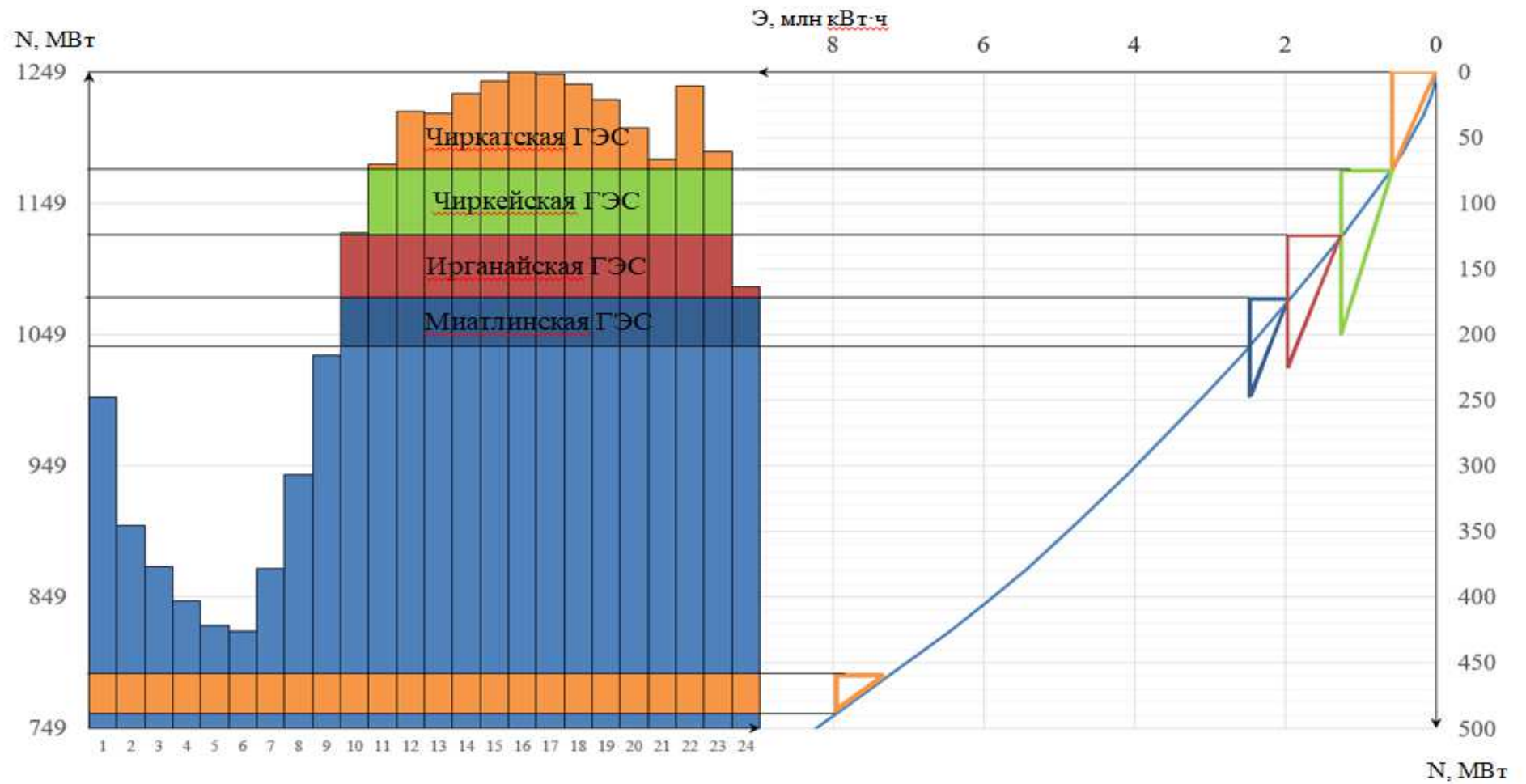


Рисунок Б.3 - Зона работы проектируемой ГЭС в Июне

Окончание приложения Б

Таблица Б.4 - Сводная таблица рабочих мощностей для проектируемой ГЭС

Месяцы	$N_{\text{гар}}$	$\Sigma_{\text{сут.гар}}$	$N_{\text{баз}}$	$\Sigma_{\text{баз}}$	$N_{\text{пик}}$	$\Sigma_{\text{пик}}$	$N_{\text{раб}}$
Январь	115	2,77	26	0,615	118	2,156	144
Февраль	110	2,65	24	0,575	117	2,076	141
Март	80	1,93	23	0,551	110	1,380	133
Апрель	45	1,08	23	0,563	105	0,520	128
Май	47	1,12	24	0,584	100	0,539	124
Июнь	51	1,22	26	0,634	75	0,586	101
Июль	55	1,32	29	0,686	85	0,634	114
Август	55	1,33	30	0,725	105	0,603	135
Сентябрь	56	1,35	31	0,739	110	0,615	141
Октябрь	80	1,93	30	0,715	105	1,212	135
Ноябрь	110	2,65	28	0,683	115	2,076	143
Декабрь	115	2,77	27	0,651	117	2,156	144

Таблица Б.5 - Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяцы	Энергосистема			Существующие ГЭС			Проектируемая ГЭС			ТЭЦ		
	P_{max}	$N_{\text{н.р}}$	$N_{\text{а.р}}$	$N_{\text{раб.мах}}$	$N_{\text{н.р}}$	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{раб.мах}}$	$N_{\text{н.р}}$	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{раб.мах}}$	$N_{\text{а.р}}$	$N_{\text{рем}}$
Январь	1491	22	119	358	16	0	144	6	0	989	119	0
Февраль	1459	22	117	331	15	0	141	7	0	987	117	0
Март	1404	21	112	298	15	0	133	6	0	973	112	0
Апрель	1340	20	107	298	14	0	128	6	0	913	107	87
Май	1285	19	103	269	13	0	124	6	0	892	103	147
Июнь	1253	19	100	239	13	0	101	6	0	913	100	182
Июль	1253	19	100	239	13	0	114	6	0	901	100	182
Август	1285	19	103	269	13	0	135	6	0	881	103	147
Сентябрь	1340	20	107	298	14	0	141	6	24	901	107	87
Октябрь	1404	21	112	298	15	60	135	7	0	971	112	0
Ноябрь	1459	22	117	328	15	0	143	7	0	987	117	0
Декабрь	1491	22	119	358	16	0	144	6	0	989	119	0

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

Марка	Горизонтальные					Вертикальные						
	ПЛ10-ГК	ПЛ15-ГК	ПЛ20-ГК	ПЛ25-ГК	ПЛ20-В	ПЛ30а-В	ПЛ30б-В	ПЛ40а-В	ПЛ40б-В	ПЛ50-В	ПЛ60-В	ПЛ70-В
№ УХ	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$H_{\text{орз}}$, М	10	15	20	25	20	30	30	40	40	50	60	70
$H_{\text{мин}}/H_{\text{макс}}$	0,33	0,33	0,35	0,35	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
$n_{\text{орз}}$, об/м	150	145	155	150	146	126	130	125	123	116	116	106
$Q_{\text{орз}}$, л/с	1800	1700	1580	1680	1160	890	1270	1020	1150	1000	1080	860
$n_{\text{верт}}$	0,924	0,916	0,918	0,912	0,920	0,912	0,911	0,913	0,904	0,916	0,913	0,902
$Q_{\text{т макс}}$, л/с	3250	3000	2750	2750	2000	1950	1900	1800	1700	1500	1500	1400
$\sigma (Q_{\text{т макс}})$	2,4	2,1	1,8	1,6	1,0	1,0	1,0	0,65	0,65	0,60	0,55	0,55
$D_{\text{л ст}}$, М	0,460	0,460	0,460	0,460	0,500	0,460	0,460	0,460	0,460	0,460	0,460	0,460
$H_{\text{мод}}$, М	3	3	3	3	10	4	8	4	4	12	12	4
$t_{\text{мод}}$, °С	16	6	18	18	20	5	21	10	20	21	20	4

Марка	ПЛД50-В60 ⁰		ПЛД60-В60 ⁰		ПЛД70-В60 ⁰		Диагональные		ПЛД115-В45 ⁰		ПЛД140-В45 ⁰		ПЛД170-В30 ⁰	
	13	14	15	16	17	18	19	16	17	18	19	18	19	
$H_{\text{орз}}$, М	50	60	70	90	115	140	170	90	115	140	170	140	170	
$H_{\text{мин}}/H_{\text{макс}}$	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	
$n_{\text{орз}}$, об/м	113	111	107	85	83	85	80	85	83	85	80	80	80	
$Q_{\text{орз}}$, л/с	1100	1130	1020	820	830	800	650	820	830	800	650	650	650	
$n_{\text{верт}}$	0,910	0,906	0,907	0,921	0,916	0,921	0,909	0,921	0,916	0,921	0,909	0,909	0,909	
$Q_{\text{т макс}}$, л/с	1650	1600	1600	1300	1200	1100	1100	1300	1200	1100	1100	1100	1100	
$\sigma (Q_{\text{т макс}})$	0,60	0,65	0,60	0,45	0,40	0,35	0,32	0,45	0,40	0,35	0,32	0,32	0,32	
$D_{\text{л ст}}$, М	0,350	0,460	0,345	0,460	0,460	0,460	0,325	0,460	0,460	0,460	0,325	0,325	0,325	
$H_{\text{мод}}$, М	5	12	6	4	4	4	5	4	4	4	5	5	5	
$t_{\text{мод}}$, °С	16	20	7	16	9	7	16	16	9	7	16	16	16	

Марка	Радиально - осевые										
	РО45 - В	РО75 - В	РО115 - В	РО140 - В	РО170а - В	РО170б - В	РО230а - В	РО230б - В	РО310 - В	РО400 - В	РО500 - В
№ УХ	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
$H_{\text{орз}}$, М	45	75	115	140	170	170	230	230	310	400	500
$H_{\text{мин}}/H_{\text{макс}}$	0,60	0,60	0,60	0,60	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,70	0,80
$n_{\text{орз}}$, об/м	82	83	75	73	68	69	66	69	64	65	66
$Q_{\text{орз}}$, л/с	1200	1020	900	840	625	585	535	500	400	237	227
$n_{\text{верт}}$	0,921	0,920	0,927	0,927	0,923	0,928	0,927	0,926	0,928	0,908	0,907
$Q_{\text{т макс}}$, л/с	1430	1200	1080	980	780	670	640	580	500	310	280
$\sigma (Q_{\text{т макс}})$	0,23	0,13	0,15	0,15	0,07	0,12	0,085	0,065	0,075	0,04	0,04
$D_{\text{л ст}}$, М	0,460	0,460	0,5156	0,515	0,4355	0,5587	0,625	0,630	0,388	0,800	0,800
$H_{\text{мод}}$, М	4	4	4	4	4	4	4	4	30	5	5
$t_{\text{мод}}$, °С	8	20	2	16	7	4	8	7	20	19	19

Рисунок В.1 – Основные параметры модельных реактивных гидротурбин

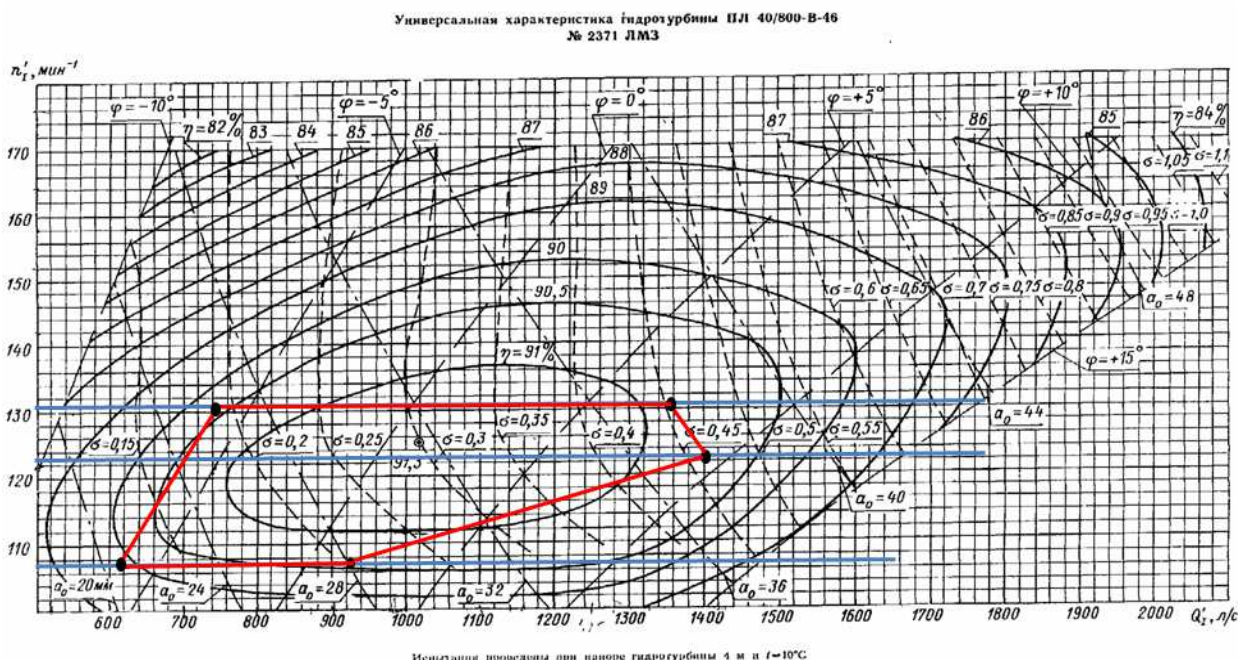


Рисунок В.2 - Зона работы турбины ПЛ40а-В-355

Продолжение приложения В

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ 40/800-В-46
№ 2371 ЛМЗ

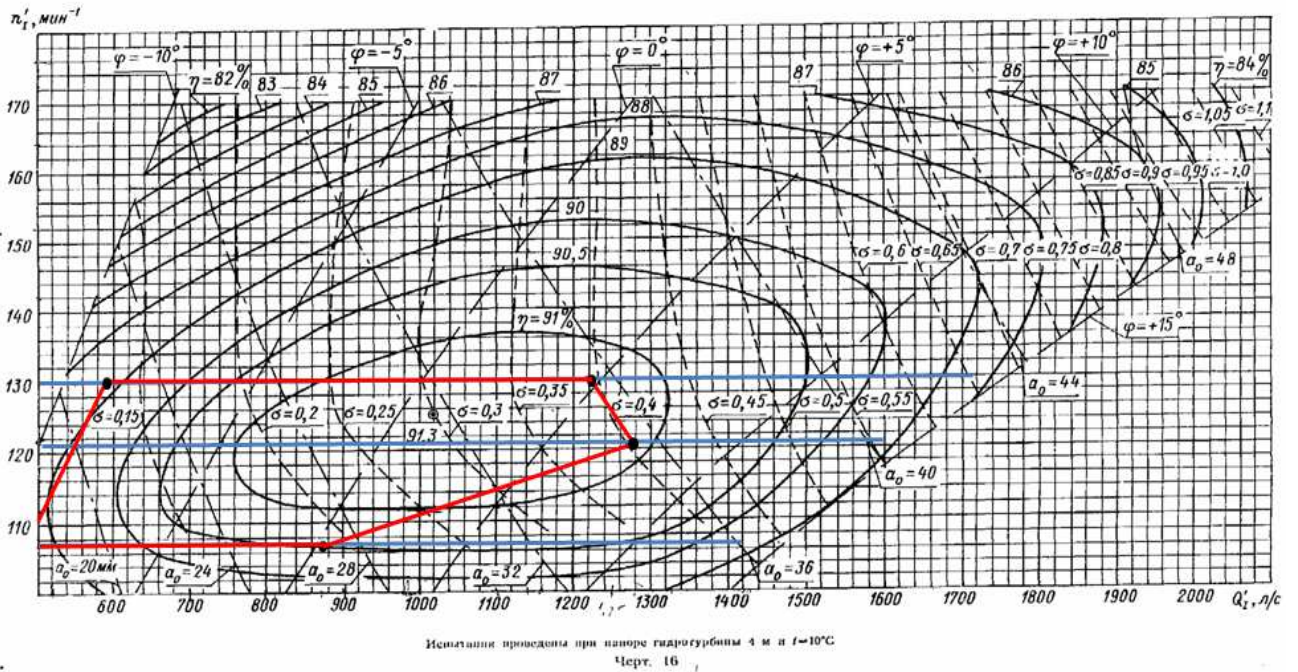


Рисунок В.3 - Зона работы турбины ПЛ40а-В-400

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ 40/800-В-46
№ 2371 ЛМЗ

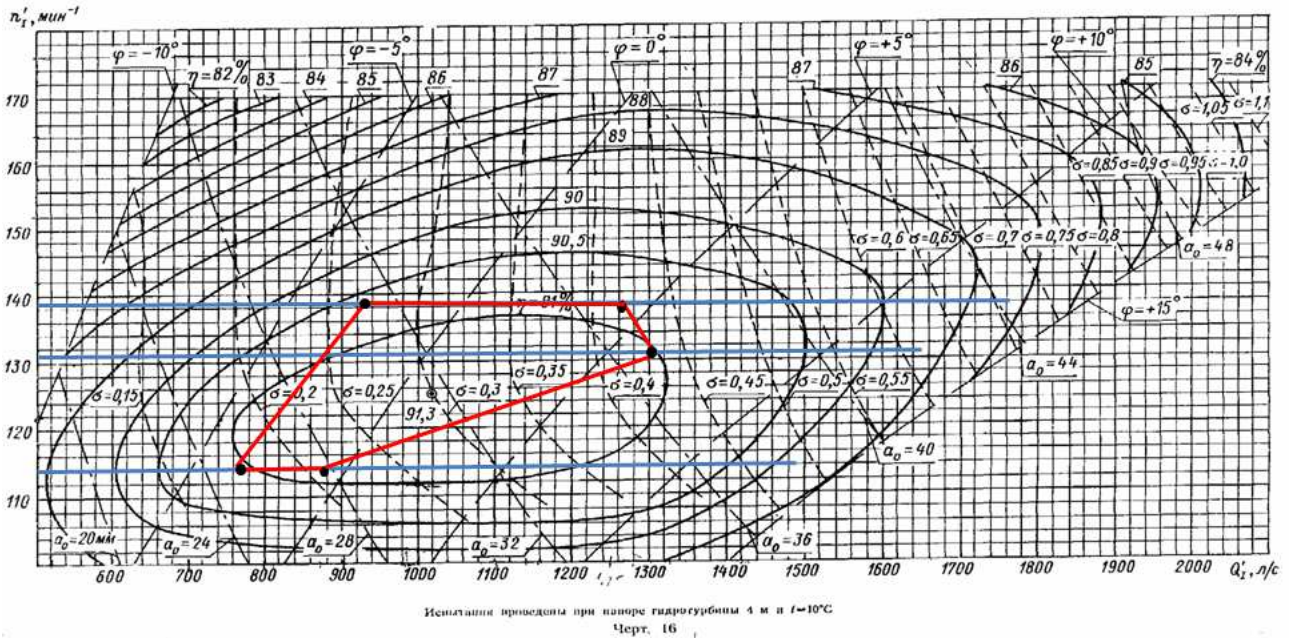


Рисунок В.4 - Зона работы турбины ПЛ40а-В-450

Продолжение приложения В

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ 40/800-В-46
№ 2371 ЛМЗ

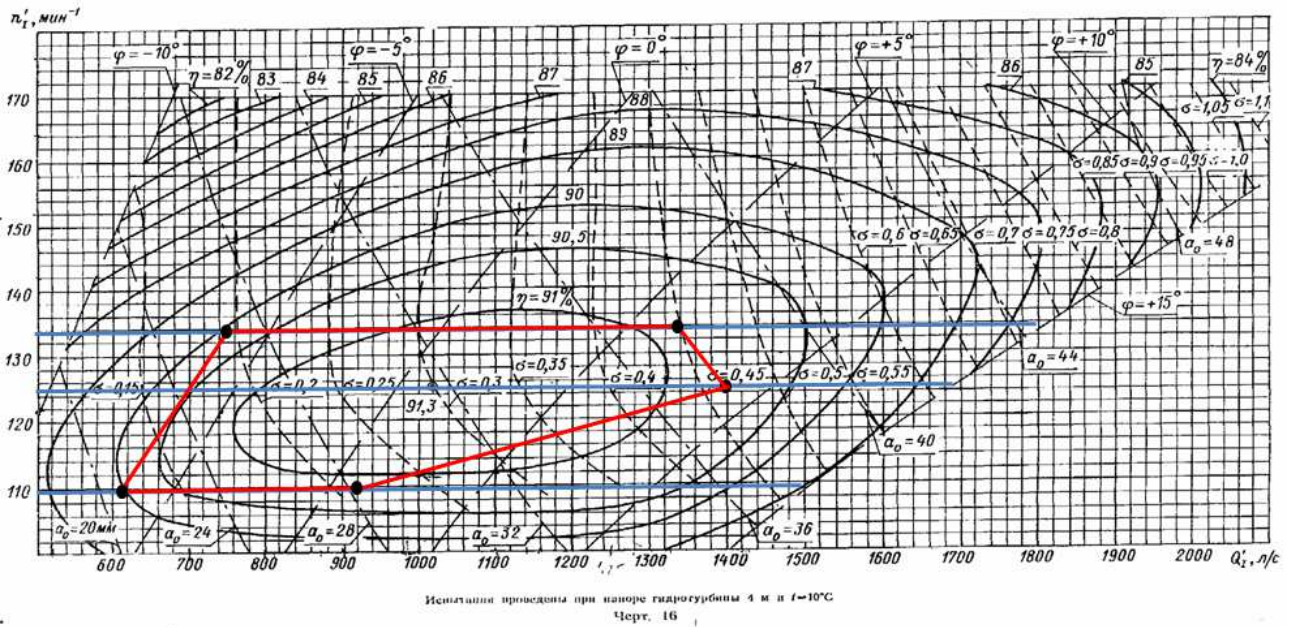


Рисунок В.5 - Зона работы турбины ПЛ40а-В-500

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ 40/800-В-46
№ 2371 ЛМЗ

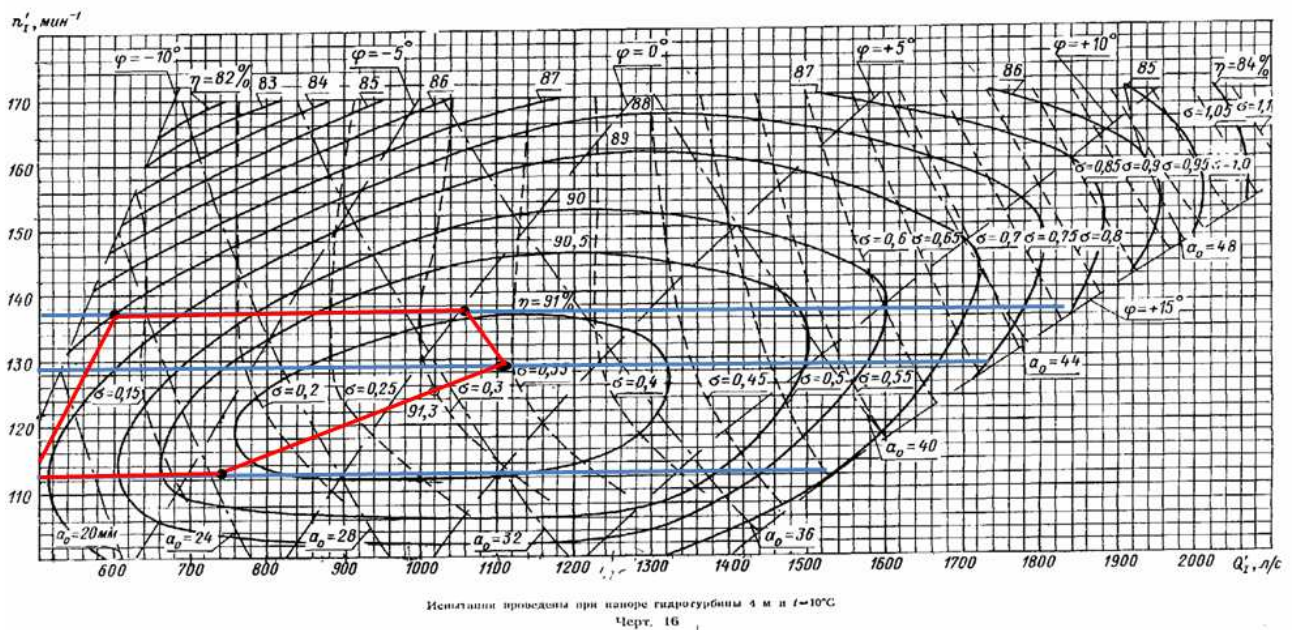


Рисунок В.6 - Зона работы турбины ПЛ40а-В-560

Продолжение приложения В

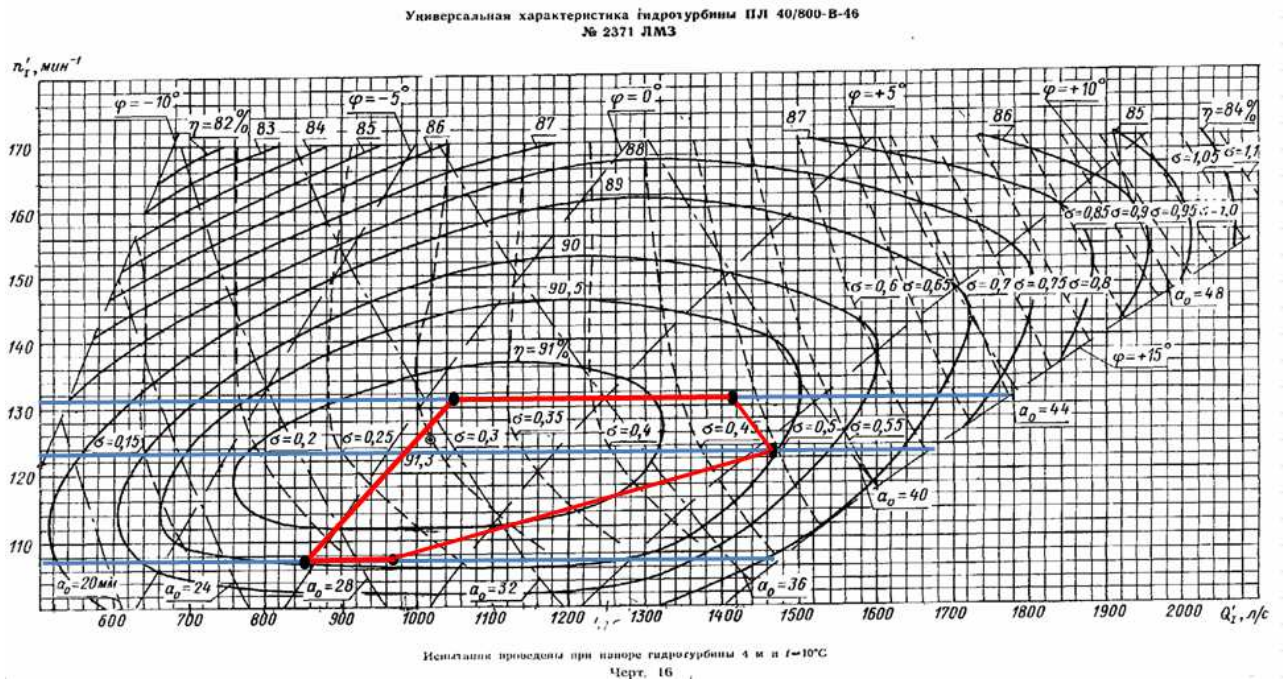


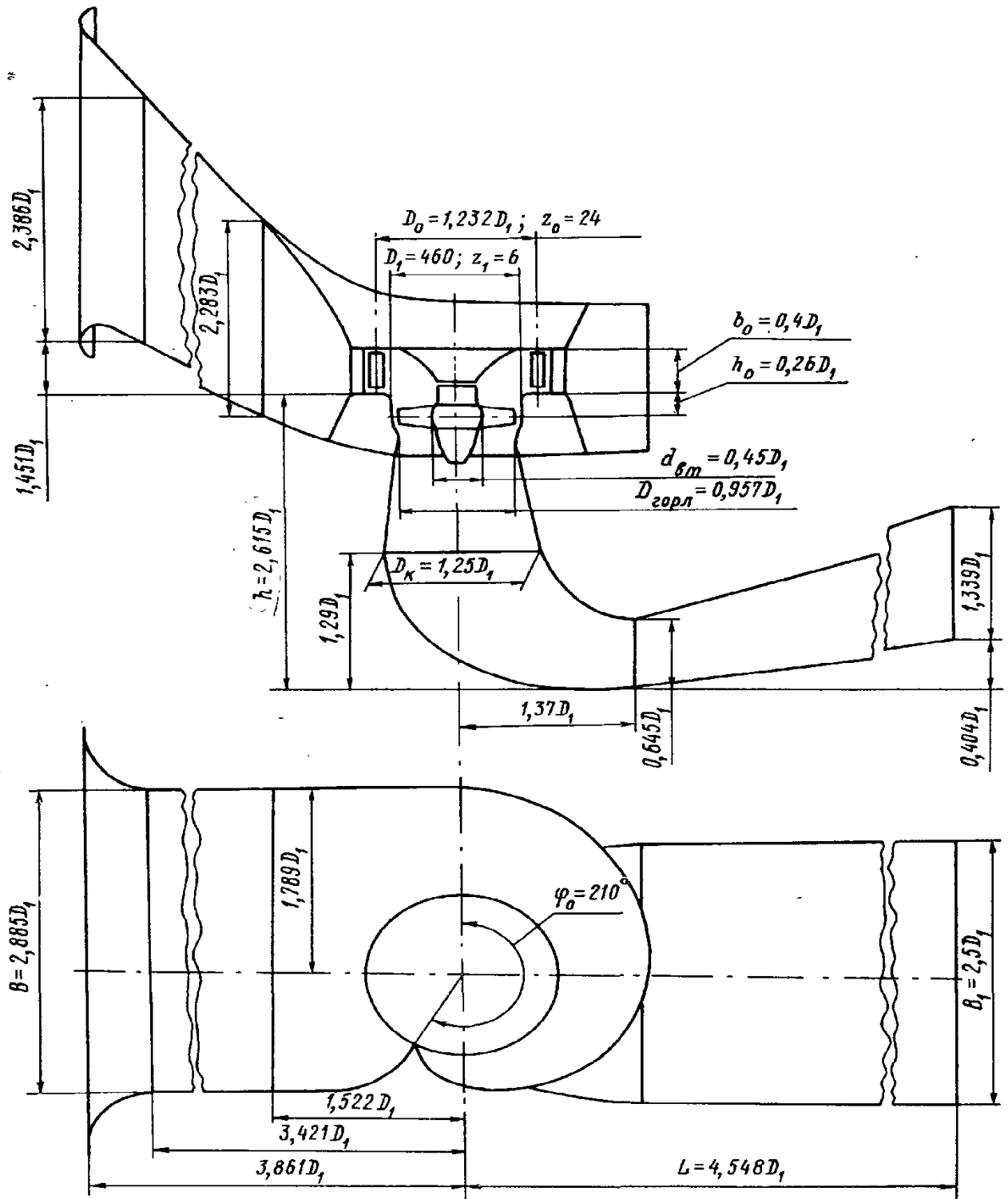
Рисунок В.7 - Зона работы турбины ПЛ40а-В-425

Таблица В.8 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Элемент генератора	параметры	зависимость	значение, м
Статор	высота корпуса $h_{ст}$	(от 1,7 до 1,9) l_a	1,44
	диаметр корпуса $D_{ст}$	$(1,05 + 0,0017 * n_0) D_i$	7,48
	диаметр активной стали D_a	$D_i + (\text{от } 0,5 \text{ до } 0,9)$	6,47
Верхняя крестовина	высота $h_{в.к}$	(от 0,1 до 0,12) D_i	0,62
	диаметр лучей $D_{в.к}$	$D_{ст}$	7,48
Подпятник	высота $h_{п}$	(от 0,15 до 0,2) D_i	0,96
	диаметр кожуха $D_{п}$	(от 0,4 до 0,5) D_i	2,55
Нижняя крестовина	высота $h_{н.к}$	(от 0,25 до 0,30) $D_{ш}$	0,8
	диаметр лучей $D_{н.к}$	$D_{ш} + 0,4$	6,50
Надстройка	высота h_0	от 0,3 до 0,5	0,40
	диаметр $D_{кр}$	(от 1,4 до 1,5) D_i	8,22
Кратер	минимальная ширина подхода b	от 0,4 до 0,5	0,45
	Исполнение	зонтичный	

Продолжение приложения В

Проточная часть модели гидротурбины ПЛ 40/800-В-46 (к универсальной характеристике № 2371 ЛМЗ)



Черт. 15

Рисунок В.9 - Проточная часть модели гидротурбины ПЛ40а-В

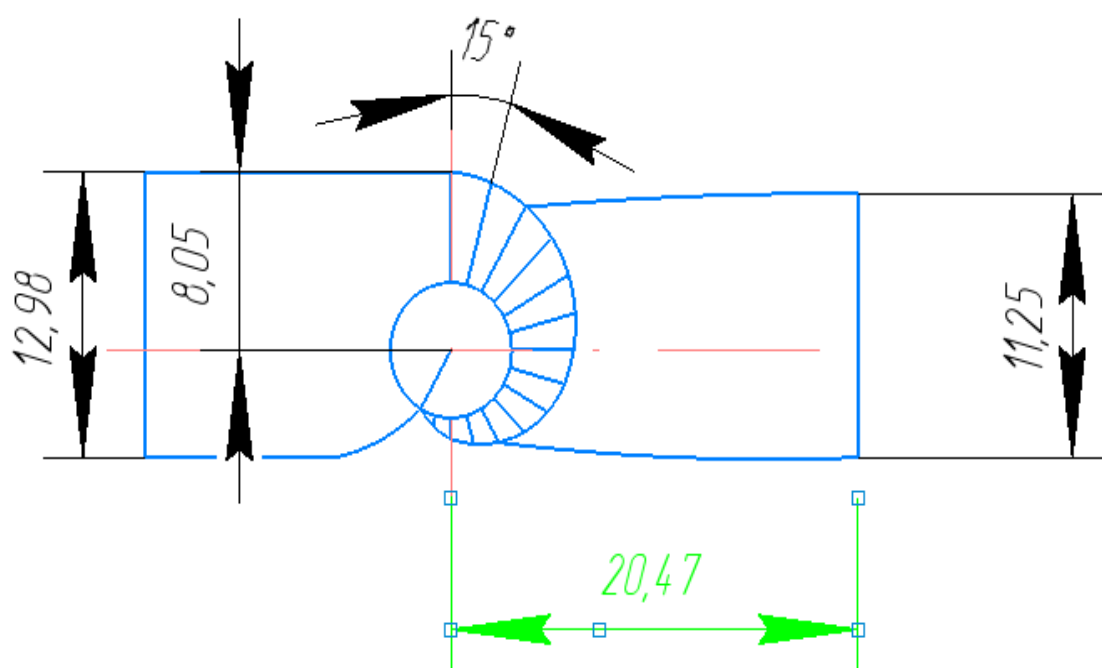


Рисунок В.10 - Чертёж спиральной камеры

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Микропроцессорные электрические защиты генератора

Таблица Г.1 - Карта уставок МП электрических защит

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение		Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. защита продольная	$I\Delta G$		Ток срабатывания, $I_{CP.O}$	$0,37 \cdot I_{Г}^{(2)}$	1,53 А
			Коэффициент торможения, K_T	0,5	-
			Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,74 \cdot I_{Г}^{(2)}$	3,03 А
			Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_{Г}^{(2)}$	6,15 А
			I_{OTC}	$6,0 \cdot I_{Г}^{(2)}$	24,58 А
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{0G}	-	10 В
	U_{03}		Коэффициент торможения, K_T	1,5	-
ЗПН	$U >$	2 ступ.	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_{НОМ.Г}$	140 В
		1 ступ.	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_{НОМ.Г}$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_{Г}^{(2)}$	0,29 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,12 \cdot I_{Г}^{(2)}$	0,49 А
		ТО I	$I_{2С.З.}$	$0,55 \cdot I_{Г}^{(2)}$	2,26 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{1СИГН}$	$1,07 \cdot I_{Г}^{(2)}$	4,39 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_{Г}^{(2)}$	4,52 А
		ТО	$I_{1ТО}$	$1,22 \cdot I_{Г}^{(2)}$	5,02А
ДЗ	$Z <$	1 ступ.	Z_1	$0,087 \cdot Z_{нагр}$	1,26 Ом
			$Z_{см1}$	$0,20 \cdot Z_I$	0,25 Ом
		2 ступ.	Z_2	$0,4 \cdot Z_{нагр}$	5,66 Ом
			$Z_{см2}$	$0,20 \cdot Z_2$	1,13 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P.СИГН}$	$1,07 \cdot I_{P.НОМ}^{(2)}$	0,92 А
		ПО	$I_{P.ПУСК}$	$1,21 \cdot I_{P.НОМ}^{(2)}$	1,04 А
		ТО	$I_{P.ТО}$	$2,23 \cdot I_{P.НОМ}^{(2)}$	1,92 А
Защита ТВ	$I \gg T_B$	ТО	$I_{ТО}$	$25,44 \cdot I_{T.НОМ}^{(2)}$	29,26 А
	$I > T_B$	МТЗ	I_{MT3}	$2,81 \cdot I_{T.НОМ}^{(2)}$	3,23 А

Продолжение приложения Г

Таблица Г.2 - Матрица отключений

Защиты	Действие		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-110 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	Отключение ШСВ	
Наименование	Обозначение									
Диф. защита продольная	$I\Delta G$		+	+	+	+				
ЗЗГ	U_0	t_1						+		
		t_2	+	+	+					
	U_{03}	t	+	+	+					
ЗПН	$U >$	2 ступень t_2	+	+						
		1 ступень t_1	+	+						
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО						+		
		ИО		+	+					
		ТО I	t_1						+	
			t_2					+		
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО						+		
		ИО		+	+					
		ТО	t_1						+	
			t_2					+		
t_3	+		+							
ДЗ	1 ступень	t_1					+			
		t_2	+	+	+					
	2 ступень	t_1							+	
		t_2					+			
		t_3	+	+						
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО						+		
		ИО		+	+					
		ТО		+	+					
Защита ТВ	$I >> TB$	ТО	+	+						
	$I > TB$	МТЗ	+	+						

Окончание приложения Г

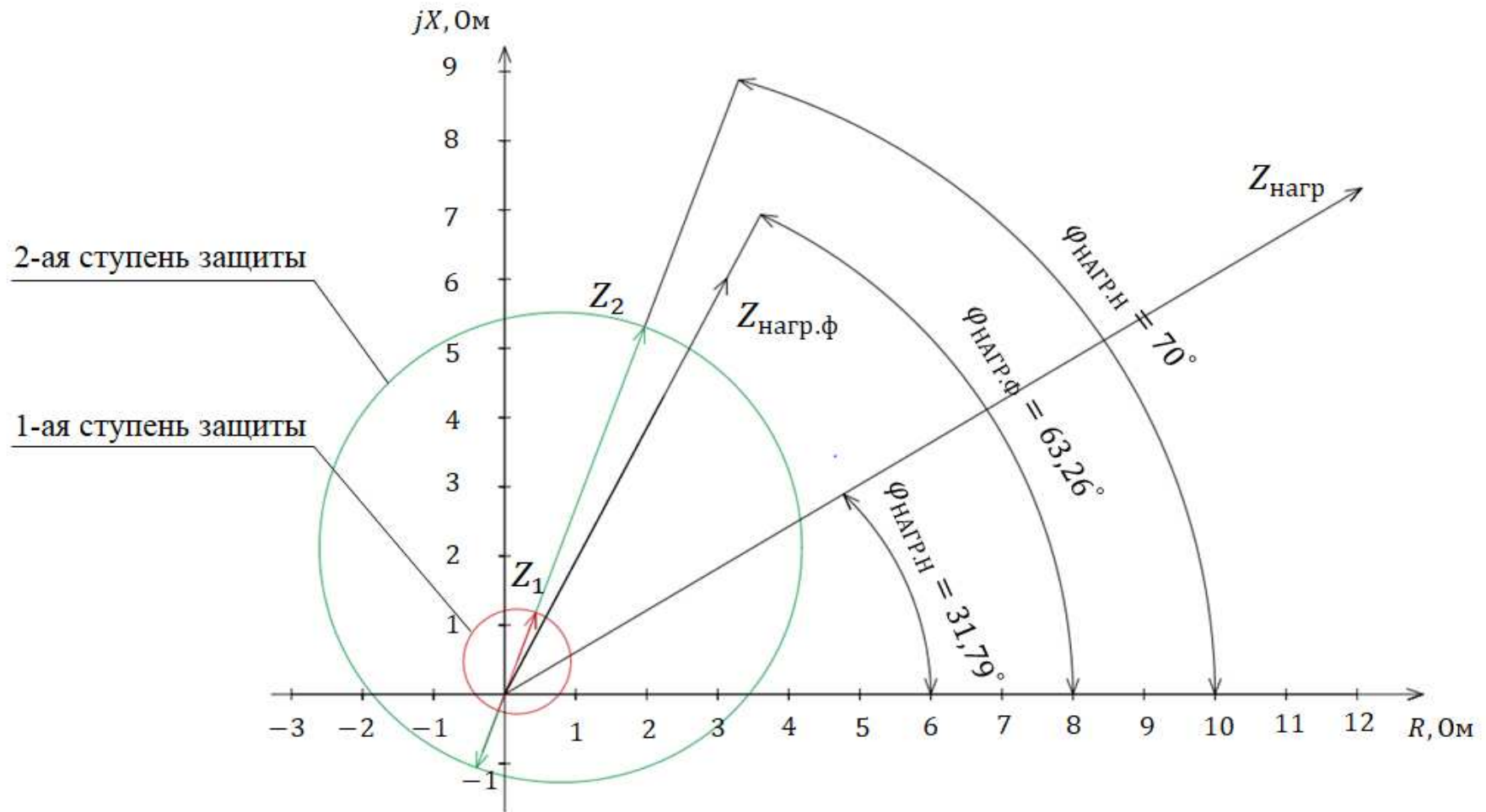


Рисунок Г.3 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Компоновка и сооружения гидроузла



Рисунок Д.1 - Район створа проектируемой ГЭС

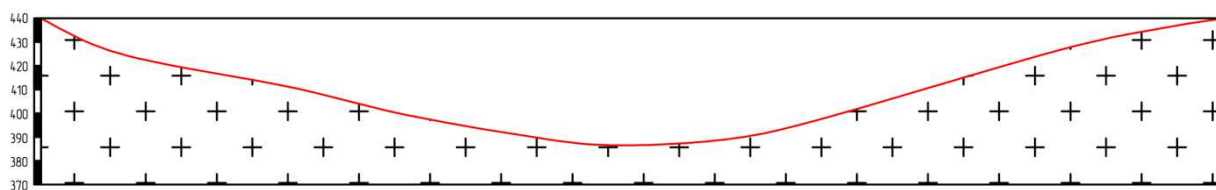


Рисунок Д.2 - Поперечный разрез по створу

					165	Лист
					КП-13.03.02 1833030 ПЗ	16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.А. Ачитаев

подпись

«16» июня 2022 г.


БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЧИРКАТСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ АНДИЙСКОЕ
КОЙСУ. ВЫКЛЮЧАТЕЛИ ПРИСОЕДИНЕНИЙ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ВЫДАЧИ
МОЩНОСТИ ГЭС. ТИПЫ И КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ
(МАСЛЯНЫЕ, ВОЗДУШНЫЕ, ЭЛЕГАЗОВЫЕ)

тема

Руководитель


подпись, дата

Зав. Кафедры ГГЭЭС,
Саяно-Шушенского
филиала СФУ,
канд. техн. наук

А.А. Ачитаев
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

А.Ю. Чувпило
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Чиркатской ГЭС на реке Андийское койсу. Выключатели присоединений распределительных устройств главной схемы выдачи мощности ГЭС. Типы и конструктивное исполнение (масляные, воздушные, элегазовые)».

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР

А.А. Ахмедов
подпись, дата

Водно-энергетические расчеты

Е.И. Затева
подпись, дата

Основное и вспомогательное
оборудование

Д.В. Масляева
подпись, дата

Электрическая часть

А.А. Ахмедов
подпись, дата

Релейная защита и автоматика

М.С. Пармакин
подпись, дата

Компоновка сооружения гидроузла

О.В. Захарова
подпись, дата

Пожарная безопасность. Охрана труда

В.Ч. Табариев
подпись, дата

Охрана окружающей среды

В.А. Куреев
подпись, дата

Технико-экономические показатели

В.В. Лапасова
подпись, дата

Нормоконтроллер

В.П. Сидельников
подпись, дата