

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

подпись.

инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ МАЛМЫЖСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ВЯТКА.
ИНСТРУКЦИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ
СООРУЖЕНИЙ МАЛМЫЖСКОЙ ГЭС
тема

Руководитель _____
подпись, дата

Начальник
Оперативной службы _____
должность

И.Ю. Погоняйченко
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

Д.А. Новиков
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2021

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Малмыжской ГЭС на реке Вятка. Инструкция по эксплуатации гидротехнических сооружений Малмыжской ГЭС».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Малмыжской ГЭС.....	7
ВВЕДЕНИЕ	9
1 Общие сведения	10
1.1 Природные условия	10
1.1.1 Климат.....	10
1.1.2 Гидрологические данные	10
1.1.3 Сейсмологические условия.....	13
1.1.4 Инженерно-геологические условия	13
1.2 Энергоэкономическая характеристика района	13
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла	13
2 Водно-энергетические расчёты	14
2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока	14
2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы.....	17
2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.....	18
2.4 Определение типа регулирования ГЭС	20
2.5 Водно-энергетический расчёт ГЭС годового регулирования при заданной отдаче воды в нижний бьеф	20
2.6 Баланс энергии	21
2.7 Водно-энергетический расчёт в маловодном году.....	22
2.8 Определение рабочих мощностей ГЭС	23
2.9 Определение установленной мощности ГЭС. Расчёт резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования	24
2.10 Баланс мощностей	25
2.11 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в среднем по водности году	25
2.12 Построение режимного поля	26
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	28
3.1 Выбор гидротурбины по главным универсальным характеристикам.....	28
3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины	28
3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса	28
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины.....	32
3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора	33
3.4 Гидромеханический расчёт бетонной спиральной камеры	34
3.5 Расчёт деталей и узлов гидротурбины.....	37
3.5.1 Расчёт вала на прочность	37
3.5.2 Расчёт подшипника.....	38
3.5.3 Выбор типа маслонапорной установки	39
3.5.4 Выбор электрогидравлического регулятора	39
4 Электрическая часть.....	40
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС	40
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	41

4.2.1	Выбор синхронных генераторов	41
4.2.2	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком.....	41
4.2.3	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупнённым блоком.....	42
4.2.4	Выбор трансформатор собственных нужд.....	43
4.3	Выбор количества отходящих ВЛ РУ ВН и марки проводов ВЛ	44
4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основании ТЭР.....	44
4.5	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения.....	46
4.6	Расчёт токов КЗ для выбора электрических аппаратов	46
4.6.1	Расчёт исходных данных	46
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчёт токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»	48
4.7	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов	49
4.8	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ.....	50
4.8.1	Выбор выключателей и разъединителей	50
4.8.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	50
4.8.3	Выбор синхронизаторов и анализаторов сети	51
4.9	Выбор параметров КРУЭ	51
5	Устройства релейной защиты и автоматики.....	53
5.1	Технические данные защищаемого оборудования.....	53
5.2	Перечень защит основного оборудования	53
5.3	Расчёт номинальных токов	55
5.4	Описание защит и расчёт их уставок.....	55
5.4.1	Продольная дифференциальная защита	55
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора.....	57
5.4.3	Защита от повышения напряжения.....	60
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий	60
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок.....	63
5.4.6	Дистанционная защита генератора	65
5.4.7	Защита от перегрузки обмотки ротора	69
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор – трансформатор	70
5.6	Таблица уставок и матрица отключений защит.....	71
6	Состав и компоновка сооружений гидроузла	73
6.1	Состав и компоновка сооружения гидроузла. Основные решения	73
6.2	Определение класса гидротехнических сооружений	73
6.3	Проектирование сооружений напорного фронта	74
6.4	Гидравлические расчеты.....	75
6.4.1	Определение ширины водосливного фронта	75
6.4.2	Определение отметки гребня водослива	76
6.4.3	Проверка на пропуск расхода при поверочном расчетном случае	78

6.5	Определение отметки гребня плотины.....	79
6.5.1	Определение отметки гребня грунтовой плотины	79
6.5.2	Определение отметки гребня бетонной плотины.....	82
6.6	Определение формы водосливной поверхности	83
6.7	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	84
6.8	Конструирование плотины	86
6.8.1	Определение ширины подошвы плотины	86
6.8.2	Разрезка бетонных плотин швами.....	88
6.8.3	Быки	88
6.8.4	Устой	89
6.8.5	Галереи в теле плотины.....	89
6.9	Назначение размеров основных элементов плотины.....	89
6.9.1	Понур	90
6.9.2	Шпунтовые стенки	90
6.9.3	Дренажные устройства.....	91
6.10	Конструктивные элементы нижнего бьефа.....	91
6.10.1	Водобой	91
6.10.2	Рисберма	91
6.10.3	Ковш.....	91
6.11	Фильтрационный расчет	92
6.12	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины.....	93
6.12.1	Определение основных нагрузок на плотину	93
6.12.2	Оценка прочности плотины	100
6.12.3	Критерии прочности плотины.....	104
6.12.4	Обоснование устойчивости плотины.....	107
7	Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	109
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	109
7.2	Пожарная безопасность.....	110
7.3	Охрана труда	111
7.4	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Малмыжского ГУ. Охрана труда и противопожарная безопасность	113
7.4.1	Общие сведения о районе строительства	113
7.4.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства	115
7.4.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	116
7.4.4	Отходы, образующиеся при строительстве.....	117
7.4.5	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	118
8	Технико-экономические показатели.....	121
8.1	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	121
8.1.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии	121
8.1.2	Текущие расходы по гидроузлу	122
8.1.3	Налоговые расходы	124
8.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	126

8.3 Анализ денежных потоков с указанием укрупнённых этапов реализации проекта	127
8.4 Оценка инвестиционного проекта.....	127
8.4.1 Методология, исходные данные.....	127
8.4.2 Коммерческая эффективность.....	128
8.4.3 Бюджетная эффективность	128
9 Инструкция по эксплуатации ГТС Малмыжской ГЭС	130
9.1 Общие положения.....	130
9.2 Критерии и пределы безопасного состояния и режимов работы.....	131
9.3 Порядок ввода в работу, изменения режима работы	132
9.4 Обслуживание в период нормальной эксплуатации	133
9.4.1 Общие положения по организации нормальной эксплуатации гидротехнических сооружений (общего режима)	133
9.4.2 Порядок эксплуатации гидротехнических сооружений при пропуске половодий и паводков	134
9.4.3 Порядок эксплуатации гидротехнических сооружений в морозный период	135
9.4.4 Техническое обслуживание гидротехнических сооружений	137
9.5 Обслуживание в аварийных режимах.....	137
9.5.1 Общие положения.....	137
9.5.2 Порядок информирования населения и органов местного самоуправления, на территории которого расположены ГТС, о возможных и возникающих на сооружениях чрезвычайных ситуациях	138
9.5.3 Действия эксплуатационного персонала при локализации и ликвидации опасных повреждений и аварийных ситуаций	138
9.6 Порядок подготовки к выполнению осмотра, ремонта и испытаний.....	139
9.6.1 Осмотры гидротехнических сооружений.....	139
9.6.2 Ремонты плотины, здания ГЭС, эксплуатационного вобосброса, водобойной стенки	140
9.7 Требования по охране труда, взрыво- и пожаробезопасности.....	142
9.7.1 Общие требования	142
9.7.2 Дополнительные требования по охране труда при эксплуатации плотины, водобойной стенки, здания ГЭС	142
9.7.3 Действия персонала при возникновении пожара	143
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	145
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	146
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Водно-энергетические расчёты	149
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Основное и вспомогательное оборудование.....	156
ПРИЛОЖЕНИЕ В. Техничко-экономические показатели	160

ВВЕДЕНИЕ

Потребление электроэнергии является неотъемлемым условием существования человечества. В настоящее время количество потребителей электрической энергии стремительно расчёт за счёт развития технологий, в связи с этим, необходимо наращивать генерирующие мощности. Электрическая энергия вырабатывается на электростанциях различного типа.

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

Кировская область так же, как и другие регионы Российской Федерации на сегодняшний день интенсивно развивается. Энергосистема округа становится остродефицитной. Собственное производство электроэнергии в регионе составляет около 17% от общего потребления. Потребление электроэнергии в округе в течение дня активно меняется, поскольку основным потребителем электроэнергии является население, поэтому данной системе крайне необходим мощный и маневренный источник электроэнергии. Регион богат полезными ископаемыми, для добычи которых требуется большое количество электрической энергии.

Этот регион также имеет уникальную речную систему, но их гидроэнергетический потенциал еще не использовался.

Все это способствует созданию на территории республики современной мощной гидроэлектростанции, которая решит практически все проблемы электроэнергетики этого региона. Также стоит отметить экологическую составляющую вопроса. Несмотря на создание водохранилищ, которые сопровождаются затоплением территорий, гидроэлектростанции являются одним из самых экологически чистых источников энергии.

В данной работе рассмотрен проект Малмыжской ГЭС на реке Вятка. В состав проекта входит: определение установленной мощности, выбор основного и вспомогательного оборудования, расчет гидротехнических сооружений, расчет защит гидрогенератора, экономическое обоснование строительства Малмыжской ГЭС.

2 Водно-энергетические расчёты

2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока

При определении расчётных гидрографов год делится на два периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). К периоду половодья относятся те месяцы, в которых расходы больше или равны среднегодовому, остальные месяцы – это период межени. Ранжируется каждая последовательность в порядке убывания и рассчитывается обеспеченность каждого среднегодового расхода, расхода в половодье и в межени, в процентах (2.1):

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

где m – порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и средних за зимний сезон), ранжированного в убывающем порядке;

n – общее число членов ряда.

Полученные значения занесены в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

m	P, %	Годы	$Q_{\text{ср.год.}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.пол.}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.меж.}}, \text{м}^3/\text{с}$
1	2	1955	843	1966	2323	1944	184
2	4	1944	783	1944	2242	1958	175
3	6	1966	739	1934	2178	1945	170
4	8	1935	665	1955	2174	1936	166
5	10	1958	652	1938	2094	1959	162
6	12	1963	639	1963	2013	1955	161
7	14	1938	633	1947	1823	1938	160
8	16	1934	621	1932	1763	1939	159
9	18	1954	620	1954	1615	1967	157
10	20	1967	615	1967	1560	1934	153
11	22	1957	614	1972	1555	1956	153
12	24	1970	614	1933	1542	1963	153
13	25	1951	606	1936	1522	1947	152
14	27	1943	598	1951	1516	1946	151
15	29	1933	578	1962	1506	1975	151
16	31	1974	570	1976	1504	1976	151
17	33	1939	564	1957	1503	1970	150
18	35	1945	558	1939	1498	1977	150
19	37	1968	552	1949	1497	1935	149
20	39	1947	551	1946	1473	1960	148
21	41	1976	540	1958	1428	1957	146
22	43	1956	535	1945	1411	1962	146
23	45	1946	534	1935	1410	1932	145

Продолжение таблицы 2.1

m	P, %	Годы	$Q_{\text{ср.год.}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.пол.}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.меж.}}, \text{м}^3/\text{с}$
24	47	1949	534	1961	1403	1968	145
25	49	1936	530	1970	1403	1950	144
26	51	1969	526	1968	1402	1940	141
27	53	1972	520	1956	1399	1952	140
28	55	1953	517	1974	1387	1954	140
29	57	1973	500	1943	1326	1974	140
30	59	1931	499	1952	1263	1978	139
31	61	1975	493	1969	1253	1979	139
32	63	1962	488	1973	1246	1961	137
33	65	1959	485	1931	1207	1931	136
34	67	1932	478	1960	1184	1943	136
35	69	1964	474	1965	1183	1964	136
36	71	1937	473	1959	1163	1930	134
37	73	1960	471	1948	1129	1949	133
38	75	1941	467	1942	1124	1951	133
39	76	1977	467	1975	1112	1969	132
40	78	1965	450	1937	1105	1971	132
41	80	1952	446	1950	1105	1972	132
42	82	1961	445	1953	1088	1937	131
43	84	1950	440	1977	1058	1948	129
44	86	1978	430	1941	1018	1965	129
45	88	1971	429	1978	981	1953	128
46	90	1979	429	1930	976	1933	127
47	92	1930	416	1971	965	1941	127
48	94	1948	411	1964	924	1966	124
49	96	1942	389	1940	923	1973	124
50	98	1940	372	1979	914	1942	118

Выбор расчётного средневодного года ($P = 50\%$).

Для заданной расчётной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определены ближайшие годы справа и слева от расчётной обеспеченности 50%: 1936 и 1983 годы. Затем вычислено значение расхода для 50% обеспеченности.

В данном случае, среднеполоводное значение для 50% обеспеченности $1245 \text{ м}^3/\text{с}$ – базовое значение. Маловодное базовое значение для 50% обеспеченности $803 \text{ м}^3/\text{с}$.

Вычислены коэффициенты приведения для 1936 года:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi 50\% \text{ базовое}}}{Q_{\Pi 1936}} = \frac{1245}{1237} = 1,01. \quad (2.2)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{М} 50\% \text{ базовое}}}{36} = \frac{803}{804} = 0,99. \quad (2.3)$$

Аналогично вычислены коэффициенты приведения для 1983 года:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi 50\% \text{ базовое}}}{Q_{\Pi 1983}} = \frac{1247}{1247} = 1,00. \quad (2.4)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{М} 50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{М} 1983}} = \frac{803}{798} = 1,01. \quad (2.5)$$

Коэффициенты приведения ближе к 1 для 1936 года, поэтому они выбраны и умножены на соответствующие расходы в половодье и межени, далее скорректированы значения этих коэффициентов так, чтобы среднегодовой расход не изменялся. Так как среднегодовой расход увеличился после умножения расходов на коэффициенты приведения, то понижен повышающий коэффициент. Результаты расчётов приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Расходы в расчётном средневодном году 1936 г. ($P = 50\%$), $\text{м}^3/\text{с}$

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
1936	231	327	441	3058	3036	1915	1011	715	336	249	233	363	998
$k_{\text{коррект.}}$	881	427	690	2128	1356	1277	1018	920	736	649	932	963	998

Выбор расчётного маловодного года ($P = 90\%$).

По значениям среднегодовых расходов 90% обеспеченности соответствует 1988 г.

Базовое значение по половодью для 90% обеспеченности равно $695 \text{ м}^3/\text{с}$.

Базовое значение по межени для 90% обеспеченности равно $310 \text{ м}^3/\text{с}$.

Вычислены коэффициенты приведения по половодью для сравниваемых лет:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi 90\% \text{ базовое}}}{Q_{\Pi 1979}} = \frac{695}{628} = 1,11. \quad (2.6)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{М} 90\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{М} 1979}} = \frac{310}{411} = 0,75. \quad (2.7)$$

Так как среднегодовой расход увеличился после умножения расходов на коэффициенты приведения, то понижен повышающий коэффициент. Расходы данной обеспеченности представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Расходы в расчётном маловодном году 1979 г. ($P = 90\%$), $\text{м}^3/\text{с}$

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
1979	780	328	579	2214	868	1167	993	1005	618	473	788	830	887
$k_{\text{коррект.}}$	863	363	641	1922	754	1013	862	872	684	523	872	918	887

Для наглядности в таблице 2.4 приведено сравнение расходов средневодного и маловодного годов после корректировки, гидрографы представлены на рисунке 2.1.

Таблица 2.4 – Сравнение средневодного и маловодного годов после корректировки, м³/с

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{50\%} - Q_{90\%}$	18	64	49	206	602	264	156	48	52	126	60	45

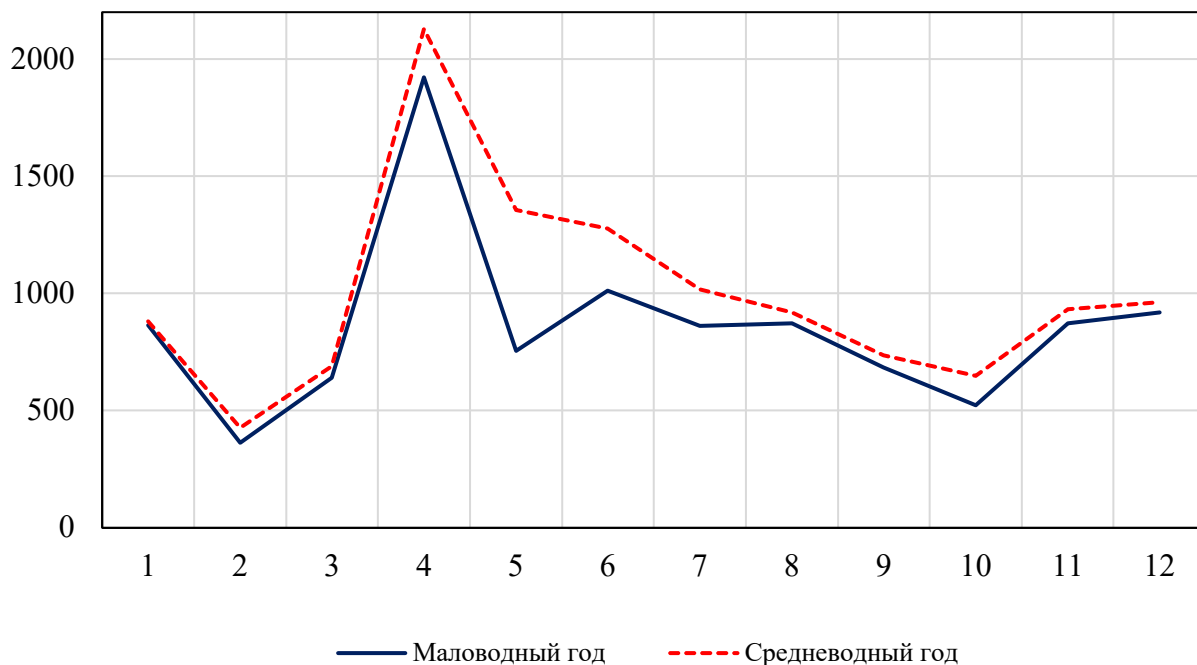


Рисунок 2.1 – Гидрографы маловодного и средневодного годов

2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Суточные графики нагрузки получены с помощью данных плана генерации и потребления, взятые с сайта системного оператора единой энергетической системы для зимних (декабрь) и летних суток (июнь). Используя графики суточных нагрузок построены интегральные кривые нагрузки (ИКН), данные для построения которых представлены в таблицах 2.5 и 2.6.

Таблица 2.5 – Координаты для построения ИКН летних суток

$P_{\text{ранж}}$, МВт	ΔP , МВт	Δt	$\Delta P \cdot \Delta t$	Э , МВт · ч	Координата по P
11222	-	-	-	0	0
11088	134	1	134	134	134
11045	43	2	86	220	177
11022	23	3	69	289	200
11003	19	4	76	365	219
10879	124	5	620	985	343
10844	35	6	210	1195	378
10786	58	7	406	1601	436
10779	7	8	56	1657	443
10701	78	9	702	2359	521
10650	51	10	510	2869	572
10640	10	11	110	2979	582

Продолжение таблицы 2.5

$P_{\text{ранж}}, \text{МВт}$	$\Delta P, \text{МВт}$	Δt	$\Delta P \cdot \Delta t$	$\text{Э}, \text{МВт} \cdot \text{ч}$	Координата по Р
10532	108	12	1296	4275	690
10190	342	13	4446	8721	1032
10186	4	14	56	8777	1036
9893	293	15	4395	13172	1329
9416	477	16	7632	20804	1806
9411	5	17	85	20889	1811
9183	228	18	4104	24993	2039
8887	296	19	5624	30617	2335
8654	233	20	4660	35277	2568
8549	105	21	2205	37482	2673
8386	163	22	3586	41068	2836
8222	164	23	3772	44840	3000

Таблица 2.6 – Координаты для построения ИКН зимних суток

$P_{\text{ранж}}, \text{МВт}$	$\Delta P, \text{МВт}$	Δt	$\Delta P \cdot \Delta t$	$\text{Э}, \text{МВт} \cdot \text{ч}$	Координата по Р
15581	-	-	-	0	0
15549	32	1	32	32	32
15382	167	2	334	366	199
15374	8	3	24	390	207
15273	101	4	404	794	308
15195	78	5	390	1184	386
15157	38	6	228	1412	424
15109	48	7	336	1748	472
15059	50	8	400	2148	522
15039	20	9	180	2328	542
14970	69	10	690	3018	611
14742	228	11	2508	5526	839
14594	148	12	1776	7302	987
14054	540	13	7020	14322	1527
13646	408	14	5712	20034	1935
13281	365	15	5475	25509	2300
13280	1	16	16	25525	2301
12978	302	17	5134	30659	2603
12765	213	18	3834	34493	2816
12690	75	19	1425	35918	2891
12419	271	20	5420	41338	3162
12394	25	21	525	41863	3187
11749	645	22	14190	56053	3832
11525	224	23	5152	61205	4056

2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

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

средних мощностей). Также график средних мощностей используется при регулировании годового стока.

Строятся эти графики по закону косинуса. Для неразвивающийся энергосистемы со статическим максимумом нагрузки формула представлена в виде:

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

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

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

$$a, b = \frac{P_{зима}^{max} \pm P_{лето}^{max}}{2}. \quad (2.9)$$

$$a, b = \frac{P'_{зима} \pm P'_{лето}}{2}. \quad (2.10)$$

$$\alpha = |30^\circ t - 15^\circ| \cdot \pi / 180^\circ. \quad (2.11)$$

Вычислены коэффициенты для максимальных нагрузок:

$$a = \frac{15581 + 11222}{2} = 13401.$$

$$b = \frac{15581 - 11222}{2} = 2179.$$

Результаты вычислений представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Данные для построения годовых графиков нагрузки энергосистемы

t	P_t^{max} , МВт	P_t^{cp} , МВт
1	15508	14010
2	14943	13487
3	13966	12591
4	12838	11562
5	11861	10670
6	11296	10152
7	11296	10152
8	11861	10670
9	12839	11563
10	13965	12590
11	14943	13487
12	15508	14010

2.4 Определение типа регулирования ГЭС

Для определения предварительного типа регулирования станции определён коэффициент зарегулированности стока β :

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{\bar{W}}, \quad (2.12)$$

где $V_{\text{полезный}}$ – полезный объём водохранилища;
 \bar{W} – среднегодовое количество стока в заданном створе.

Для вычисления полезного объёма водохранилища, задано приблизительное значение уровня мёртвого объёма (УМО) водохранилища. На начальном этапе УМО соответствует снижению УВБ на 35%.

Тогда $V_{\text{полезный}} = 1,86 \text{ км}^3$.

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{\bar{W}} = \frac{V_{\text{полезный}}}{Q_{\text{ср.мнгл.}} \cdot t_{\text{с.год}}} = \frac{1,86 \cdot 10^9}{536 \cdot 31536000} = 0,11.$$

Следовательно, на проектируемой станции годичный тип регулирования.

2.5 Водно-энергетический расчёт ГЭС годового регулирования при заданной отдаче воды в нижний бьеф

Для выбранного расчётного маловодного года и принятой обеспеченности вычисляется значение мощности на бытовом стоке для каждого месяца года.

Бытовые мощности определяются при постоянном горизонте верхнего бьефа (ВБ), равном отметке НПУ, а напор ГЭС – по формуле:

$$H_{\text{ГЭС}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.13)$$

где $Z_{\text{ВБ}}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ;
 $Z_{\text{НБ}}$ – уровень нижнего бьефа (УНБ), соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды с учётом зимней и летней кривой связи $Z_{\text{НБ}} = f(Q)$;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Тогда бытовая мощность рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{быт.}} = k_N Q_{\text{пол.}}^{\text{быт.}} H_{\text{ГЭС}}, \quad (2.14)$$

где k_N – коэффициент мощности;
 $Q_{\text{пол.}}^{\text{быт.}}$ – полезный бытовой расход в данный месяц;
 $H_{\text{ГЭС}}$ – напор ГЭС.

Все полученные значения сведены в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – Режим работы ГЭС по бытовому стоку при УВБ равном НПУ

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{пол.}}^{\text{быт.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	863	363	641	1922	754	1013	862	872	684	523	872	918
$Z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0
$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	24,0	23,1	23,7	24,9	23,9	24,2	24,1	24,1	23,7	23,5	24,0	24,0
$H_{\text{ГЭС}}, \text{ м}$	28,4	29,3	28,7	27,5	28,4	28,1	28,3	28,3	28,6	28,9	28,4	28,3
$N_{\text{быт.}}, \text{ МВт}$	209	89	157	453	184	244	208	210	167	129	212	222

На следующем этапе рассчитывается мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК. Расчёт происходит аналогично расчёту режима по бытовому стоку. Однако вместо полезных бытовых расходов в данном случае в расчётах используются расходы водохозяйственного комплекса.

Отметка верхнего бьефа соответствует отметке НПУ.

$$N_{\text{ВХК}} = k_N Q_{\text{ВХК}} H_{\text{ГЭС}}, \quad (2.15)$$

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

Полученные значения сведены в таблицу 2.9.

Таблица 2.9 – Режим работы ГЭС по требованиям ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	150	150	150	200	200	200	200	200	150	150	150	150
$Z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0
$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	24,0	23,1	23,7	24,9	23,9	24,2	24,1	24,1	23,7	23,5	24,0	24,0
$H_{\text{ГЭС}}, \text{ м}$	28,4	29,3	28,7	27,5	28,4	28,1	28,3	28,3	28,6	28,9	28,4	28,3
$N_{\text{ВХК}}, \text{ МВт}$	38	38	38	51	51	51	51	51	38	38	38	38

Далее для построения баланса энергии приведено сравнение режимов работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку. Определена избыточная мощность. Результаты приведены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Сравнение режимов работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{быт.}}, \text{ МВт}$	209	89	157	453	184	244	208	210	167	129	212	222
$N_{\text{ВХК}}, \text{ МВт}$	38	38	38	51	51	51	51	51	38	38	38	38
$N_{\text{быт.}} - N_{\text{ВХК}}, \text{ МВт}$	170	50	119	403	133	193	157	159	129	91	174	184

$$N_{\text{изб.}} = 1962 \text{ МВт.}$$

2.6 Баланс энергии

Первая попытка зарегулировать сток осуществляется в графической форме с помощью построений на годовом графике средних мощностей энергосистемы.

С пика графика среднемесячных мощностей откладываются вниз среднемесячные мощности существующих ГЭС. Этим построением определяется, какую часть графика покрывают существующие ГЭС.

Ниже линии существующих станций, накладывая друг на друга, строятся два режима работы проектируемой ГЭС: по бытовой мощности и по требованиям ВХК.

В некоторых месяцах бытовая мощность меньше мощности, необходимой по требованиям ВХК – это дефицитные по воде месяцы. В других наоборот – это профицитные по воде месяцы.

В результате графического расчёта получен гибридный режим работы станции: в месяцы, которые находятся под регулированием, станция работает по гарантированным мощностям, во все оставшиеся месяцы – по требованиям ВХК. Значения гарантированных мощностей определяются как разность координаты линии «гарантированной мощности» и координаты линии существующих ГЭС.

Баланс энергии представлен на рисунке А.1 (приложение А).

2.7 Водно-энергетический расчёт в маловодном году

На данном этапе проводится водно-энергетический расчёт, при котором определяется режим сработки-наполнения водохранилища при заданной отдаче ГЭС по активной мощности.

Расчёты ведутся в табличной форме, основные формулы представлены ниже:

$$Q_{\text{пол.быт.}} = Q_{\text{быт.}} - Q_{\text{шл.}} - Q_{\text{исп.}} - Q_{\text{фильт.}} - Q_{\text{лёд.}} \quad (2.16)$$

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{пол.быт.}} + Q_{\text{водохр.}} - Q_{\text{х.сб.}} \quad (2.17)$$

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{ГЭС}} + Q_{\text{х.сб.}} + Q_{\text{шл.}} + Q_{\text{фильт.}} \quad (2.18)$$

$$\Delta V = \frac{Q_{\text{водохр.}} \cdot t_{\text{с/мес.}}}{10^9} \quad (2.19)$$

$$V_{\text{кон.}} = V_{\text{нач.}} - \Delta V \quad (2.20)$$

$$Z_{\text{ВВ ср.}} = \frac{Z_{\text{ВВ}}^{\text{нач.}} + Z_{\text{ВВ}}^{\text{кон.}}}{2} \quad (2.21)$$

$$H = Z_{\text{ВВ ср.}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h \quad (2.22)$$

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N Q_{\text{ГЭС}} H \quad (2.23)$$

Окончательный вариант подбора гарантированных мощностей и сработки водохранилища представлен в таблице А.1 (приложение А).

После окончательного выполнения водно-энергетического расчёта режима работы ГЭС в маловодном году определена гарантированная мощность ГЭС.

2.8 Определение рабочих мощностей ГЭС

Рабочая мощность ГЭС – это мгновенная мощность, выдаваемая в энергосистему работающими гидроагрегатами ГЭС.

Для определения рабочей мощности проектируемой гидроэлектростанции, необходимо вписать проектируемую ГЭС в не занятую существующими ГЭС пиковую и полупиковую зону графика нагрузки.

Однако есть обязательное условие: обеспечение санитарного попуска в нижний бьеф. Это означает, что часть мощности гидроэлектростанция обязана отдавать в базовом режиме.

Рабочая мощность равна:

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

Расчёт базовой мощности производится по формуле:

$$N_{\text{баз.}} = k_N Q_{\text{с.п.}} H, \quad (2.25)$$

где $Q_{\text{с.п.}}$ – расход санитарного попуска;

H – напор в данном месяце;

k_N – коэффициент мощности.

Соответствующая базовой мощности, суточная выработка рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{баз.}} = N_{\text{баз.}} \cdot 24. \quad (2.26)$$

Полученный треугольник размещается в базовой части графика нагрузки, там, где ИКН превращается в прямую линию. Горизонтальный катет соответствует суточной базовой выработке, проектируемой ГЭС, вертикальный – базовой мощности.

В целом гарантированная энергоотдача за сутки определяется из гарантированной мощности:

$$\mathcal{E}_{\text{гар.}} = N_{\text{гар.}} \cdot 24. \quad (2.27)$$

Таким образом, выработка в пиковой зоне графика нагрузки равна:

$$\mathcal{E}_{\text{пик.}} = \mathcal{E}_{\text{гар.}} - \mathcal{E}_{\text{баз.}} \quad (2.28)$$

Имея горизонтальный катет, вписываемого в пик-полуцикл графика нагрузки, треугольника (выработку), определён вертикальный катет треугольника, соответствующий рабочей мощности пиковой зоны.

Максимальная рабочая мощность проектируемой ГЭС не должна превышать гарантированную мощность более чем в 2 раза. Расчёт рабочей мощности производится для суток каждого месяца года.

Расчёты сведены в таблицу 2.11, размещение треугольников на ИКН показано на рисунках А.2 – А.3 (приложение А).

Таблица 2.11 – Расчёт рабочих мощностей проектируемой ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{быт гар.}}^{\text{ГЭС}}$ МВт	750	231	-	-	-	-	-	-	-	-	231	750
$N_{\text{гар сущ.}}^{\text{ГЭС}}$ МВт	6744	6744	6744	6744	6744	6744	6744	6744	6744	6744	6744	6744
$\mathcal{E}_{\text{сущ.}}$ млн. кВт·ч	1,618	1,618	1,618	1,618	1,618	1,618	1,618	1,618	1,618	1,618	1,618	1,618

2.9 Определение установленной мощности ГЭС. Расчёт резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования

Установленную мощность ГЭС по выполняемым в системе функциям можно представить в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{выт.раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{дубл.}}^{\text{ГЭС}} \quad (2.29)$$

При составлении баланса мощностей учитывается следующее: аварийный резерв составляет 10 % от максимальной мощности энергосистемы. Нагрузочный резерв – 3 % от максимальной мощности энергосистемы. Ввиду того, что дублирующая мощность отсутствует, установленную мощность проектируемой ГЭС представлена в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{выт.раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез.}}^{\text{ГЭС}} \quad (2.30)$$

Аварийный резерв размещается на ТЭС, поэтому при расчёте установленной мощности, проектируемой ГЭС он считается равным 0.

Для определения величины ремонтного резерва определена ремонтная площадь существующих ГЭС и ТЭС, а также проектируемой ГЭС соответственно:

$$F_{\text{рем.сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб.сущ.ГЭС}}^I}{6} = \frac{6744}{4} = 1686 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}} \quad (2.31)$$

$$F_{\text{рем.проект.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб.проект.ГЭС}}^I}{6} = \frac{953}{4} = 240 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}} \quad (2.32)$$

$$F_{\text{рем.ТЭС}} = \frac{N_{\text{раб.ТЭС}}^I}{6} = \frac{1306}{6} = 2438 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}}. \quad (2.33)$$

Ремонт ТЭС размещается на два месяца, в период провала графика нагрузки энергосистемы.

После расчёта резервов необходимо определена установленная мощность проектируемой станции:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = 953 \text{ МВт}.$$

2.10 Баланс мощностей

Баланс мощностей представляет собой распределение мощностей на покрытие максимальной нагрузки между всеми участниками энергосистемы и размещение резервов во времени и по конкретным электростанциям.

Расчёт и распределение резервов посчитаны в п. 2.9 и сведены в таблицу 2.12, баланс мощностей изображен на рисунке А.4 (приложение А).

Таблица 2.12 – Распределение резервов

Месяц	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ТЭС, МВт			
	P_{max}	$P_{\text{нагр.}}$	$P_{\text{авар.}}$	$P_{\text{раб.}}$	$P_{\text{нагр.}}$	$P_{\text{рем.}}$	$P_{\text{раб.}}$	$P_{\text{нагр.}}$	$P_{\text{рем.}}$	$P_{\text{раб.}}$	$P_{\text{нагр.}}$	$P_{\text{авар.}}$	$P_{\text{рем.}}$
I	15508	465	1086	6744	202	0	244	7	0	6503	195	455	0
II	14943	448	1046	6744	202	0	118	4	0	6499	195	520	0
III	13966	419	978	6744	202	0	85	3	0	5788	174	463	0
IV	12838	385	899	6744	202	0	309	9	0	4759	143	381	0
V	11861	356	830	6744	202	0	218	7	0	3867	116	309	583
VI	11296	339	791	6744	202	0	224	7	0	3349	100	268	590
VII	11296	339	791	6744	202	0	190	6	0	3349	100	268	590
VIII	11861	356	830	6744	202	0	164	5	0	3867	116	309	583
IX	12839	385	899	6744	202	0	179	5	0	4760	143	381	0
X	13965	419	978	6744	202	0	158	5	0	5787	174	463	0
XI	14943	448	1046	6744	202	0	224	7	0	6499	195	520	0
XII	15508	465	1086	6744	202	0	244	7	0	6503	195	520	0

2.11 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в среднем по водности году

Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году проводятся аналогично расчётам, описанным в п. 2.7.

При расчёте режима сработки в среднем по водности году рассмотрены следующие возможные варианты:

- 1) работа ГЭС с мощностями, принятыми в маловодном году (таблица А.2);
- 2) работа ГЭС по отметкам сработки расчётного маловодного года (таблица А.3).

При работе ГЭС с мощностями, принятыми в средневодном году выработка электроэнергии, составила $\mathcal{E} = 1676,435$ млн. кВт·ч. При работе

ГЭС по отметкам сработки расчётного средневодного года годовая выработка электроэнергии составила $\mathcal{E} = 1694,093$ млн. кВт · ч.

По этим двум вариантам рассчитывается выработка электроэнергии ГЭС и выбирается вариант, обеспечивающий большую выработку. Наибольшую выработку обеспечивает вариант работы ГЭС по отметкам, принятым в средневодном году ($\mathcal{E} = 1694,093$ млн. кВт · ч).

На рисунке 2.2 показана сработка-наполнение водохранилища в маловодном и средневодном году.

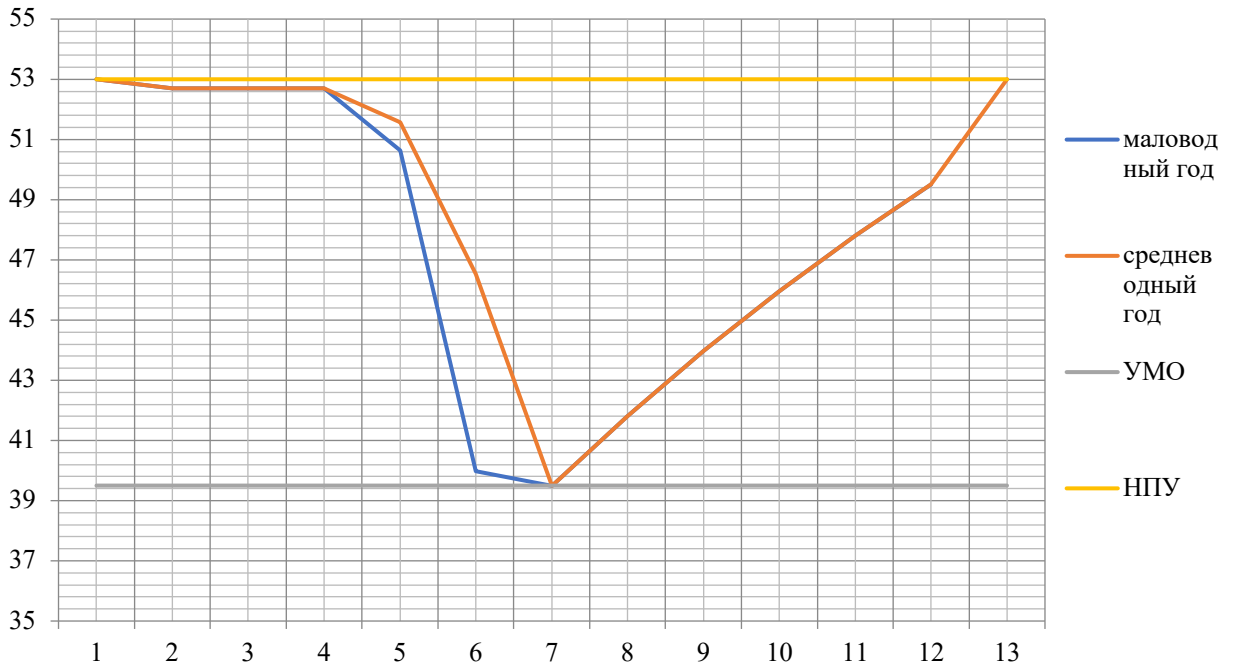


Рисунок 2.2 – График сработки и наполнения водохранилища в маловодном и средневодном году

2.12 Построение режимного поля

Режимное поле служит для определения области допустимой работы проектируемой ГЭС. Строится режимное поле с указанием линий ограничений по мощности генератора и пропускной способности турбины.

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = z_{вб}(V_{сраб}) - z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h. \quad (2.34)$$

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности:

$$N_{уст,расч} = k_N \cdot H_{ГЭС} \cdot Q_{ГЭС}. \quad (2.35)$$

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_{расч}^N}} \quad (2.36)$$

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

Ограничение по минимальному расходу $Q_{min} = Q_{сан п-к} = 150 \text{ м}^3/\text{с}$.

Далее строится режимное поле с учетом всех указанных ограничений, из которого определяется диапазон изменения напоров и расходов. Режимное поле представлено на рисунке А.5 (приложение А). Результаты расчётов сведены в таблицу 2.13.

Таблица 2.13 – Расчёт режимного поля

Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС		Линия ограничения по санитарному попуску	
$Q_{НБ},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Z_{НБ},$ м	$\nabla_{НПУ},$ м	$\nabla_{УМО},$ м	$H_p,$ м	$H_{ГЭС},$ м	$Q_{ГЭС},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$H_{ГЭС},$ м	$Q_{ГЭС},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$H_{ГЭС},$ м	$Q_{ГЭС},$ $\text{м}^3/\text{с}$
0	22,0	30,3	17,3	22,6	28,5	3888	15,0	3637	0	150
330	23,0	29,3	16,3	21,6	28,2	3931	15,6	3712	5	150
660	23,7	28,7	15,7	21,0	27,9	3975	16,3	3786	10	150
990	24,1	28,2	15,2	20,5	27,6	4019	16,9	3859	15	150
1320	24,4	27,9	14,9	20,2	27,3	4065	17,5	3930	20	150
1650	24,6	27,7	14,7	20,0	27,0	4112	18,2	4000	25	150
1980	24,8	27,5	14,5	19,8	26,6	4160	18,8	4069	30	150
2310	25,0	27,4	14,4	19,7	26,3	4209	19,4	4137	35	150
2640	25,1	27,3	14,3	19,6	26,0	4259	20,0	4203	-	-
2970	25,1	27,3	14,3	19,6	25,7	4310	20,7	4269	-	-
3300	24,9	27,4	14,4	19,7	25,4	4363	21,3	4334	-	-
3630	24,5	27,8	14,8	20,1	25,1	4417	21,9	4397	-	-
3960	23,7	28,7	15,7	21,0	24,8	4472	22,6	4460	-	-
4290	22,3	30,1	17,1	22,4	24,5	4529	23,2	4522	-	-
4620	20,2	32,2	19,2	24,5	24,2	4587	23,8	4583	-	-

Из режимного поля (рисунок А.5) определено:

- максимальный напор $H_{max} = 29,5 \text{ м}$. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;

- расчётный напор $H_{расч} = 19,0 \text{ м}$. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчётной установленной мощности с линией расчётного напора;

- минимальный напор $H_{min} = 15,2 \text{ м}$. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности.

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор гидротурбины по главным универсальным характеристикам

3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины

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

На основе диапазона напоров из режимного поля произведён подбор вариантов турбин. В данном случае выбраны следующие типы гидротурбин: ПЛ30-а-В, ПЛ30-б-В. Параметры моделей этих гидротурбин представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры моделей гидротурбин

Параметр	ПЛ30-а-В	ПЛ30-б-В
$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	30	30
$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,5	0,5
$n'_{\text{opt}}, \text{ мин}^{-1}$	126	130
$Q'_{\text{opt}}, \text{ л/с}$	890	1270
$\eta_{\text{m opt}}$	0,912	0,911
$Q_{\text{I max}}, \text{ л/с}$	1765	1815
$D'_{1 \text{ м}}, \text{ м}$	0,460	0,460
$H_{\text{мод}}, \text{ м}$	4	8
$t_{\text{мод}}, \text{ }^\circ\text{C}$	5	21
$v_{\text{мод}} \cdot 10^{-6}, \text{ м}^2/\text{с}$	1,51	0,988

3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса

Задаваясь рядом стандартных значений диаметров D_1 рассчитаны для каждого следующие параметры.

Мощность агрегата в расчётной точке:

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{\text{Ip}} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.1)$$

где Q'_{Ip} - приведённый расход в расчётной точке;

η_T - КПД натурной турбины;

η_G - КПД генератора, принимаем $\eta_G = 0,97$.

КПД натурной турбины:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_H}{\nu_{\text{мод}}}} \right), \quad (3.2)$$

где η_M – КПД модельной турбины;

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

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

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_p – расчётный напор натурной гидротурбины;

$\nu_H, \nu_{\text{мод}}$ – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натуральных и модельных условий; ν_H при средней температуре воды в году 5°C составляет $1,51 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

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

Количество агрегатов:

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

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность ГЭС;

$N_{\text{агр}}$ – мощность агрегата.

Поправка КПД:

$$\Delta_1 = \frac{\eta_H}{\eta_M}. \quad (3.4)$$

Частота вращения турбины (с последующим округлением до стандартного значения):

$$n' = \frac{n'_{I_p} \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.5)$$

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

Приведённая максимальная, расчётная и минимальная частоты вращения:

$$n'_{I \text{ max}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{min}})^{0.5}}. \quad (3.6)$$

$$n'_{I \text{ расч}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_p)^{0.5}}. \quad (3.7)$$

$$n'_{I \text{ min}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{max}})^{0.5}}. \quad (3.8)$$

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{T\text{ ср}}}. \quad (3.9)$$

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

Произведение для ограничения по генератору:

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\text{max}}^{1,5} \cdot \eta_{T\text{ ср}}}. \quad (3.10)$$

Приведённые расходы:

$$Q'_p = \frac{Q_{\text{min}}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\text{min}} \cdot \Delta_1}}. \quad (3.11)$$

$$Q'_p = \frac{Q_{\text{min}}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\text{max}} \cdot \Delta_1}}. \quad (3.12)$$

Результаты расчётов представлены в таблицах 3.2 – 3.3.

Таблица 3.2 – Параметры гидротурбины ПЛ30-а-В

D_1 , м	7,1	7,5	8	8,5
η_T , о. е.	0,946	0,947	0,947	0,947
$N'_{\text{агр}}$, МВт	66,2	73,9	84,1	94,9
$Z'_{\text{агр}}$, шт	14	12,9	11,3	10,0
$Z_{\text{агр}}$, шт	14	14	12	10
$N_{\text{агр}}$, МВт	68,1	73,3	79,4	95,3
$m(\Delta_1)$, о. е.	1,038	1,038	1,038	1,039
n'_c , об/мин	78,8	74,6	70,0	65,9
$n_{\text{синх}}$, об/мин	78,9	75	71,4	66,7
$n'_i(H_{\text{min}})$, об/мин	101	102	103	102
$n'_i(H_{\text{расч}})$, об/мин	126	127	129	128
$n'_i(H_{\text{max}})$, об/мин	141	142	144	143
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{\text{расч}})$	1,713	1,536	1,575	1,674
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{\text{max}})$	1,104	0,989	1,014	1,078
$Q'_i(H_{\text{max}})$, л/с	500	448	787	697
$Q'_i(H_{\text{min}})$, л/с	359	321	565	500

Таблица 3.3 – Параметры гидротурбины ПЛ30-б-В

D_1 , м	7,5	8	8,5	9
η_T , о. е.	0,941	0,941	0,942	0,942
$N'_{\text{агр}}$, МВт	82,6	94,0	106,2	119,1
$Z'_{\text{агр}}$, шт	11,5	10,1	9,0	8,0

Продолжение таблицы 3.3

D_1 , м	7,5	8	8,5	9
$Z_{\text{агр}}$, шт	12	12	12	9
$N_{\text{агр}}$, МВт	79,4	79,4	79,4	105,9
$m(\Delta_1)$, о. е.	1,033	1,033	1,034	1,034
n'_c , об/мин	77	72	68	64
$n_{\text{синх}}$, об/мин	78,9	73,2	68,2	65,2
$n'_j(H_{\text{min}})$, об/мин	107	106	105	106
$n'_j(H_{\text{расч}})$, об/мин	134	132	131	132
$n'_j(H_{\text{max}})$, об/мин	149	148	146	148
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{\text{расч}})$	1,79	1,57	1,39	1,66
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{\text{max}})$	1,15	1,01	0,90	1,07
$Q'_j(H_{\text{max}})$, л/с	897	789	698	623
$Q'_j(H_{\text{min}})$, л/с	644	566	501	447

При расчете и анализе данных таблицы 3.2 определено:

- турбины с диаметрами 5,3-7,5 и 8,5 м не подходят по произведению $Q'_p \cdot \eta_T(H_{\text{расч}})$, то есть рабочая точка выходит за линию ограничения по мощности;

- помимо вышеизложенного для турбин с диаметрами 5,3-7,5 линия ограничения по минимальному расходу при работе одного агрегата располагается правее оптимальной точки, следовательно, пропуск минимального расхода может быть обеспечен только двумя агрегатами. Для турбин с диаметрами 6,3-7,5 при пропуске расхода двумя агрегатами линия ограничения по минимальному расходу выходит за линии на ГУХ;

- турбины с диаметрами меньше 5,3 м в таблице не представлены, и в дальнейшем не рассматриваются в связи с количеством агрегатов больше 29 шт.;

- турбины с диаметрами больше 8,5 м в таблице не представлены, и в дальнейшем не рассматриваются в связи с отсутствием на ГУХ рассчитанных минимальных расходов при максимальном напоре (менее 500 л/с);

- в дальнейших расчетах из таблицы 3.2 будем рассматривать только турбину ПЛ30а-В-800 (12 шт).

При расчете и анализе данных таблицы 3.3 определено:

- турбины с диаметрами 5,6-7,5 м не подходят по произведению $Q'_p \cdot \eta_T(H_{\text{расч}})$, то есть рабочая точка выходит за линию ограничения по мощности;

- помимо вышеизложенного для турбин с диаметрами 5,3-6,3 линия ограничения по минимальному расходу при работе одного агрегата располагается правее оптимальной точки, следовательно, пропуск минимального расхода может быть обеспечен только двумя агрегатами;

- турбины с диаметрами меньше 5,6 м в таблице не представлены, и в дальнейшем не рассматриваются в связи с количеством агрегатов больше 24 шт.;

- турбины с диаметрами 9 м и больше в дальнейшем не рассматриваются в связи с отсутствием на ГУХ рассчитанных минимальных расходов при максимальном напоре (менее 500 л/с);

▪ в дальнейших расчетах из таблицы 3.3 будем рассматривать только турбину ПЛ30б-В-800 (12 шт) и ПЛ30б-В-850 (12 шт).

Зоны работы для турбин представлены в Приложении Б.

3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Определение заглубления рабочего колеса необходимо для обеспечения бескавитационной работы турбины.

Отметка установки рабочего колеса определяется по формуле:

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

где $Z_{нб}(Q_{нб})$ – отметка нижнего бьефа в зависимости от расхода в НБ;

H_s – высота отсасывания.

Высота отсасывания находится по следующей формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma H - 1,5, \quad (3.14)$$

где $B = 10$ м – барометрическое давление;

σ – коэффициент кавитации, определяется по ГУХ (приложение Б);

H – напор.

Используя ГУХ с назначенной зоной работы гидротурбины вычисляются высоты отсасывания для трёх случаев:

1. работа одного агрегата с номинальной мощностью при H_{max} ;
2. работа одного агрегата с номинальной мощностью при $H_{расч}$;
3. Работа одного агрегата при H_{min} с соответствующей ему мощности ограничения.

На линии максимального напора (приложение Б), в крайней правой точке определяется расход, пересчитываемый с модели в натуру:

$$Q = Q'_1 D_1^2 \sqrt{H_{max}}. \quad (3.15)$$

Затем по кривой связи (рисунок 1.1) $Z_{нб}(Q_{нб})$ определяется значение отметки уровня воды в нижнем бьефе при данном расходе. В остальных случаях расчёт выполняется аналогично. Значения результатов расчёта сведены в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты расчёта отметки установки РК гидротурбины

Параметры	ПЛ30-а-В-800	ПЛ30-б-В-800	ПЛ30-б-В-850
$H_{max} = 29,5$ м			
σ	0,42	0,3	0,25
$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	402	402	403
$Z_{нб}(Q), \text{ м}$	23,3	23,2	24,0
$H_s, \text{ м}$	-3,6	-0,05	1,43

Продолжение таблицы 3.4

Параметры	ПЛЗ0-а-В-800	ПЛЗ0-б-В-850	ПЛЗ0-б-В-800
$H_{расч} = 19,0$ м			
σ	0,76	0,7	0,5
$Q, \text{м}^3/\text{с}$	505	493	490
$Z_{НБ}(Q), \text{м}$	23,5	23,5	24,6
$H_s, \text{м}$	-13,6	-11,6	-5,9
$H_{min} = 15,2$ м			
σ	0,76	0,55	0,43
$Q, \text{м}^3/\text{с}$	595	572	575
$Z_{НБ}(Q), \text{м}$	23,6	23,6	24,5
$H_s, \text{м}$	-2,8	-0,44	2,27

Из рассчитанных вариантов минимальная высота отсасывания при всех напорах у турбины ПЛЗ0б-В-800. Из всех полученных расчетных значений отметки рабочего колеса выбираем такое значение, которое обеспечивает бескавитационную работу во всех рассмотренных режимах работы.

Исходя из условия бескавитационной работы во всех режимах принята отметка установки рабочего колеса:

$$\nabla Z_{р.к.} = 16,90.$$

3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчётному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения.

Номинальная кажущаяся мощность гидрогенератора:

$$S_H = \frac{N_{арр}}{\cos \varphi} = \frac{79,4}{0,9} = 82,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.16)$$

где $\cos \varphi = 0,9$ – коэффициент мощности.

Число пар полюсов гидрогенератора:

$$2p = \frac{2f \cdot 60}{n_{синх}} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{68,2} = 88. \quad (3.17)$$

Основные параметры генератора представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-850/190-88

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВА	82,2
Номинальная активная мощность	$P_{ном}$	МВт	69,9
Коэффициент мощности	$\cos \varphi$	о.е.	0,85
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	13,8

Продолжение таблицы 3.5

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная частота вращения	$n_{ном}$	об/мин	68,2
Исполнение	зонтичное		

3.4 Гидромеханический расчёт бетонной спиральной камеры

Угол охвата спиральной камеры, рекомендуемый угол охвата спиральной камеры берётся из ГУХ (рисунок Б.4, приложение Б):

$$\varphi_{сп} = 187^\circ 30'.$$

Наружный радиус входного сечения также из ГУХ:

$$r_{вх} = 1,663D_1 = 1,663 \cdot 8,5 = 14,14 \text{ м.} \quad (3.18)$$

Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_{вх} = 12,7 \text{ м.}$$

$$r_a = \frac{D_{вх}}{2} = \frac{12,7}{2} = 6,35 \text{ м.}$$

Диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_{вых} = 11,15 \text{ м.}$$

$$r_b = \frac{D_{вых}}{2} = \frac{11,15}{2} = 5,57 \text{ м.}$$

Высота направляющего аппарата, определяется по ГУХ:

$$b_0 = 0,375D_1 = 0,375 \cdot 8,5 = 3,2 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Высота статора:

$$V_{ст} = b_0 + 0,0033D_1 = 3,2 + 0,0033 \cdot 8,5 = 3,21 \text{ м.} \quad (3.20)$$

Допустимая скорость во входном сечении $v_{вх} = 3,8 \text{ м/с}$.

Полный расход через турбину при расчётных значениях мощности и напора:

$$Q_T = \frac{N_{гр}}{9,81H_{расч}\eta_{опт}} = \frac{79400}{9,81 \cdot 19,0 \cdot 0,911} = 468 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.21)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_T \cdot \varphi}{360} = \frac{468 \cdot 187,5}{360} = 243 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.22)$$

Площадь входного сечения:

$$F_{\text{ВХ}} = \frac{Q_i}{v_{\text{ВХ}}} = \frac{243}{3,8} = 64 \text{ м}^2. \quad (3.23)$$

Ширина входного сечения:

$$a_{\text{ВХ}} = r_{\text{ВХ}} - r_a = 13,3 - 5,98 = 7,33 \text{ м}. \quad (3.24)$$

Высота входного сечения определяется из квадратного уравнения:

$$F_{\text{ВХ}} = b_0(r_a - r_b) + (r_{\text{ВХ}} - r_a)b_{\text{ВХ}} - \frac{(b_{\text{ВХ}} - b_0)^2}{2} \tan 15^\circ. \quad (3.25)$$

Отбрасывая один из корней, высота входного сечения равна:

$$b_{\text{ВХ}} = 9,12 \text{ м}.$$

Дальнейший расчёт спиральной камеры выполнен аналитическим методом.

$$a_i = r_i - r_a. \quad (3.26)$$

$$m_i = k_2 a_i^2, \quad (3.27)$$

$$\text{где } k_2 = \frac{m_{\text{ВХ}}}{a_{\text{ВХ}}^2} = \frac{b_{\text{ВХ}} - b_0}{a_{\text{ВХ}}^2} = \frac{9,12 - 3}{7,33^2} = 0,113.$$

$$b_i = m_i + b_0. \quad (3.28)$$

$$r_k = r_a + m_i \tan 15^\circ. \quad (3.29)$$

Значение интеграла для любого сечения вычисляется по формуле:

$$J_i = b_0 \cdot \ln\left(\frac{r_a}{r_b}\right) + b_i \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right) - r_k \cdot \text{ctg} \gamma \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right) + m_i. \quad (3.30)$$

Величина угла спирали для любого сечения:

$$\varphi_i^\circ = \frac{180}{J_{\text{ВХ}}} \cdot J_i. \quad (3.31)$$

Результаты расчёта сведены в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Расчёт бетонной спиральной камеры

Величина	Сечения					
	вх	1	2	3	4	5
r_i	14,14	13,33	12,52	11,71	10,90	10,09
b_i	9,1	8,5	7,9	7,3	6,7	6,0
r_k	7,9	7,8	7,6	7,4	7,3	7,1
r_k/r_a	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1
$\ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right)$	0,22	0,20	0,18	0,16	0,14	0,11
r_i/r_a	2,23	2,10	1,97	1,84	1,72	1,59
$\ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right)$	0,80	0,74	0,68	0,61	0,54	0,46
$b_i \cdot \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right)$	7,30	6,30	5,35	4,45	3,59	2,79
$r_k \cdot ctgy$	29,6	29,0	28,4	27,8	27,1	26,5
$r_k \cdot ctgy \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right)$	6,62	5,87	5,13	4,41	3,70	3,01
m_i	5,9	5,3	4,7	4,1	3,5	2,8
J_i	7,03	6,16	5,33	4,53	3,77	3,04
φ_i°	187	164	142	121	100	81
a_i	7,79	6,98	6,17	5,36	4,55	3,74

Продолжение таблицы 3.6

Величина	Сечения					
	6	7	8	9	10	вых
r_i	9,28	8,47	7,66	6,85	6,04	5,23
b_i	5,4	4,8	4,2	3,6	2,9	2,3
r_k	6,9	6,8	6,6	6,5	6,3	6,1
r_k/r_a	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0
$\ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right)$	0,09	0,07	0,04	0,02	-0,01	-0,04
r_i/r_a	1,46	1,33	1,21	1,08	0,95	0,82
$\ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right)$	0,38	0,29	0,19	0,08	-0,05	-0,20
$b_i \cdot \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right)$	2,05	1,38	0,78	0,27	-0,15	-0,45
$r_k \cdot ctgy$	25,9	25,3	24,7	24,1	23,4	22,8
$r_k \cdot ctgy \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right)$	2,33	1,66	1,01	0,38	-0,24	-0,84
m_i	2,2	1,6	1,0	0,4	-0,2	-0,9
J_i	2,37	1,74	1,18	0,68	0,26	-0,06
φ_i°	63	46	31	18	7	0
a_i	2,93	2,12	1,31	0,50	-0,31	-1,13

По рассчитанным промежуточным сечениям построен график $\varphi_{сп} = f(r_i)$.
График представлен на рисунке 3.1.

План спиральной камеры (рисунок Б.4, приложение Б) построен с помощью таблицы 3.7. Значения для таблицы получены путём разбиения угла охвата спиральной камеры на части с интервалами $\Delta\varphi_{сп} = 15^\circ$.

Таблица 3.7 – Данные для построения плана спиральной камеры

φ	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	187,3
$r, м$	5,23	6,3	7,3	8,0	8,6	9,3	10,0	10,5	11,0	11,5	12,0	12,6	14,14

Ширина подвода определяется из ГУХ:

$$B' = 2,695D_1 = 2,695 \cdot 8,5 = 22,9 \text{ м.} \quad (3.32)$$

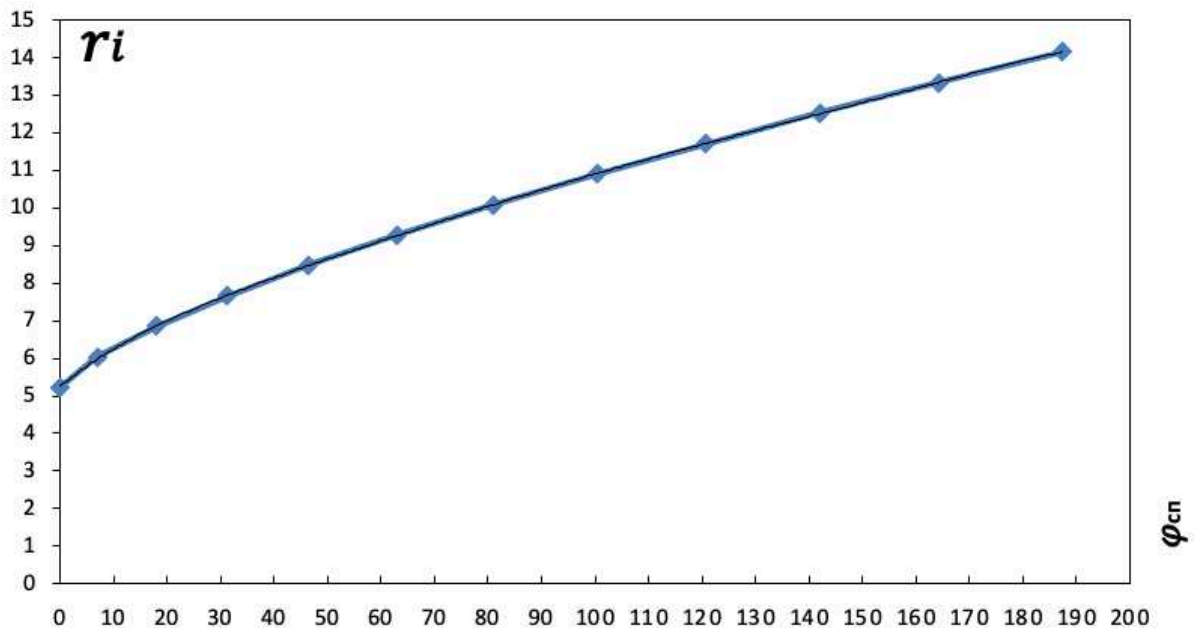


Рисунок 3.1 – График зависимости $\varphi_{сп} = f(r_i)$

Так как ширина подвода больше 7 метров, то устанавливается промежуточный бычок, толщина которого вычисляется по формуле:

$$b = 1 + \frac{Q_T}{400} = 1 + \frac{468}{400} = 2,17 \text{ м.} \quad (3.33)$$

Ширина подвода с учётом ширины бычка из ГУХ:

$$B = B' + 2b = 22,9 + 2,17 = 25,07 \text{ м.} \quad (3.34)$$

3.5 Расчёт деталей и узлов гидротурбины

3.5.1 Расчёт вала на прочность

Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчёт вала на прочность производится с

учётом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Наружный диаметр вала рассчитывается предварительно по следующей формуле:

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{\tau_{доп}}\right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{11,34}{30}\right)^{0,33} = 1241 \text{ мм}, \quad (3.35)$$

где $\tau_{доп} = 30 \text{ МПа}$.

Крутящий момент определяется по формуле:

$$M_{кр} = \frac{0,00974N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 79400}{68,2} = 11,34. \quad (3.36)$$

Окончательное значение наружного диаметра вала $D_B = 1200 \text{ мм}$.

3.5.2 Расчёт подшипника

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок. В проекте рекомендуется применять подшипник на водяной смазке, который может быть кольцевого или сегментного типа.

Расчёт подшипника сводится к определению его размера и проверке по критерию работоспособности.

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по эмпирической зависимости:

$$R_{рад} = \frac{0,8N}{n_{синх}D_1} = \frac{0,8 \cdot 79400}{68,2 \cdot 8,5} = 109,57 \text{ кН}. \quad (3.37)$$

Диаметр вала под подшипником, с учётом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше наружного диаметра вала:

$$d_{п} = D_B + 20 = 1200 + 20 = 1220 \text{ мм}. \quad (3.38)$$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_{п}h_{п}} = \frac{109,57}{1,22 \cdot 0,4} = 224,53 \text{ кПа} \leq [p_{уд}] = 29U = 252,55 \text{ кПа}, \quad (3.39)$$

где $h_{п} = 400 \text{ мм}$;

$$U = \frac{\pi n_{синх} d_{п}}{30} = \frac{3,14 \cdot 68,2 \cdot 1,22}{30} = 8,71 \text{ м/с}. \quad (3.40)$$

Для сегментного подшипника число сегментов и высота сегментов равны соответственно: $Z_{сегм} = 8$, $h_{п} = 400 \text{ мм}$.

Усилие на наиболее нагруженный сегмент определяется по следующей формуле:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1+2 \cos \alpha + 2 \cos 2\alpha} = \frac{109,57}{1+2 \cos 45 + 2 \cos 90} = 45,38 \text{ кН}, \quad (3.41)$$

где $\alpha = \frac{360^\circ}{8} = 45^\circ$.

Удельная нагрузка на сегмент рассчитывается по следующей формуле:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_1}{l_{\text{сегм}} h_{\text{п}}} = \frac{45,38}{0,43 \cdot 0,4} = 263,84 \text{ кПа} \leq [p_{\text{уд}}] = 50U = 435,50 \text{ кПа}, \quad (3.42)$$

где $l_{\text{сегм}} = \frac{0,9\pi d_{\text{п}}}{z_{\text{сегм}}} = \frac{0,9 \cdot 3,14 \cdot 1,22}{8} = 0,43 \text{ м}$.

Из расчётов видно, что по допускаемой нагрузке подходят оба подшипника, но выбран сегментный в связи с более простой конструкцией.

3.5.3 Выбор типа маслонапорной установки

Габаритные размеры маслонапорной установки определяются размером масловоздушного котла, зависящего от суммарного числа сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме [2, с. 144] определяется тип маслонапорной установки для напора $H = 30,0$ м и диаметра $D_1 = 8,5$ м: МНУ 30/2-40-32-3,

где 32 – объём гидроаккумулятора м^3 ;

2 – количество гидроаккумуляторов;

40 – сосуд, рассчитанный на давление 40 МПа;

32 – вместительность сливного бака, м^3 ;

3 – количество насосов.

3.5.4 Выбор электрогидравлического регулятора

По таблице [6, с. 103] определён тип ЭГР. Для поворотно-лопастной турбины принят: 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.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

Выбор главной схемы электрических соединений является одним из самых ответственных этапов проектирования электрических станций, так как от этого зависит надежность работы электроустановок, ее экономичность, оперативная гибкость, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность дальнейшего расширения.

В энергосистеме присутствуют в основном подстанции 500 кВ, 330 кВ, 220 кВ, 110 кВ. По карте–схеме размещения линий электропередачи подстанций было определено, что ближайшей является ПС «Дубровская» 330 кВ с расстоянием 180 км.

Используются схемы как с простыми блоками, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, так и с укрупненными блоками. На генераторном напряжении выполняются ответвления для питания собственных нужд. Тип схемы зависит от числа и мощности гидроагрегатов.

Для рассмотрения принимаются две схемы: с одиночными блоками и укрупненными блоками, представленные на рисунке 4.1.

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

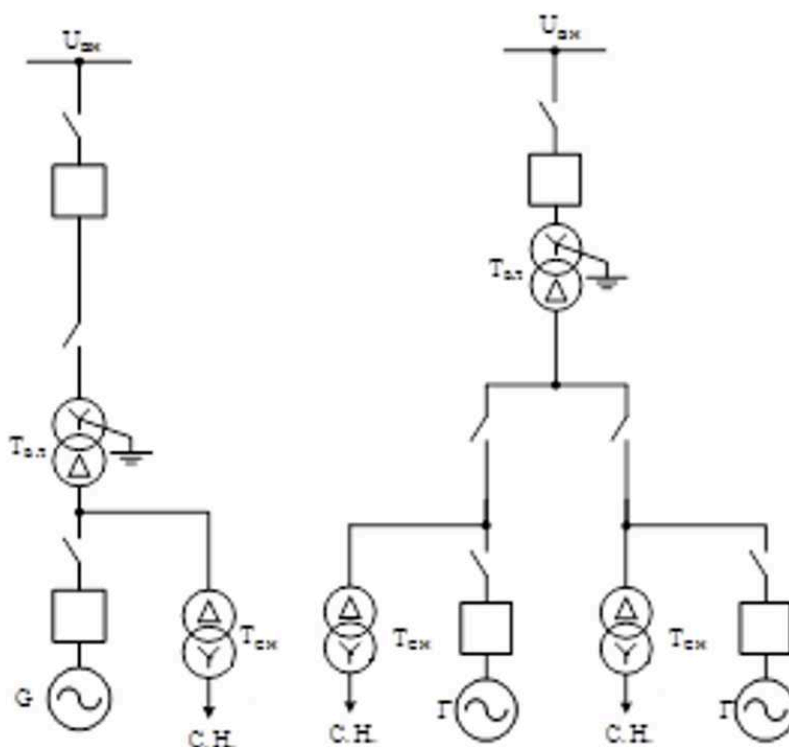


Рисунок 4.1 – Структурная схема ГЭС с одиночными и укрупнёнными блоками

Исходя из СТО [21], мощность энергоблока, присоединяемого к РУ 330 кВ, не должна превышать 330 МВт. Так как на станции агрегаты с установленной мощностью 69,9 МВт, применение укрупненных блоков допустимо.

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.2.1 Выбор синхронных генераторов

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчётному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения.

По справочным данным выбран гидрогенератор СВ-850/190-88. Данные генератора представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные генератора СВ-850/190-88

Номинальная мощность		Номинальная мощность	$\cos \varphi_{\Gamma}$, о.е.	$n_{\text{ном}}$, об/мин	Индуктивные сопротивления		
$S_{\Gamma \text{ ном}}$, МВ · А	$S_{\Gamma \text{ ном}}$, МВ · А				x_d''	x_d'	x_d
82,2	69,9	13,8	0,85	68,8	0,21	0,26	0,91

4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов 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:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = \frac{69,9 - 0,01 \cdot 69,9}{0,85} = 81 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.1)$$

На основании полученных данных выбираем трансформатор ТДЦ-125000/330 марки ООО «Трансинжиниринг». Данные трансформатора представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-125000/330

$S_{\text{ном}}$, 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	347	13,8	11	380	125	0,55

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

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

Время работы блока в течение года:

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

где $\mu = 1$ – частота ремонтов;
 $T_{\text{пл}} = 30$ ч – время плановых простоев блока;
 $\omega = 0,025$ – параметр потока отказов трансформатора блока;
 $T_{\text{в}} = 60$ ч – среднее время аварийно-восстановительных работ.

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,125 \cdot 8728,5 = 1091 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

где $n_{\text{T}} = 1$ – число параллельно работающих трансформаторов.
 Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{T}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{T ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,380}{1} \cdot \left(\frac{81}{125} \right)^2 \cdot 2405 = 388 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.5)$$

Издержки на потери ЭЭ определяются следующим образом:

$$И_{(1)} = \Delta W_{\text{xx}} \cdot \beta_1 + \Delta W_{\text{н}} \cdot \beta_2, \quad (4.6)$$

где $\beta_1 = 0,6 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./ (МВт · ч);
 $\beta_2 = 0,9 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./ (МВт · ч).

$$И_{(1)} = 1091 \cdot 0,6 \cdot 10^{-2} + 388 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} = 10,035 \text{ тыс. руб./год.}$$

$$И_1 = n \cdot И_{(1)} = 12 \cdot 10,035 = 120,425 \text{ тыс. руб./год}, \quad (4.7)$$

где $n = 12$ – количество блоков.

4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупнённым блоком

Расчётная мощность трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{T ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\text{T}}} = 2 \cdot \frac{69,9 - 0,01 \cdot 69,9}{0,85} = 163 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.8)$$

На основании полученных данных выбираем трансформатор ТДЦ-200000/330 марки ООО «Тольяттинский Трансформатор». Данные трансформатора представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-200000/330

$S_{НОМ},$ МВ · А	$U_H, \text{кВ}$		$U_K, \%$	$\Delta P_K, \text{кВт}$	$\Delta P_{XX}, \text{кВт}$	$I_x, \%$
	$U_{ВН}$	$U_{НН}$				
200	347	13,8	11	520	180	0,5

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{XX} = n_T \cdot \Delta P_{XX} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,180 \cdot 8729 = 1571 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.9)$$

Нагрузочные потери в трансформаторе (4.5):

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{T \text{ ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,520}{1} \cdot \left(\frac{163}{200} \right)^2 \cdot 2405 = 829 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Издержки на потери ЭЭ (4.6):

$$I_{(1)} = \Delta W_{XX} \cdot \beta_1 + \Delta W_H \cdot \beta_2 = 1571 \cdot 0,6 \cdot 10^{-2} + 829 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} = 16,887 \text{ тыс. руб./год.}$$

$$I_2 = n \cdot I_{(1)} = 6 \cdot 16,887 = 101,322 \text{ тыс. руб./год}, \quad (4.10)$$

где $n = 6$ – количество блоков.

4.2.4 Выбор трансформатор собственных нужд

Трансформаторы собственных нужд выбираются из условия обеспечения одним ТСН собственных нужд всей станции.

Мощность трансформатора СН:

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot \frac{P_{Г \text{ ном}}}{\cos \varphi_{Г}} = 0,01 \cdot \frac{69,9}{0,85} = 822,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.11)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{\text{с.н.}} \leq S_{\text{ТСН}}. \quad (4.12)$$

Выбран трансформатор собственных нужд ТСЗ-1000/15. Данные трансформатора представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Паспортные данные трансформатора ТСЗ-1000/15

$S_{НОМ}, \text{рВ} \cdot \text{А}$	$U_H, \text{кВ}$		$U_K, \%$
	$U_{ВН}$	$U_{НН}$	
1000	13,8	6,3	8,0

4.3 Выбор количества отходящих ВЛ РУ ВН и марки проводов ВЛ

Число отходящих линий:

$$n = \frac{(S_{\Gamma} \cdot n_{\Gamma} - S_{\text{сн}}) \cdot \cos \varphi}{k \cdot P_{\text{нат}}} + 1 = \frac{(82,2 \cdot 12 - 9,86) \cdot 0,85}{1 \cdot 360} + 1 = 3,44 \approx 4, \quad (4.13)$$

где $k = 1$ – коэффициент приведения натуральной мощности линий электропередач (при номинальном напряжении 330 кВ);

$P_{\text{нат}} = 360$ МВт – натуральная мощность линий электропередач.

Рабочий ток ВЛ 330 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{P_{\text{уст.}} - P_{\text{сн.}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{977}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,85} = 0,43 \text{ кА}. \quad (4.14)$$

Расчётный ток ВЛ 330 кВ:

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{раб}} \cdot \alpha_T \cdot \alpha_i = 0,43 \cdot 1 \cdot 1,05 = 0,45 \text{ кА}, \quad (4.15)$$

где $\alpha_T = 1$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации;

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

По величине расчётного тока для линии напряжением $U=330$ кВ выбираем провод марки АС – 240/32.

Выбран провод АС-240/32, допустимый продолжительный ток которого 680 А, удельное индуктивное сопротивление на 100 км $x_0 = 33,1$ Ом, удельное активное сопротивление на 100 км $r_0 = 6,0$ Ом, проводимость $b_0 = 3,38 \cdot 10^{-4}$ См, число проводов в фазе $n_{\text{п}} = 2$.

Проверка провода по нагреву при перегрузке:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{P_{\text{уст.}} - P_{\text{сн.}}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{977}{(4-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,85} = 0,57 \text{ кА}. \quad (4.16)$$

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

4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании ТЭР

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 2020 года, цены на оборудование представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Стоимость оборудования

Оборудование	Стоимость, тыс. руб.
ТДЦ-125000/330	742360
ТДЦ-200000/330	1311000
ТСЗ-1000/15	8000
КРУЭ-330	186800

Капиталовложения для схемы с одиночными блоками рассчитываются по следующей формуле:

$$K_1 = n \cdot K_{\text{тр}} + m \cdot K_{\text{сн}} + t \cdot K_{\text{КРУЭ}}, \quad (4.17)$$

где $n = 4$ – количество блочных трансформаторов;
 $K_{\text{тр}}$ – стоимость одного блочного трансформатора;
 $m = 3$ – количество трансформаторов собственных нужд;
 $K_{\text{сн}}$ – стоимость одного трансформатора собственных нужд;
 $t = 7$ – количество ячеек КРУЭ;
 $K_{\text{КРУЭ}}$ – стоимость одной ячейки КРУЭ.

$$K_1 = 12 \cdot 742360 + 11 \cdot 8000 + 23 \cdot 186800 = 900 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупнёнными блоками рассчитываются по следующей формуле:

$$K_2 = n \cdot K_{\text{тр}} + m \cdot K_{\text{сн}} + t \cdot K_{\text{КРУЭ}}, \quad (4.18)$$

где $n = 2$ – количество блочных трансформаторов;
 $K_{\text{тр}}$ – стоимость одного блочного трансформатора;
 $m = 3$ – количество трансформаторов собственных нужд;
 $K_{\text{сн}}$ – стоимость одного трансформатора собственных нужд;
 $t = 5$ – количество ячеек КРУЭ;
 $K_{\text{КРУЭ}}$ – стоимость одной ячейки КРУЭ.

$$K_2 = 6 \cdot 1311000 + 5 \cdot 8000 + 17 \cdot 186800 = 896 \text{ млн. руб.}$$

Приведённые затраты для схемы с одиночными блоками:

$$Z_1 = E \cdot K_1 + И_1 = 0,15 \cdot 900 + 120,425 = 135120425 \text{ тыс. руб.}, \quad (4.19)$$

где $E = 0,15$ – коэффициент сравнительной эффективности для электроэнергетики.

Приведённые затраты для схемы с укрупнёнными блоками:

$$Z_2 = E \cdot K_2 + И_2 = 0,15 \cdot 896 + 101,322 = 134501322 \text{ тыс. руб.} \quad (4.20)$$

$$\Delta Z = \frac{z_1 - z_2}{z_1} \cdot 100\% = \frac{135120425 - 13450322}{135120425} \cdot 100\% = 0,5\% < 5\%. \quad (4.21)$$

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

4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений РУ 330 кВ: 10 (4 ВЛЭП 330 кВ, 6 блоков). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбрана схема с двумя рабочими системами сборных шин. Выбранная схема РУ 330 кВ представлена на рисунке 4.3.

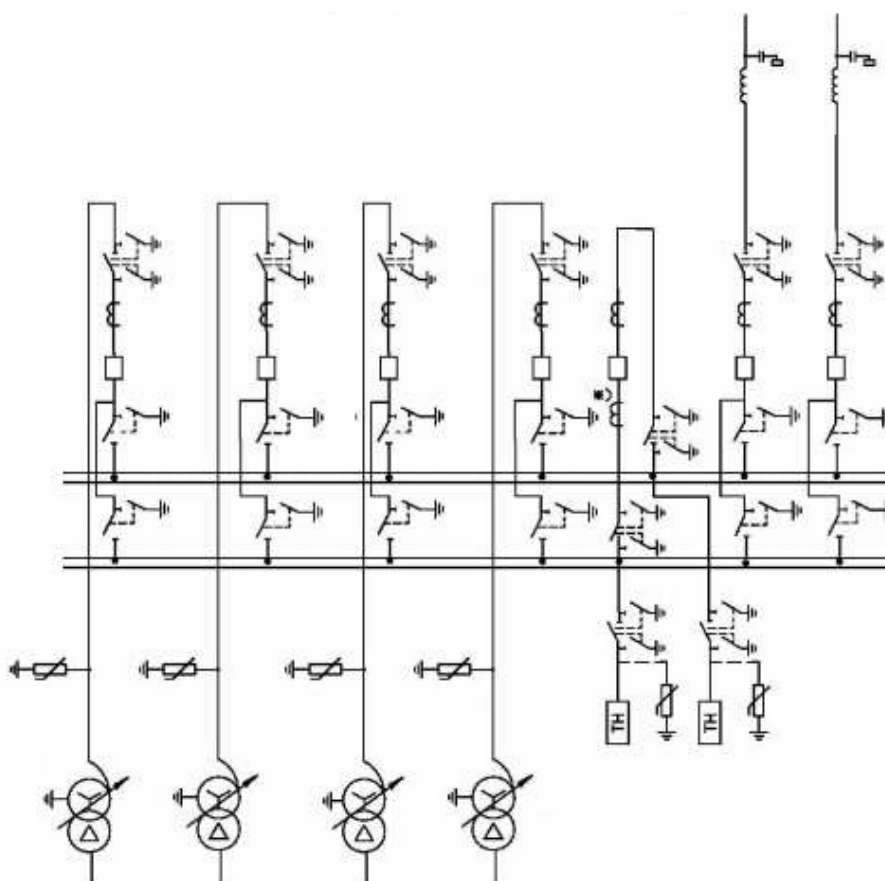


Рисунок 4.3 – Схема РУ ВН 330 кВ

4.6 Расчёт токов КЗ для выбора электрических аппаратов

4.6.1 Расчёт исходных данных

Индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,21 \cdot \frac{13,8^2}{82,2} = 0,49 \text{ Ом.} \quad (4.22)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_* \cdot U_{\sigma} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,59 \text{ кВ.} \quad (4.23)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\Gamma} = \frac{U_{\text{к\%}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11 \cdot 347^2}{100 \cdot 200} = 66,22 \text{ Ом.} \quad (4.24)$$

Система:

$$x_{\text{с}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{330^2}{150} = 726 \text{ Ом.} \quad (4.25)$$

Линии связи 330 кВ с энергосистемой:

$$x_{\text{л}} = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,331 \cdot 180 = 59,58 \text{ Ом.} \quad (4.26)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_{\text{с}} = E_{*\text{с}} \cdot U_{\sigma 1} = 1,0 \cdot 347 = 347 \text{ кВ.} \quad (4.27)$$

Коэффициент трансформации:

$$k_{\text{т}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{13,8}{347} = 0,0397. \quad (4.28)$$

Активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах:

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{\text{а,}\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,49}{0,045 \cdot 314} = 0,01 \text{ Ом.} \quad (4.29)$$

$$r_{\text{с}} = \frac{x_{*\text{с}}}{T_{\text{а,с}} \cdot \omega} = \frac{726}{0,035 \cdot 314} = 66,06 \text{ Ом.} \quad (4.30)$$

$$r_{\text{л}} = r_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,06 \cdot 180 = 10,8 \text{ Ом.} \quad (4.31)$$

$$r_{\text{т}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{0,52 \cdot 347^2}{200^2} = 1,57 \text{ Ом.} \quad (4.32)$$

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

На рисунке 4.4 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.5 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.6 представлены исходные данные по генераторам.

	O	S	s0	T...	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Г1		14
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Г2		14
3	<input type="checkbox"/>			у	3	Г3		14
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Г4		14
5	<input type="checkbox"/>			у	5	Г5		14
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Г6		14
7	<input type="checkbox"/>			у	7	Г7		14
8	<input type="checkbox"/>			у	8	Г8		14
9	<input type="checkbox"/>			у	9	Г9		14
10	<input type="checkbox"/>			у	10	Г10		14
11	<input type="checkbox"/>			у	11	Г11		14
12	<input type="checkbox"/>			у	12	Г12		14
13	<input type="checkbox"/>			у	13	ТР 1		14
14	<input type="checkbox"/>			у	14	ТР 2		14
15	<input type="checkbox"/>			у	15	ТР 3		14
16	<input type="checkbox"/>			у	16	ТР 4		14
17	<input type="checkbox"/>			у	17	ТР 5		14
18	<input type="checkbox"/>			у	18	ТР 6		14
19	<input type="checkbox"/>			у	19	КРУЭ 330		330
20	<input type="checkbox"/>			у	20	СИСТЕМА		330

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	...	Название	R	X	G	B	БД...	N_...	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	1	13	1	Г1 - ТР 1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	2	13	2	Г2 - ТР 1							
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	3	14	1	Г3 - ТР 2							
4	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	4	14	2	Г4 - ТР 2							
5	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	5	15	1	Г5 - ТР 3							
6	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	6	15	2	Г6 - ТР 3							
7	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	7	16	1	Г7 - ТР 4							
8	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	8	16	2	Г8 - ТР 4							
9	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	9	17	2	Г9 - ТР 5							
10	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	10	17	2	Г10 - ТР 5							
11	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	11	18	1	Г11 - ТР 6							
12	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	12	18	2	Г12 - ТР 6							
13	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	13	19	1	ТР 1 - КРУЭ 330	1,57	66,22					0,040
14	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	14	19	2	ТР 2 - КРУЭ 330	1,57	66,22					0,040
15	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	15	19	3	ТР 3 - КРУЭ 330	1,57	66,22					0,040
16	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	16	19	4	ТР 4 - КРУЭ 330	1,57	66,22					0,040
17	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	17	19	5	ТР 5 - КРУЭ 330	1,57	66,22					0,040
18	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	18	19	6	ТР 6 - КРУЭ 330	1,57	66,22					0,040
19	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		В...	19	20	1	КРУЭ 330 - СИСТЕМА	10,80	59,58					
20	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		В...	19	20	2	КРУЭ 330 - СИСТЕМА	10,80	59,58					
21	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		В...	19	20	3	КРУЭ 330 - СИСТЕМА	10,80	59,58					

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Г1	1	0,010	0,490	0,010	0,490	0,010	0,490	15,590
2			2	Г2	2	0,010	0,490	0,010	0,490	0,010	0,490	15,590
3			3	Г3	3	0,010	0,490	0,010	0,490	0,010	0,490	15,590
4			4	Г4	4	0,010	0,490	0,010	0,490	0,010	0,490	15,590
5			5	Г5	5	0,010	0,490	0,010	0,490	0,010	0,490	15,590
6			6	Г6	6	0,010	0,490	0,010	0,490	0,010	0,490	15,590
7			7	Г7	7	0,010	0,490	0,010	0,490	0,010	0,490	15,590
8			8	Г8	8	0,010	0,490	0,010	0,490	0,010	0,490	15,590
9			9	Г9	9	0,010	0,490	0,010	0,490	0,010	0,490	15,590
10			10	Г10	10	0,010	0,490	0,010	0,490	0,010	0,490	15,590
11			11	Г11	11	0,010	0,490	0,010	0,490	0,010	0,490	15,590
12			12	Г12	12	0,010	0,490	0,010	0,490	0,010	0,490	15,590
13			13	СИСТЕМА	20	66,060	726,000	66,060	726,000	66,060	726,000	347,000

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

Результаты расчётов токов КЗ сведены в таблицу 4.6.

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

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$, кА	I_y , кА
1ф	19	31,02	48,26
3ф	19	20,73	32,25
3ф	1	36,84	57,31

4.7 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов

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

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{Г,НОМ} = 1,05 \cdot 3,62 = 3,80 \text{ кА.} \quad (4.33)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб\ max\ (РУВН)} = \frac{S_{Г,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,НОМ(-5\%)}} = \frac{82,2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 347} = 0,116 \text{ кА.} \quad (4.34)$$

Рабочий максимальный ток ЛЭП:

$$I_{раб.маx} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{Л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{977 \cdot 10^3}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 330} = 0,43 \text{ кА.} \quad (4.35)$$

Расчётный ток утяжелённого режима для линии:

$$I_{раб.утж} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{Л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{977 \cdot 10^3}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 330} = 0,57 \text{ кА.} \quad (4.36)$$

4.8 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ

4.8.1 Выбор выключателей и разъединителей

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.с}} \quad (4.37)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб,мах}} \quad (4.38)$$

$$B_{\text{к,ном}} \geq B_{\text{к,расч}} \quad (4.39)$$

Осуществляется проверка на термическую и динамическую стойкость.

По имеющимся данным для генераторного напряжения принимается элегазовый выключатель ВГГ-14 марки ОАО ВО «Электроаппарат».

Разъединитель РВРЗ-14/4000 марки ЗАО «ЗЭТО». Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-20	Разъединитель РВРЗ-20/4000
$U_{\text{ном}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г,раб}} = 3800 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 36,84 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 125 \text{ кА}$
$i_y = 57,31 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 161 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 100 \text{ кА}$
$B_{\text{к,расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 36,84^2 \cdot (0,08 + 0,01) =$ $= 122,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к,ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к,ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 160^2 \cdot 3 = 46875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.8.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Принимается трансформатор тока ТОЛ-20-2 ВВ-1 марки ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». Каталожные данные представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Сводная таблица по выбору трансформатора тока

Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{Г}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г,раб}} = 3800 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6000 \text{ А}$

Принимается трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-15 марки ОАО «СЗТТ». Каталожные данные трансформатора напряжения представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Сводная таблица по выбору трансформатора напряжения

Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_r = 13,8$ кВ	$U_{ном} = 20$ кВ

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

4.8.3 Выбор синхронизаторов и анализаторов сети

Приборы необходимые для выполнения анализа качества сети и синхронизации с другими генераторами представлены в таблице 4.10.

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 4.10 – 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
				$\Sigma = 26$ В·А

4.9 Выбор параметров КРУЭ

По имеющимся данным для КРУЭ 330 кВ принимаются ячейки ЯГГ-330 марки ОАО ВО «Электроаппарат».

КРУЭ серии ЯГГ-330 с током включает в себя основное технологическое оборудование подстанции: выключатели, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, ОПН, совмещённые в заземлённом металлическом корпусе, заполненном элегазом, обладающим лучшими изолирующими и дугогасительными качествами. Таким образом, КРУЭ является качественным распределительным устройством с множеством превосходных характеристик, включая компактность, безопасность, высокую надёжность, удобство эксплуатации и стойкость к воздействию внешней среды. Каталожные данные ячейки КРУЭ 330кВ представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Сводная таблица по выбору ячейки КРУЭ

Расчётные данные	Каталожные данные
	ЯГГ-330
$U_{\text{сети ном}} = 330 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 330 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 430 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{н0}} = 31,02 \text{ кА}$	$i_{\text{отк}} = 63 \text{ кА}$
$i_y = 48,26 \text{ кА}$	$i_T = 160 \text{ кА}$
$V_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 31,2^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 38,49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Технические характеристики трансформатора тока и напряжения представлены в таблицах 4.12 и 4.13 соответственно.

Таблица 4.12 – Технические характеристики трансформатора тока

Параметры трансформаторов тока	
Класс точности вторичных обмоток	
Для учёта	0,25
Для измерений	0,5
Для защиты	10р
Номинальное напряжение, кВ	
330	

Таблица 4.13 – Технические характеристики трансформатора напряжения

Параметры трансформаторов напряжения	
Класс точности вторичных обмоток	
Для учёта	0,2
Для измерений	0,5
Для защиты	3р
Номинальный ток, А	
Линейной ячейки	4000
Сборных шин	2000
Номинальное напряжение, кВ	
330	

5 Устройства релейной защиты и автоматики

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

5.1 Технические данные защищаемого оборудования

В таблицах 5.1 – 5.2 представлены паспортные данные гидрогенератора и трансформатора Малмыжской ГЭС.

Таблица 5.1 – Паспортные данные генератора СВ-850/190-88

Наименование показателя		Значение показателя
Мощность номинальная	полная, МВ · А	82,20
	активная, МВт	69,90
Номинальное напряжение, кВ		13,8
Коэффициент мощности, о. е.		0,85
Частота, Гц		50
Частота вращения, об/мин		68,2
Число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей), о. е.		1
Номинальный ток статора, А		2870
Ток ротора при номинальной нагрузке, А		1165
Напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке, В		325
Индуктивное сопротивление по продольной оси	синхронное, о. е.	0,91
	переходное, о. е.	0,26
	сверхпереходное, о. е.	0,21
Индуктивное сопротивление обратной последовательности, о. е.		0,21
Ёмкость обмотки статора, мкФ/фазу		0,9

Таблица 5.2 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-200000/330

Наименование показателя	Значение показателя
Номинальная мощность, МВ · А	200
Номинальное напряжение, кВ	347/13,8
Напряжение короткого замыкания, %	11
Группа соединения	D/Y _n – 11

5.2 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ [30] согласно мощности генератора приняты к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

Защиты генератора СВ-850/190-88 – 82,20 МВ · А:

- 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 при потере возбуждения генератора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

Защиты силового трансформатора ТДЦ-200000/330:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора повреждённой фазы трансформатора, охватывающие обмотку ВН (дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 330 кВ;
- Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ-330);
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформаторного блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформаторного блока;
- Реле тока охлаждения трансформаторного блока.

Защиты трансформатора СН ГЭС:

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

Защиты воздушных линий 330 кВ:

- Дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ;
- Резервные защиты:
 - Трёхступенчатая дистанционная защита от междуфазных замыканий;
 - Токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
 - 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
 - УРОВ 330 кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 330 кВ).

5.3 Расчёт номинальных токов

Номинальный ток на генераторном напряжении:

$$I_{\text{НГ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ Г}}} = \frac{82200}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 3,44 \text{ кА.} \quad (5.1)$$

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

$$I_{\text{НГ}}^{(2)} = \frac{K_{\text{СХ}} \cdot I_{\text{НГ}}^{(1)}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{1 \cdot 3440}{4000/5} = 4,30 \text{ А.} \quad (5.2)$$

Мощность трансформатора возбуждения (ТВ) для схемы самовозбуждения:

$$S_{\text{НОМ ТВ}} = \frac{I_{\text{НОМ.РОТ.}}}{1,2255} \cdot U_{\text{НОМ.РОТ.}} = \frac{1165}{1,2255} \cdot 325 = 309 \text{ кВ} \cdot \text{А.} \quad (5.3)$$

Из стандартного ряда принят ТВ мощностью 400 кВ · А.

Номинальный ток ТВ со стороны высшего напряжения:

$$I_{\text{ВН ТЕ}}^1 = \frac{S_{\text{НОМ ТВ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.РОТ.}}} = \frac{400 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 325} = 710,58 \text{ А.} \quad (5.4)$$

Номинальный ток ТВ, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{НН ТЕ}}^2 = \frac{I_{\text{ВН ТЕ}}^1}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{710,58}{800/5} = 4,44 \text{ А.} \quad (5.5)$$

5.4 Описание защит и расчёт их уставок

5.4.1 Продольная дифференциальная защита

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{\text{с.з.}} < 0,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$) защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах. Защита выполняется трёхфазной и подключается к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора и к трансформаторам тока в нейтральных выводах. Номинальный тока генератора: $I_{\text{НОМ}} = 3440 \text{ А}$.

1. Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина $I_{\text{ср0}}$ выбирается с учётом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{НОМ}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 3440 = 172,02 \text{ А,} \quad (5.6)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{ср0}} \geq K \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} = 0,1 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.7)$$

где $K = 2$ – коэффициент надёжности.

Принята уставка: $I_{\text{ср0}} = 0,15 \cdot I_{\text{НОМ}}$.

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трёхфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{max}}, \quad (5.8)$$

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

I_{max} – максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трёхфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, определяется по формуле:

$$I_{\text{max}} = \frac{E_{\Gamma}''}{x_d''} \cdot I_{\text{НОМ}}. \quad (5.9)$$

Следовательно, максимальный ток небаланса:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,21} \cdot 3440 = 1851 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_T}, \quad (5.10)$$

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

$I_T = I_{\text{max}} = 18513 \text{ А.}$

$$K_T > \frac{1851 \cdot 2}{18513} = 0,2.$$

Принята уставка: $K_T = 0,3$.

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

$$I_{HT} = \frac{I_{*cp0}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.11)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*cp0}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.12)$$

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

5. Для обеспечения надёжной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания:

$$I_{OTS} = (5 - 6) \cdot I_{ном} = 6 \cdot 3440 = 20,64 \text{ кА}. \quad (5.13)$$

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты.

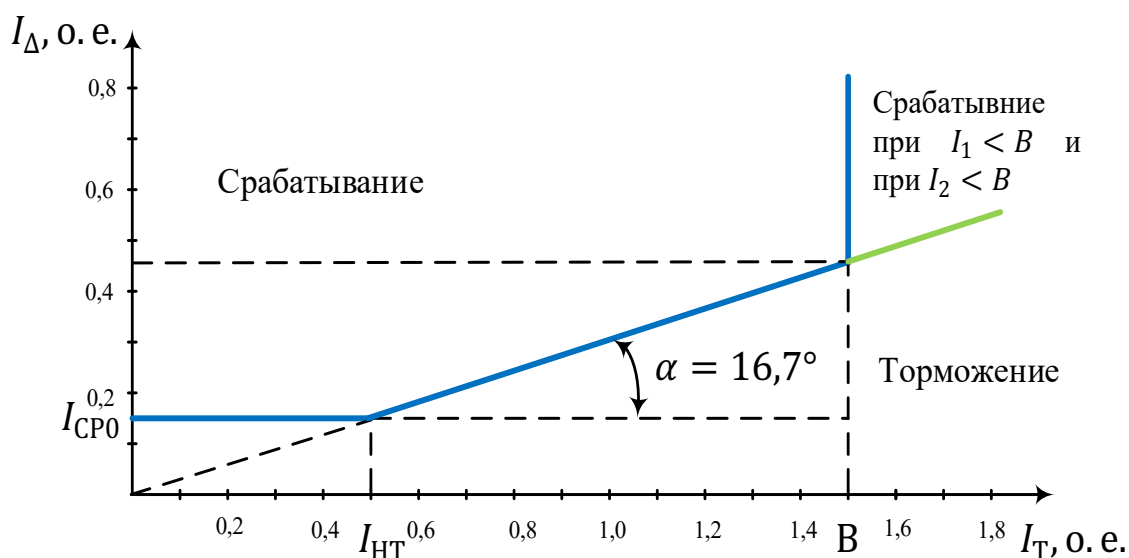


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.4.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

Расчёт $U_{0 \text{эл.ст.}}$ выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями.

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

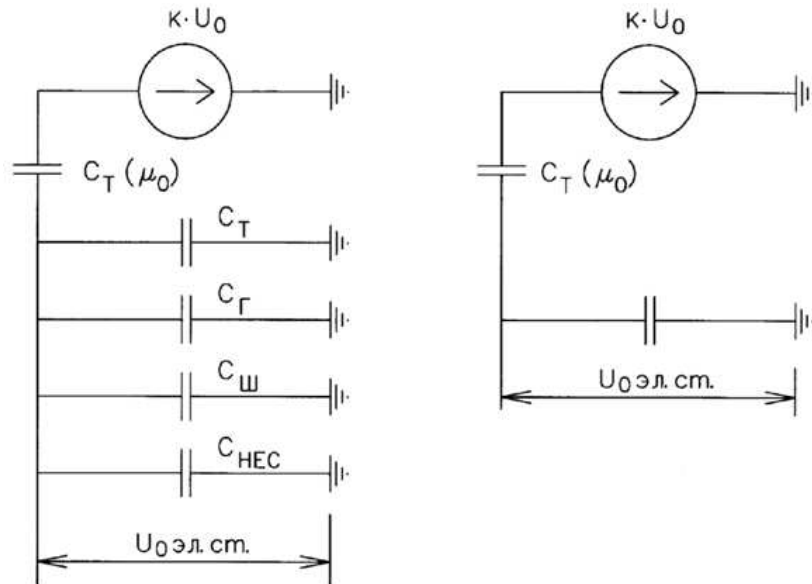


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения $U_{0 \text{эл.ст.}}$

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}} = 0,0073 + 0,9 + 0,008 + 0,35 = 1,265 \text{ мкФ/фазу}, \quad (5.14)$$

где $C_T = 0,0073$ мкФ/фазу – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_G = 0,9$ мкФ/фазу – ёмкость одной фазы обмотки генератора на землю;

$C_{\text{Ш}} = 0,008$ мкФ/фазу – ёмкость шинпровода по отношению к земле;

$C_{\text{ВГ}} = 0,35$ мкФ/фазу – ёмкость генераторного комплекса 13,8 кВ.

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 330 кВ:

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_\Sigma} = 0,5 \cdot 66,78 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 1,265} = 314 \text{ В}, \quad (5.15)$$

где $K = 0,5$ – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 по обмотке ВН трансформатора (для трансформаторов с глухо заземлённой нейтралью);

$C_T(\mu_0) = 0,012$ мкФ/фазу – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{ном ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{347}{\sqrt{3}} = 66,78 \text{ кВ}. \quad (5.16)$$

Суммарный емкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 314 \cdot 1,265 = 9,5 \text{ А}. \quad (5.17)$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3 \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}}}{n_{\text{ТН}}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 314}{13,8 / (\sqrt{3} \cdot 0,1/3)} = 6,22 \text{ В}, \quad (5.18)$$

где $K_H = 1,5$ – коэффициент надёжности;

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата;

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

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

Приняты следующие уставки: U_{01G} с уставкой 6,25 В действует на сигнал с выдержкой времени 5,0 с действует; U_{0G} с уставкой 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

2. Второй орган U_{03} реагирует на соотношение напряжения 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 :

$$X = \frac{1}{K_T + 2}. \quad (5.19)$$

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.

5.4.3 Защита от повышения напряжения

1. Уставка защиты $U2 >$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_{НОМГ}}{n_{ТН}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.20)$$

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

$U1 >$ вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка $U1 >$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_{НОМГ}}{n_{ТН}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.21)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 330 кВ принимается минимальной и равной $0,09 \cdot I_{Н}$.

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

5.4.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий

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

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_{Н}}, \quad (5.22)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;

$I_{Н}$ – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.23)$$

где $A = 20$ – 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).

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

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_{\text{Н}}$$

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 надёжного пуска интегрального органа при $t_{\text{макс}} = 600$ с.

Тогда:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.24)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.25)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.26)$$

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{20}{0,15^2} = 864 \text{ с.}$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{20}{I_{*2}^2}. \quad (5.27)$$

$$A_{\text{ИЮ}} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}}$$

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

Таблица 5.3 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности, I_2/I_H	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с), t_{CP}	20	55	80	125	220	500

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

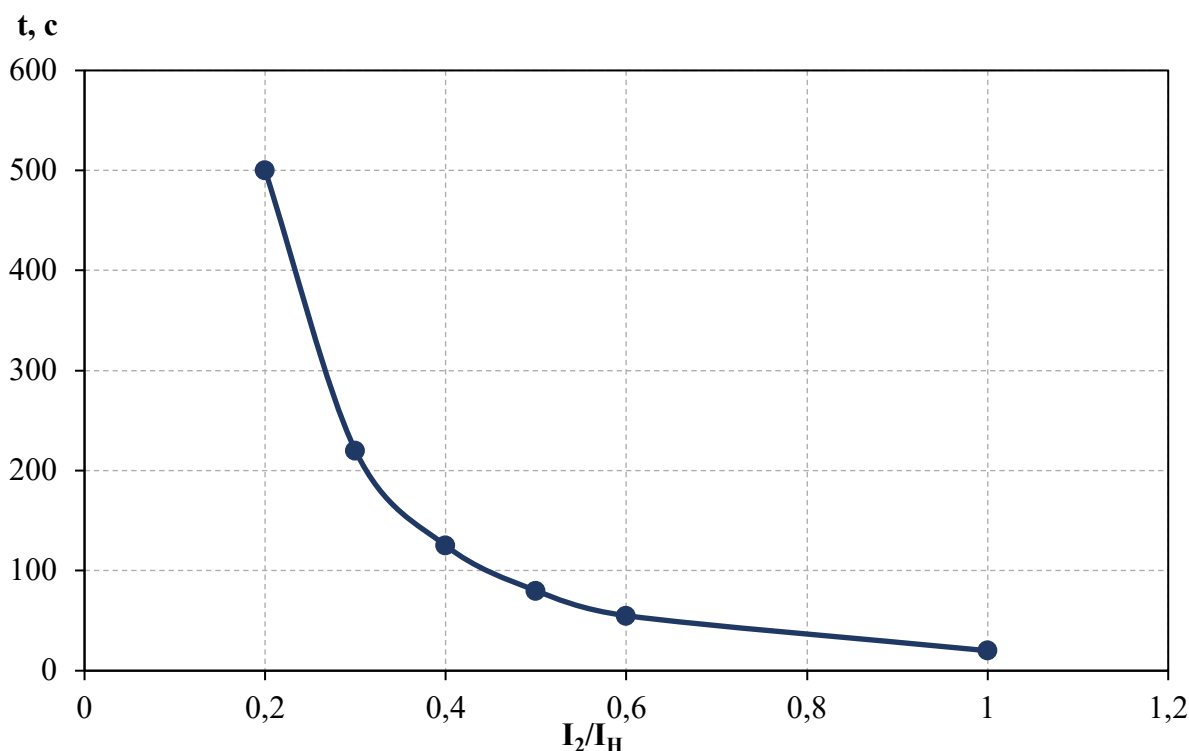


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принято: $t_{мин} = 20$ с, $t_{макс} = 600$ с.

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

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

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

По второму условию: обеспечение чувствительности к повреждениям в конце линий 330 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов.

$$I_{2С.З.}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{d''\text{ВН}} + X_T + X_L^*)}, \quad (5.28)$$

где $X_L^* = X_L \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 33,1 \cdot \frac{82,2}{347^2} = 0,024;$

$X_{d''\text{ВН}} = X_{d''} \cdot (U_{\text{ВН}}/U_{\text{НН}})^2 = 0,21 \cdot (347/13,8)^2 = 132,8$ – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведённое к высокой стороне напряжения;

$X_T = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{82,2}{200} = 0,045$ – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 330 кВ:

$$I_{2С.З.}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (132,8 + 0,045 + 0,024)} = 0,0029 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2С.З.} = I_{2С.З.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,0029 \cdot 2 \cdot \frac{347}{13,8} = 0,146. \quad (5.29)$$

По третьему условию: ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии.

В связи с отсутствием необходимых данных принята уставка срабатывания по второму условию: $I_{2\text{ОТС}} = 0,146$.

Отсечка действует с выдержкой времени 7,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.4.5 Защита от симметричных перегрузок

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.30)$$

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

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

Выдержка времени $t = 6$ с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.31)$$

3. Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведённой в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки, $I/I_{\text{Н}}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	3800	1200	450	340	280	160	80	3	1

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

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

Уставка выдержки времени отключающего органа принята минимальной и равна 0,01 с.

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,531 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.32)$$

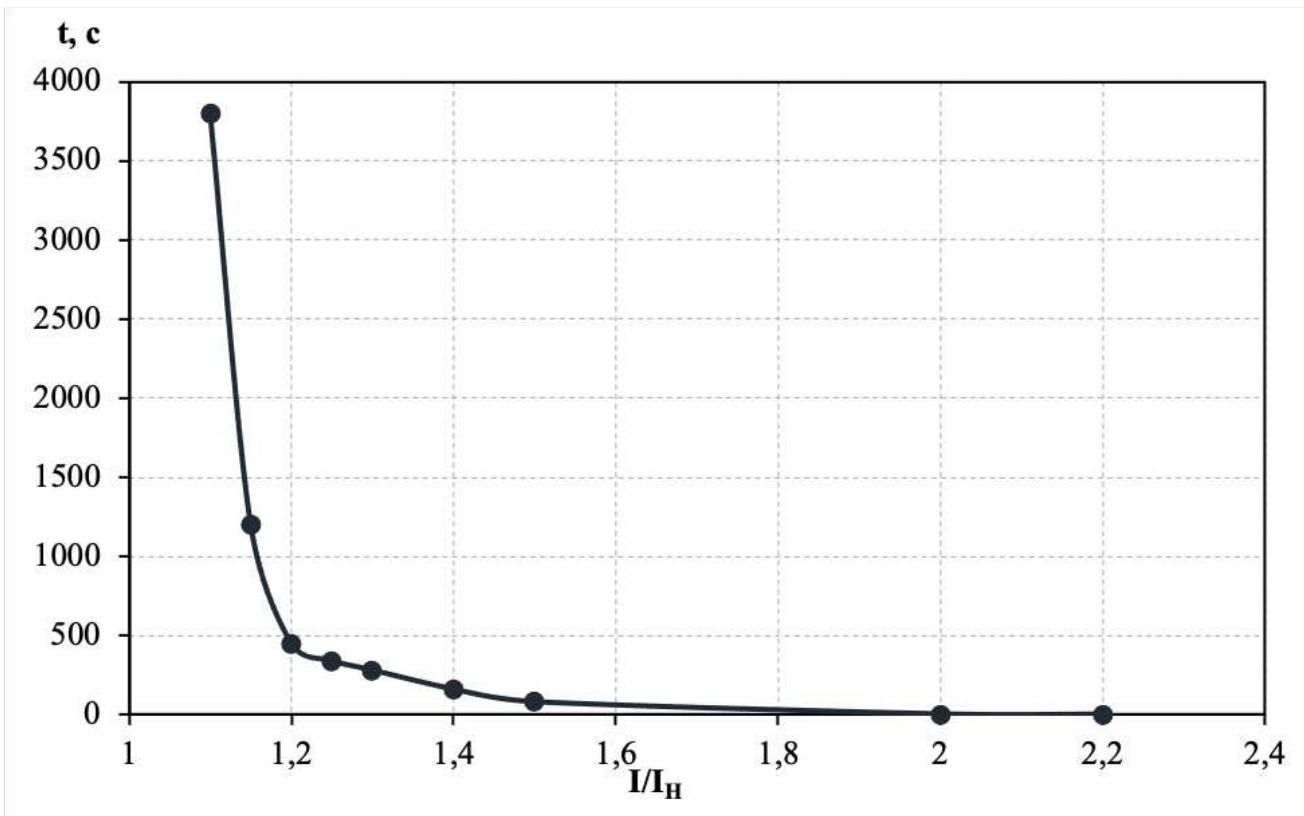


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМГ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 13800 / 100} = 66 \text{ В.} \quad (5.33)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 7,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.4.6 Дистанционная защита генератора

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

Характеристика срабатывания задаётся в виде круга, расположенного в I и II квадрантах со смещением в III и IV квадранты комплексной плоскости сопротивлений.

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

Согласование производится для условий работы на шинах 330 кВ ГЭС одного блока Z_1 , приведённое к напряжению 330 кВ, по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 330 кВ Малмыжская ГЭС – Вятка может быть принято:

$$Z_1 = 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 66,22 + \frac{0,8}{4} \cdot 33,64 = 60,20 \text{ Ом}, \quad (5.34)$$

где $K_T = 4$ – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;
 Z_T – сопротивление трансформатора, приведённое к напряжению стороны 330 кВ;
 $Z'_{1Л}$ – сопротивление воздушной линии.

$$Z_T = \frac{U_{k\%} \cdot U_{ВН}^2}{S_{НОМТ}} = \frac{11 \cdot 347^2}{200} = 66,22 \text{ Ом}. \quad (5.35)$$

$$Z'_{1Л} = \sqrt{X_{Л}^2 + R_{Л}^2} = \sqrt{33,1^2 + 6^2} = 33,64 \text{ Ом}. \quad (5.36)$$

В относительных единицах, приведённых к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{I \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{S_{НОМГ}}{S_{НОМТ}} + \frac{0,8}{K_T} \cdot \frac{S_{НОМГ}}{U_{ВН}^2} \cdot Z'_{1Л}. \quad (5.37)$$

$$Z_{I \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot \frac{11}{100} \cdot \frac{82,2}{200} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{82,2}{347^2} \cdot 33,64 = 0,041.$$

Z_I в первичных Омах составит:

$$Z_I = Z_{I \text{ о.е.}} \cdot Z_{\delta} = 0,041 \cdot 2,32 = 0,09 \text{ Ом}, \quad (5.38)$$

где $Z_{\delta} = \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМГ}} = \frac{13,8^2}{82,2} = 2,32.$

Уставка будет равна:

$$Z_{I \text{ сз}} = Z_I \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,09 \cdot \frac{4000/5}{13,8/0,1} = 0,55 \text{ Ом}. \quad (5.39)$$

Принята уставка: $Z_1 = 0,55 \text{ Ом}.$

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, $\Delta Z = 30 - 50 \text{ Ом/с}.$

Принята уставка $\Delta Z = 40 \text{ Ом/с}.$

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 330 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 1,0

с на отключение выключателя генератора и гашение полей, останов турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМГ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 2870} = 2,78 \text{ Ом.} \quad (5.40)$$

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

Сопротивление нагрузки во вторичных Омах:

$$Z_{II \text{ НАГР}} = Z_{\text{НАГР}} \cdot \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = 2,78 \cdot \frac{4000/5}{13,8/0,1} = 16,09 \text{ Ом.} \quad (5.41)$$

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

$$I_{\Phi} = \frac{2 \cdot \frac{I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{2 \cdot 1,9 - 0,95}{0,91} = 3,13 \text{ о. е.,} \quad (5.42)$$

где x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси;

$\frac{I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}}$ – отношение номинальных тока ротора к току ротора холостого хода.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{H}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.} \quad (5.43)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{H}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,36. \quad (5.44)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен: $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 69,03^\circ$.

Сопротивление нагрузки во вторичных Омах:

$$Z_{II \text{ НАГР.Ф}} = Z_{\text{НАГР.Ф}} \cdot Z_{\text{б}} \cdot \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = 0,38 \cdot 2,32 \cdot \frac{4000/5}{13,8/0,1} = 5,10 \text{ Ом.} \quad (5.45)$$

Сопротивление срабатывания защиты принято:

$$Z_{II \text{ о.е.}} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_{\text{H}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о.е.} \quad (5.46)$$

$$Z_{II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,35 \cdot 2,32 = 0,80 \text{ Ом.} \quad (5.47)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{II \text{ сз}} = Z_{II} \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,88 \cdot \frac{4000/5}{13,8/0,1} = 4,64 \text{ Ом.} \quad (5.48)$$

Принята уставка: $Z_2 = 4,64 \text{ Ом.}$

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения: $Z_{CM1} = 0,08 \text{ Ом; } Z_{CM2} = 0,70 \text{ Ом.}$

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

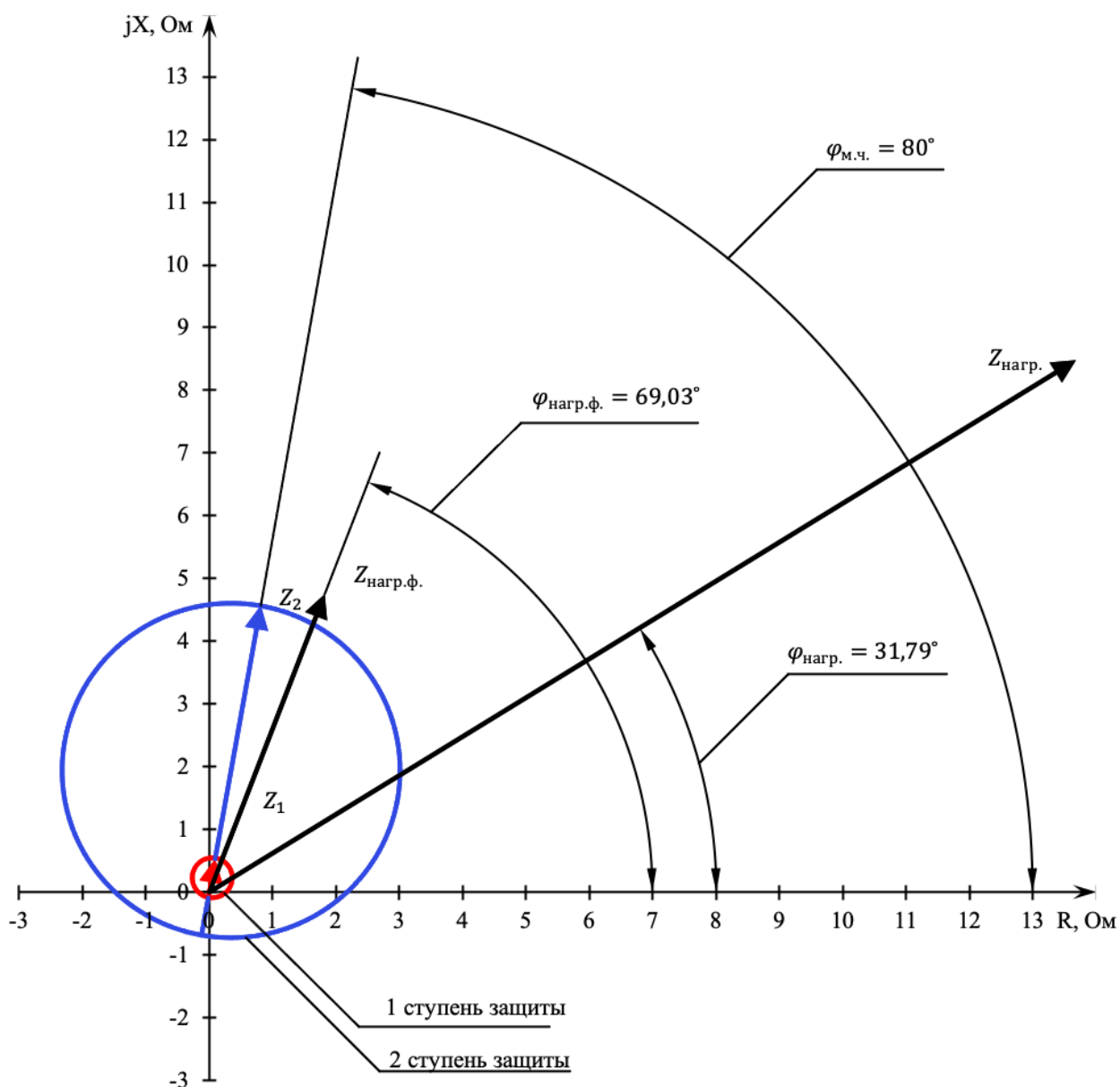


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

Вторая ступень действует с выдержкой времени 7,5 с на отключение блочных выключателей 330 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.4.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.49)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.50)$$

3. Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме (таблица 5.5), и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Таблица 5.5 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

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

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,2 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 2,245 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.51)$$

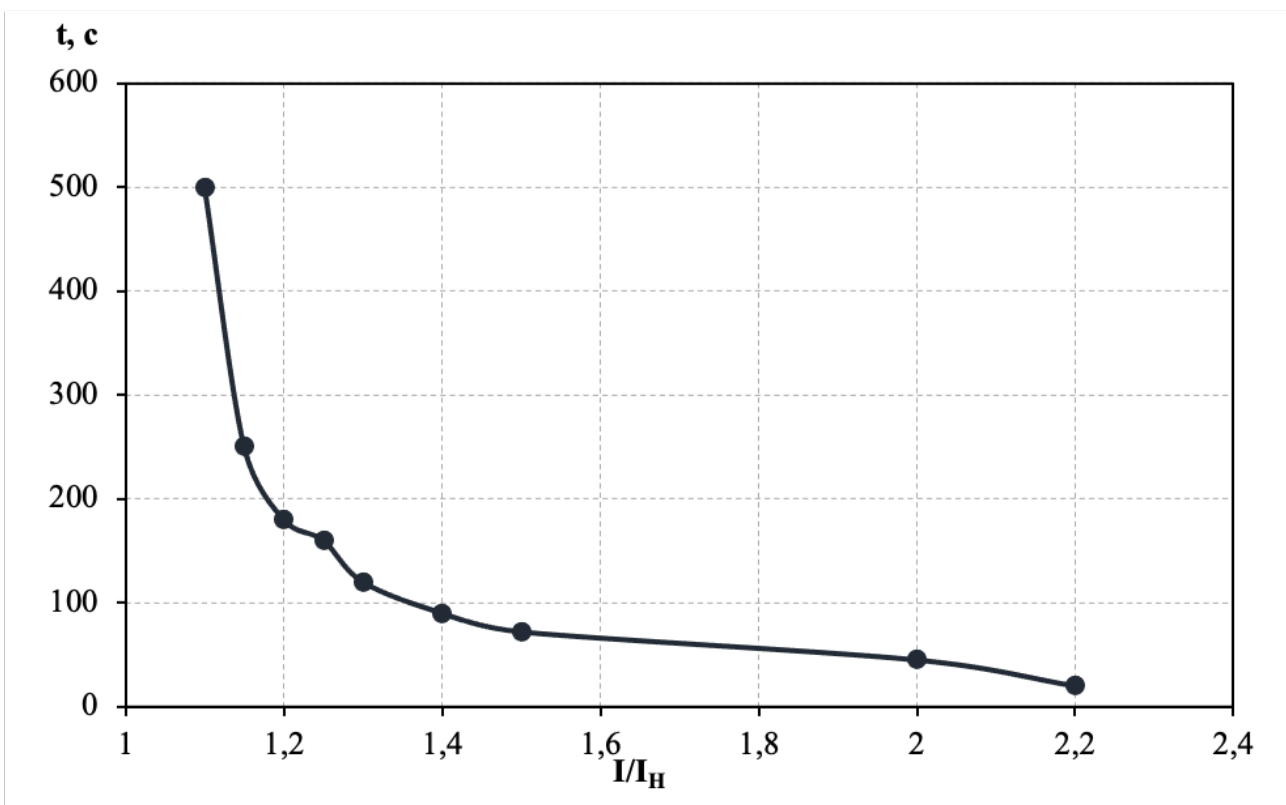


Рисунок 5.6 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

5.5 Выбор комплекса защит блока генератор – трансформатор

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

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

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

5.6 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит и матрица отключений представлены в таблицах 5.6-5.7 соответственно.

Таблица 5.6 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Продольная дифференциальная защита	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,15 \cdot I_N$	0,65 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	–	
		Уставка начального торможения, $I_{нт}$	$0,5 \cdot I_N$	2,15 А	
		Тормозной ток, B	$1,5 \cdot I_N$	6,45 А	
		$I_{отс}$	$6 \cdot I_N$	25,80 А	
Защита от замыканий на землю обмотки статора	U_0	t_1	U_{01G}	–	6,25 В
		t_2	U_{0G}	–	15 В
	$U_{0з}$	Коэффициент торможения, K_T	1,5	–	
Защита от повышения напряжения	$U >$	2 ступень	$U_{ср2}$	$1,4 \cdot U_N$	140 В
		1 ступень	$U_{ср1}$	$1,2 \cdot U_N$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных КЗ и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_N$	0,30 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_N$	0,65 А
		ОТС I	$I_{2ОТС}$	$0,22 \cdot I_N$	0,95 А
Защита от симметричных КЗ и перегрузок	I_1	СО	$I_{1СИГН}$	$1,07 \cdot I_N$	4,60 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_N$	4,73 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,531 \cdot I_N$	6,58 А
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	Z_1	0,041	0,55 Ом
			$Z_{см1}$	$0,15 \cdot Z_1$	0,08 Ом
		2 ступень	Z_2	0,35	4,64 Ом
			$Z_{см2}$	$0,15 \cdot Z_2$	0,70 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_P	СО	$I_{PСИГН}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	4,75 А
		ПО	$I_{PПУСК}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	4,89 А
		ОТС	$I_{PПУСК}$	$2,245 \cdot I_{НОМ.P}$	9,97 А

Таблица 5.7 – Матрица отключений

Защиты		Действие						
Наименование	Обозначение	Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-330 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	
Продольная дифференциальная защита	$I\Delta G$	+	+	+	+			
Защита от замыканий на землю обмотки статора	U_0	t_1					+	
		t_2	+	+	+			
	U_{03}	+	+	+				
Защита от повышения напряжения	$U >$	2 ступень	+	+				
		1 ступень	+	+				
Защита от несимметричных КЗ и перегрузок	I_2	СО					+	
		ИО	+	+				
		ОТС	t_1					
			t_2					+
t_3	+	+						
Защита от симметричных КЗ и перегрузок	I_1	СО					+	
		ИО	+	+				
		ОТС	t_1					+
			t_2					
t_3	+	+						
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	t_1				+	
			t_2	+	+	+		
		2 ступень	t_1					+
			t_2					
			t_3	+	+			
Защита ротора от перегрузок	I_p	СО					+	
		ИО	+	+				
		ОТС	+	+				

6 Состав и компоновка сооружений гидроузла

6.1 Состав и компоновка сооружения гидроузла. Основные решения

Проектируемый речной гидроузел имеет энергетическое назначение. Сооружения размещаются в широком створе, длина створа по гребню составляет около 797,4 м. Для данных геологических условий будет целесообразным строительство гидроузла русловой компоновки.

В состав гидроузла входят:

- водосбросная плотина гравитационного типа;
- станционная плотина;
- приплотинное здание ГЭС;
- глухая бетонная плотина между водосливной и станционной плотиной;
- правобережная глухая бетонная плотина;
- левобережная земляная насыпная плотина;
- служебно-технологический корпус (СТК);
- КРУЭ.

6.2 Определение класса гидротехнических сооружений

Гидротехнические сооружения в зависимости от их высоты и типа грунтов основания, социально экономической ответственности и последствий возможных гидродинамических аварий подразделяются на классы. Класс сооружения назначается в соответствии с Постановлением РФ №986 от 02.11.2013 г «О классификации гидротехнических сооружений» [2].

Класс основных гидротехнических сооружений проектируемого гидроузла, определим по параметрам, указанным в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Определение класса гидротехнических сооружений

Параметр	Критерий классификации [2]	Расчетная величина	Класс ГТС
1	2	3	4
1 Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты и типа грунта основания			
1.1 Плотины бетонные, железобетонные			
а) Высота плотины, м	от 25 до 50	38	II
б) Грунты основания	крупнообломочные	крупнообломочные	
1.2 Плотины из грунтовых материалов			
а) Высота плотины, м	от 35 до 65	38	II
б) Грунты основания	крупнообломочные	крупнообломочные	
2 Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их назначения и условий эксплуатации			
2.1 Установленная мощность, МВт	от 300 до 1000	953	II
3 Класс гидротехнических сооружений в зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий			

Продолжение таблицы 6.1

Параметр	Критерий классификации [2]	Расчетная величина	Класс ГТС
1	2	3	4
3 Класс гидротехнических сооружений в зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий			
Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии гидротехнического сооружения (человек)	от 500 до 3000	1826	II
Число людей, условия жизнедеятельности которых могут быть нарушены при аварии гидротехнического сооружения (человек)	от 2000 до 20000	12176	II
Размер возможного материального ущерба без учета убытков владельца гидротехнического сооружения (млн. рублей)	от 1000 до 5000	~3000	II
Характеристика территории распространения чрезвычайной ситуации, возникшей в результате аварии гидротехнического сооружения	В пределах территории одного субъекта Российской Федерации (двух и более муниципальных образований)	два и более муниципальных образований	II

По таблице 6.1 принимаем II класс гидротехнических сооружений.

6.3 Проектирование сооружений напорного фронта

Проектируемая бетонная водосливная плотина имеет II класс гидротехнического сооружения. Следовательно, при основном сочетании нагрузок обеспеченность принимаем равной 1 %, а при поверочном случае – 0,1% [2, табл. 2]. Данные для дальнейшего расчета представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 - Данные для расчета основного и поверочного расчетного случая

Случай	Расход Q, м ³ /с	Отметка УВБ, м	Отметка УНБ, м
1 Основной (1% обеспеченность)	$Q_{\text{осн.мах}} = 3708$	$\nabla_{\text{НПУ}} = 53$	$\nabla_{\text{УНБ}_{\text{осн}}} = 25,2$
2 Поверочный (0,1% обеспеченность)	$Q_{\text{повер.мах}} = 4638$	$\nabla_{\text{ФПУ}} = 54$	$\nabla_{\text{УНБ}_{\text{мах}}} = 25,5$

Гидравлический расчет выполняется с целью определения ширины водосливного фронта и размера водосливных отверстий, формы водосливной грани и сопряжения ее с водобоем, форму сопряжения бьефов, размеров и типа гасителей энергии потока в НБ [3].

6.4 Гидравлические расчеты

6.4.1 Определение ширины водосливного фронта

Расход через водосливную плотину Q_p при основном расчетном случае будет равен:

$$Q_p = Q_{\text{осн.мах.}} - Q_{\text{ГЭС}}, \quad (6.1)$$

где $Q_{\text{осн.мах.}}$ – расчетный максимальный расход для основного случая с учетом трансформации его водохранилищем;

$Q_{\text{ГЭС}}$ – расход через ГЭС.

Количество агрегатов участвующих в пропуске расчетных расходов должно быть не более $(n-2)$ при числе агрегатов $6 < n \leq 12$ (в нашем случае $n=12$):

$$Q_{\text{ГЭС}} = (n - 2)Q_{\text{через 1 агрегат}} = (12 - 2) \cdot 200 = 2000 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.2)$$

$$Q_p = 3708 - 2000 = 1708 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Удельный расход на водосливе:

$$q_v = 1,25q_{\text{рисб}}, \quad (6.3)$$

где q_p – удельный расход на рисберме.

$$q_p = [v_p]h_{\text{нб}}, \quad (6.4)$$

где $h_{\text{нб}}$ – глубина в нижнем бьефе при максимальном основном расходе.

$$h_{\text{нб}} = \nabla_{\text{УНБосн}} - \nabla_{\text{дно}} = 25,2 - 22 = 3,2 \text{ м}, \quad (6.5)$$

где $[v_p]$ – допустимая скорость на рисберме, для гравийно-песчаного основания равна 3,5 м/с.

$$q_p = 3,5 \cdot 3,2 = 11,2 \text{ м}^2/\text{с}.$$

$$q_v = 1,25 \cdot 11,2 = 14 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = Q_p / q_b = 1708 / 14 = 122 \text{ м.} \quad (6.6)$$

Для определения количества водосбросных пролетов зададимся стандартной шириной пролета $b = 14$ м, тогда водосливных отверстий:

$$n = B / b = 122 / 14 = 8,7. \quad (6.7)$$

Принимаем $n=9$ водосбросных пролетов шириной по 14 м. Бык примем разрезным, его ширина $d = 5$ м (толщина полубыка 2,5 м). Головная часть быка имеет обтекаемую форму.

Ширина водосливного фронта равна:

$$B = n \cdot b = 9 \cdot 14 = 126 \text{ м.} \quad (6.8)$$

Т.к. количество водосливных пролетов больше 6-ти требуется устройство дополнительного пролета.

Тогда:

$$B_0 = b \cdot (n + 1) = 14 \cdot (9 + 1) = 140 \text{ м.} \quad (6.9)$$

Ширина водосливного фронта с учетом размеров быков в плане:

$$B_{\text{полн}} = b \cdot n + (n - 1) \cdot \delta_{\bar{\sigma}} = 14 \cdot 10 + (10 - 1) \cdot 5 = 185 \text{ м.} \quad (6.10)$$

Удельный расход через плотину:

$$q_b = \frac{Q_p}{B_0} = \frac{1708}{140} = 12,2 \text{ м}^2/\text{с.} \quad (6.11)$$

6.4.2 Определение отметки гребня водослива

Пропуск расчетного расхода воды для основного расчетного случая должен обеспечиваться при НПУ через все водопропускные сооружения при полном их открытии, исключив один пролет.

Полный напор на водосливе H определяем методом последовательных приближений, используя формулу водослива. В первом приближении определяем полный напор H_{01} без учета бокового сжатия потока и подтопления водослива.

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.12)$$

где m – коэффициент расхода, для профиля оголовка без вакуумной водосливной стенки типа $m \approx 0,49$.

$$H_{01} = \left(\frac{1708}{0,49 \cdot 126 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,39 \text{ м.}$$

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\Pi} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.13)$$

где ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа;
 σ_{Π} – коэффициент подтопления, подтопления водослива нет и $\sigma_{\Pi} = 1$;

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.14)$$

где $\xi = 0,70$ – коэффициент, учитывающий форму быковых устоев в плане (полукруглая) [4, рис.6-10];

$\xi_0 = 0,3$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане [5, табл.6-8];

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{0,7 + (9-1) \cdot 0,30}{9} \cdot \frac{3,39}{14} = 0,972.$$

$$H_{02} = \left(\frac{1708}{0,49 \cdot 0,982 \cdot 1 \cdot 126 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,46 \text{ м.}$$

Определим геометрический напор на водосливе и округлим его до ближайшего стандартного:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha_0 v_0^2}{2g}, \quad (6.15)$$

где $\alpha_0 = 1,1$ – коэффициент Кориолиса;
 v_0 – скорость подхода потока к плотине, равная:

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n-1)\delta_6)}, \quad (6.16)$$

$$v_0 = \frac{1708}{(53-22) \cdot (126 + (9-1) \cdot 5)} = 0,33 \text{ м/с.}$$

$$H = 3,46 - \frac{1,1 \cdot 0,33^2}{2 \cdot 9,81} = 3,45 \text{ м.}$$

Определённый геометрический напор округляем до ближайшего стандартного значения в соответствии с техническим регламентом:

$$H_{\text{ст}} = 4 \text{ м.}$$

Определим отметку гребня водослива:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}} = 53 - 4 = 49 \text{ м.} \quad (6.17)$$

Рассчитаем отметку ГБ по формуле (6.24):

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{ГВ}} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 49 + 1,6 \cdot 4 = 56,6 \text{ м.} \quad (6.18)$$

Окончательно, за проектную отметку гребня бетонной плотины примем наибольшее значение, рассчитанное по формуле (6.18) и разделу 6.5.

6.4.3 Проверка на пропуск расхода при поверочном расчетном случае

Пропуск поверочного расхода воды должен осуществляться при наивысшем обоснованном форсированном подпорном уровне.

Поверочный расход через водосливную плотину:

$$Q_{\text{р.пов}} = Q_{\text{max.повер}} - Q_{\text{ГЭС}} - Q_{\text{с}} = 4638 - 2000 = 2638 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.19)$$

где $Q_{\text{max.повер}}$ – максимальный поверочный расход;

$Q_{\text{с}}$ – расход, сбрасываемый через другие водопропускные сооружения гидроузла ($Q_{\text{с}} = 0$).

В первом приближении определяем напор $H_{01}^{\text{пов}}$ без учета бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{01}^{\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{2638}{0,49 \cdot 140 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,22 \text{ м.}$$

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

$$H_{02}^{\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{m_{\text{пов}} \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.20)$$

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

$$m_{\text{пов}} = m \left[0,805 + 0,245 \frac{H}{H_{\text{стан}}} - 0,05 \left(\frac{H}{H_{\text{стан}}} \right)^2 \right], \quad (6.21)$$

$$m_{\text{пов}} = 0,49 \cdot \left[0,805 + 0,245 \cdot \frac{4,22}{4} - 0,05 \cdot \left(\frac{4,22}{4} \right)^2 \right] = 0,467.$$

$$H_{02}^{\text{пов}} = \left(\frac{2638}{0,49 \cdot 0,972 \cdot 1 \cdot 140 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,45 \text{ м.}$$

Определим геометрический напор на водосливе:

$$H_{\text{пов}} = H_{02}^{\text{пов}} - \frac{\alpha_0 v_0^2}{2g}, \quad (6.22)$$

где $\alpha_0 = 1,1$ – коэффициент Кориолиса;

v_0 – скорость подхода потока к плотине, равная:

$$v_0 = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{дна})(B + (n-1)\delta_6)}, \quad (6.23)$$

$$v_0 = \frac{2638}{(54-22) \cdot (140 + (10-1) \cdot 5)} = 0,29 \text{ м/с.}$$

$$H_{\text{пов}} = 4,45 - \frac{1,1 \cdot 0,29^2}{2 \cdot 9,81} = 4,44 \text{ м.}$$

Проверим, не превышает ли заданная отметка $\nabla\text{ФПУ} = 54$ м при таком напоре:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 49 + 4,44 = 53,44 \text{ м} < 54 \text{ м.} \quad (6.24)$$

Отметка ФПУ не превышает заданный уровень, следовательно, $\nabla\text{ФПУ}$ остается без изменений.

6.5 Определение отметки гребня плотины

6.5.1 Определение отметки гребня грунтовой плотины

За отметку гребня грунтовой плотины (ГГП) принимаем наибольшую рассчитанную по двум формулам:

$$\nabla\text{ГГП}_1 = \nabla\text{НПУ} + h_s; \quad (6.25)$$

$$\nabla\text{ГГП}_2 = \nabla\text{ФПУ} + h_s, \quad (6.26)$$

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

$$h_S = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (6.27)$$

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

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – величина запаса $a = 0,5$ м.

Элементы ветровых волн и высоту ветрового нагона определяют согласно [5]. Для наглядности, будем проводить расчет для двух случаев: при отметке НПУ (расчетные данные будут иметь индекс 1) и при ФПУ (расчетные данные будут иметь индекс 2).

Высота ветрового нагона:

$$\Delta h_{set} = K_w \frac{v_w^2 \cdot L}{gd} \cos \alpha, \quad (6.28)$$

где K_w – коэффициент, принимаемый в зависимости от расчетной скорости;

v_w – расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды;

L – длина разгона волны;

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

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище.

За расчетную скорость принимаем скорость ветра для заданного района строительства на высоте 10 м над поверхностью земли.

Для скорости ветра $V_{w1} = 18$ м/с коэффициент $K_{w1} = 1,92 \cdot 10^{-6}$.

Для скорости ветра $V_{w2} = 10$ м/с коэффициент $K_{w2} = 1,2 \cdot 10^{-6}$.

Длина разгона волны определяется по плану водохранилища с учетом розы ветров: $L_1 = 17800$ м, $L_2 = 14000$ м.

Период развития волн на водохранилище $t = 6ч = 21600$ с.

Условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d_1 = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}}{2} = \frac{53 - 22}{2} = 15,5 \text{ м.} \quad (6.29)$$

$$d_2 = \frac{\nabla_{ФПУ} - \nabla_{дна}}{2} = \frac{54 - 22}{2} = 16 \text{ м.} \quad (6.30)$$

Для расчета элементов волн при основном сочетании нагрузок и воздействий (при НПУ) обеспеченность расчетной скорости ветра составляет для сооружений – 2%. Для расчета элементов волн при особом сочетании нагрузок и воздействий (при ФПУ) обеспеченность расчетной скорости ветра для сооружений принимается 20%. Для определения высоты волны вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot L}{v_w^2}; \quad (6.31)$$

$$\frac{g \cdot t}{v_w} \quad (6.32)$$

Далее из графика [4, рис.А.1] по верхней огибающей кривой для глубоководной зоны ($d > 0,5\bar{\lambda}_d$) и значениям (6.31) и (6.32) определяем параметры $\frac{g\bar{h}}{v^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{v}$. Используя меньшие полученные значения, вычислим средний период волны \bar{T} и среднюю высоту волны \bar{h} .

Средняя длина волны определяется по формуле:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} \quad (6.33)$$

Определим высоту волну 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i, \quad (6.34)$$

где k_i – коэффициент, определяемый по графику [5, рис. А.2] в зависимости от значения $\frac{gL}{v_w^2}$.

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

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%}, \quad (6.35)$$

где k_r и k_p – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по [3, табл. 6];

k_{sp} – коэффициент, принимаемый по [5, табл. 7];

k_{run} – коэффициент, принимаемый по графикам [5, рис.10] в зависимости от пологости волны $\bar{\lambda}_d/h_{1\%}$ на глубокой воде.

Результаты расчета по формулам (6.25) - (6.34) и коэффициенты сведены в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Результаты расчета отметки гребня грунтовой плотины для основного и особого сочетания нагрузок

Параметр		При основном сочетании нагрузок		При особом сочетании нагрузок	
1		2		3	
$d, м$		21,5		22	
при $\frac{g \cdot L}{v_w^2}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{v_w^2}$	538,9	0,036	1373	0,05
	$\frac{g \cdot \bar{T}}{v_w}$		2,4		3,0

Продолжение таблицы 6.3

Параметр		При основном сочетании нагрузок		При особом сочетании нагрузок	
1		2		3	
$d, \text{м}$		21,5		22	
при $\frac{g \cdot t}{v_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{v_w^2}$	11772	0,08	21190	0,10
	$\frac{g \cdot \bar{T}}{v_w}$		4		4,6
$\bar{h}, \text{м}$		1,19		0,51	
$\bar{T}, \text{с}$		4,4		3,06	
$\bar{\lambda}_d, \text{м}$		30,3		14,6	
$d > 0,5\bar{\lambda}_d$ - глубоководная зона		15,5 > 15,1		16 > 7,3	
k_i		2,1		2,12	
$h_{1\%}, \text{м}$		2,5		1,08	
k_r		1		1	
k_p		0,9		0,9	
k_{sp}		1,4		1,4	
k_{run}		1,5		1,5	
$h_{run1\%}, \text{м}$		4,7		2,04	
$\Delta h_{set}, \text{м}$		0,073		0,01	
$h_s, \text{м}$		5,4		2,65	
$\nabla \text{ГП}$		58,4		55,6	

6.5.2 Определение отметки гребня бетонной плотины

Для бетонных плотин с вертикальной напорной гранью отметку гребня плотины (ГП) находим по формулам:

$$\nabla \text{ГП}_1 = \nabla \text{НПУ} + h_{1\%} + a; \quad (6.36)$$

$$\nabla \text{ГП}_2 = \nabla \text{ФПУ} + h_{1\%} + a, \quad (6.37)$$

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

a – величина запаса, для II класса сооружений $a = 0,6 \text{ м}$.

Результаты расчета по формулам (6.35) - (6.36) сведены в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Результаты расчета отметки гребня бетонной плотины для основного и особого сочетания нагрузок

Параметр	При основном сочетании нагрузок	При особом сочетании нагрузок
1	2	3
$h_{1\%}, \text{м}$	2,5	1,08
$\nabla \text{ГП}, \text{м}$	56,1	55,7

Следовательно, по рассчитанным данным окончательно принимаем наибольшее значение $V_{ГП} = 58,4$ м.

6.6 Определение формы водосливной поверхности

Используя данные таблицы стенки Кригера - Офицерова [4, табл. 6-12] составим таблицу для оголовка водослива типа А, умножив данные исходной таблицы на $H_{ст} = 4$ м (таблица 6.5).

Таблица 6.5 – Приведённые координаты оголовка без вакуумного водослива с оголовком профиля А

№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м
1	2	3	4	5	6
1	0,00	0,50	21	8,00	4,94
2	0,40	0,14	22	8,40	5,48
3	0,80	0,03	23	8,80	6,03
4	1,20	0,00	24	9,20	6,61
5	1,60	0,02	25	9,60	7,32
6	2,00	0,11	26	10,00	7,84
7	2,40	0,24	27	10,40	8,49
8	2,80	0,40	28	10,80	9,16
9	3,20	0,58	29	11,20	9,85
10	3,60	0,79	30	11,60	10,56
11	4,00	1,02	31	12,00	11,30
12	4,40	1,28	32	12,40	12,05
13	4,80	1,58	33	12,80	12,83
14	5,20	1,90	34	13,20	13,63
15	5,60	2,26	35	13,60	14,44
16	6,00	2,64	36	14,00	15,27
17	6,40	3,06	37	14,40	16,12
18	6,80	3,49	38	14,80	17,00
19	7,20	3,95	39	15,20	17,88
20	7,60	4,43	40	15,60	18,79

Очертание гребня водосливной плотины представлено на рисунке 6.1.

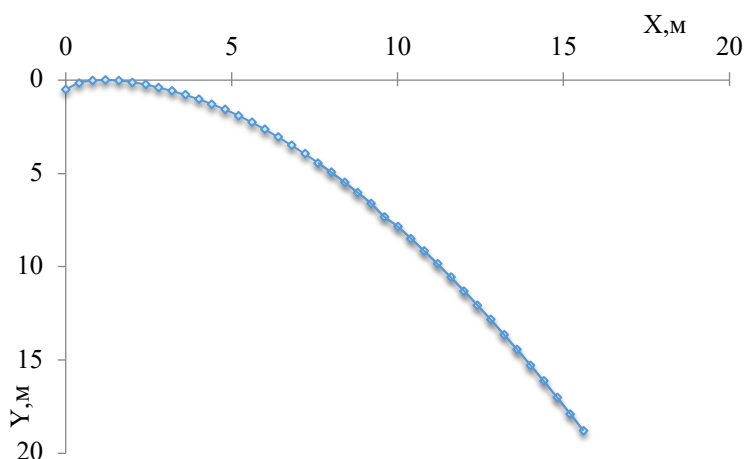


Рисунок 6.1 – Очертание гребня водосливной плотины

6.7 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

При устройстве плотины необходимо рассчитать глубину в сжатом сечении h_c для определения второй сопряженной глубины h_c'' , которую следует сравнить с бытовой глубиной в нижнем бьефе $h_{нб}$ и по их отношению определить тип сопряжения бьефов (тип гидравлического прыжка).

От сопряжения бьефов зависит наличие гасителей энергии потока в нижнем бьефе. Возможны три случая сопряжения бьефов:

-прыжок у сжатого сечения $h_c'' = h_{нб}$;

-затопленный прыжок $h_c'' < h_{нб}$;

-отогнанный прыжок $h_c'' > h_{нб}$,

где $h_{нб}$ – глубина в нижнем бьефе;

h_c'' – сопряженная глубина с глубиной в сжатом сечении.

Предварительно рассчитаем критическую глубину потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{B_{полн}^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1708^2}{185^2 \cdot 9,81}} = 2,1 \text{ м.} \quad (6.38)$$

Найдем полную удельную энергию перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 53 - 22 = 31. \quad (6.39)$$

Определяем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{31}{2,1} = 14,61. \quad (6.40)$$

По графику М.Д. Чертоусова [4, рис.9.55] в зависимости от коэффициента скорости $\varphi = 0,90$ и ξ_{T_0} определяем $\xi_c = 0,22$ и $\xi_c'' = 2,93$.

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,21 \cdot 2,1 = 0,45 \text{ м.} \quad (6.41)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 3 \cdot 2,1 = 6,3 \text{ м.} \quad (6.42)$$

Получаем $6,37 > 3,2$ м, следовательно, прыжок отогнанный и необходима установка гасителей энергии воды.

Для гашения кинетической энергии в нижнем бьефе рассчитаем водобойную стенку.

Считаем, что водобойная стенка образует подтопленный водослив, тогда получаем следующее.

Напор над водобойной стенкой:

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{q}{m \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{\alpha \cdot q^2}{2g \cdot (\sigma \cdot h_c'')^2}; \quad (6.43)$$

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{9,23}{0,49 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 9,23^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 6,37)^2} = 2,53 \text{ м.}$$

Высота водобойной стенки $h_{\text{ст}}$:

$$h_{\text{ст}} = \sigma \cdot h_c'' - H_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 6,37 - 2,53 = 4,48 \text{ м.} \quad (6.44)$$

Проверяем условие сопряжения бьефов за стенкой, принимая полную удельную энергию перед стенкой равной:

$$T_0 = h_{\text{ст}} + H_{\text{ст}} = 4,48 + 2,53 = 7 \text{ м.} \quad (6.45)$$

Определяем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{7}{2,1} = 3,3. \quad (6.46)$$

По графику М.Д. Чертоусова [4] в зависимости от коэффициента скорости $\varphi = 1$ и ξ_{T_0} определяем $\xi_c = 0,44$ и $\xi_c'' = 1,3$.

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{\text{кр}} = 0,44 \cdot 2,1 = 0,92 \text{ м.} \quad (6.47)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{\text{кр}} = 1,3 \cdot 2,1 = 2,7 \text{ м.} \quad (6.48)$$

Так как $2,7 < 3,2$ – сопряжение происходит по типу затопленного прыжка. Для определения длины свободного незатопленного прыжка $l_{\text{нр}}$ можно воспользоваться формулой Павловского для прямоугольного сечения потока за водосливом:

$$l_{\text{нр}} = 2,5(1,9h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 2,7 - 0,92) = 26,2 \text{ м.} \quad (6.49)$$

Длина водобоя:

$$l_{\text{в}} = (0,8 \div 1)l_{\text{нр}} = (0,8 \div 1)26,2 \approx 20 \text{ м.} \quad (6.50)$$

Толщина водобойной плиты:

$$\delta_{\text{в}} = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h_c}, \quad (6.51)$$

где v_c и h_c – соответственно скорость и глубина в сжатом сечении.
Скорость в сжатом сечении равна:

$$v_c = \frac{Q_p}{B h'_c} = \frac{1708}{185 \cdot 0,95} = 9,7 \text{ м/с}; \quad (6.52)$$

$$\delta_b = 0,15 \cdot 9,7 \cdot \sqrt{0,95} \approx 2 \text{ м.}$$

6.8 Конструирование плотины

6.8.1 Определение ширины подошвы плотины

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

При своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

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

Исходя из условия недопущения растягивающих напряжений на верховой грани, определяем ширину подошвы плотины B'_n :

$$B'_n = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_6}{\rho_w} (1-n) + n(2-n) - \alpha_1}}, \quad (6.53)$$

где α_1 – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей, принимаемый 0,5:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}}. \quad (6.54)$$

Отметка подошвы плотины (с зубом) равна:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - (\delta_b + 1,5) = 22 - (2 + (1,5)) = 18,5 \text{ м.} \quad (6.55)$$

$$h = 53 - 18,5 = 34,5 \text{ м.}$$

Исходя из условия устойчивости плотины против сдвига по основанию, определяем ширину подошвы плотины B_n^{II} :

$$B_n'' = \frac{\gamma_n h}{\operatorname{tg}\varphi \left(\frac{\rho_\sigma}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.56)$$

где φ – коэффициент трения бетона по грунту, принимаемый 0,65;

$\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надежности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения.

Задаваясь различными n , несколько раз определяем B_n по формулам (6.52) и (1.55) (данные внесены в таблицу 6.6) и строим графики зависимости $B_n = f(n)$ рисунок 6.2. Точка пересечения графиков определит расчетную ширину подошвы.

Таблица 6.6 – Вычисленные значения расчетов для зависимости $B_n = f(n)$

n	B_n^I	B_n^{II}
0,2	26,61	31,21
0,3	27,31	29,79
0,4	28,24	28,49
0,5	29,48	27,31
0,6	31,14	26,22
0,7	33,40	25,21
0,8	36,62	24,27
0,9	41,55	23,41
1	50,20	22,60

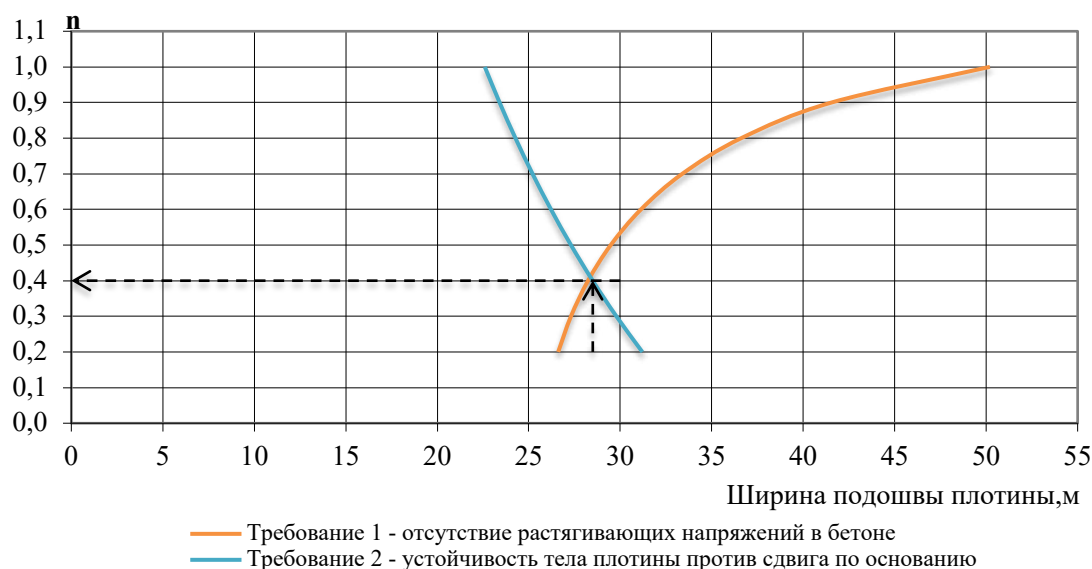


Рисунок 6.2 – Определение ширины подошвы плотины

В пересечении $n=0,4$. Принимаем ширину подошвы $B=28,5$ м.

6.8.2 Разрезка бетонных плотин швами

В бетонных плотинах устроим постоянные (межсекционные швы) и временные (строительные) деформационные швы. Швы устраиваем для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерной осадке плотины и неравномерного распределения температуры в теле плотины.

Размеры секций плотин и блоков бетонирования определим в зависимости от:

- вида и высоты плотин, размера секции здания ГЭС, а также расположения в плотинах водопропускных отверстий, в том числе турбинных водоводов;
- методов возведения плотины;
- формы поперечного сечения русла;
- геологического строения и деформируемости основания плотины;
- климатических условий района строительства.

В плотинах на нескальном основании разрезку швами в основном производят по осям бычков, во избежание возможности заклинивания затворов. Расстояние между температурно-осадочными швами примем 19 м.

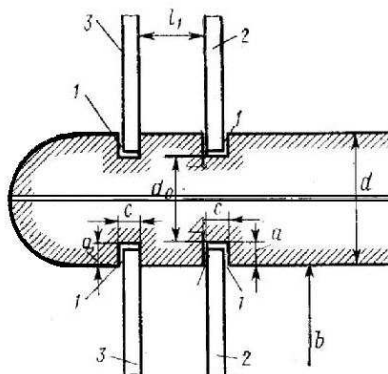
6.8.3 Быки

Быки служат опорами для затворов, мостов (служебных и транзитных) и стационарных подъемных механизмов.

Форма быков в плане со стороны ВБ должна быть плавной. Толщину ранее приняли 5 м. Минимальная толщина между пазами 2,5 м.

В нижнем бьефе отметку верха уступа быка принимаем на 2 м выше максимальной отметки уровня нижнего бьефа.

Из условий прочности и производства работ толщина пазового прошейка $d_0 \geq 0,8$ м, принимаю $d_0 = 1,5$ м; полная толщина $d \geq 2$ (обычно 2-6 м), принимаю $d = 5$; бык разрезан по оси швом, а $\approx c \approx 0,5$ м; l_1 назначают исходя из условий выполнения работ по ремонту рабочего затвора (не менее 1,0-1,5 м), принимаю $l_1 = 1$ м (рисунок 6.3).



1 – паз для ремонтного или аварийного затвора; 2 – рабочий затвор; 3 - ремонтный затвор

Рисунок 6.3 – Схема верха быка

Ширину по гребню примем 22 м. В зависимости от интенсивности движения выбираем IV класс дороги шириной 8 м (2 полосы по 3 м, 1 обочина по 2 м).

6.8.4 Устои

Устои плотин предназначены:

- для защиты примыкающей к водосливу земляной плотины, или берега от размыва водой, сбрасываемой через водослив;
- для обеспечения плавного подхода потока к водосливу и плавного его растекания в нижнем бьефе;
- для предотвращения опасного воздействия фильтрации в зоне примыкания водосливной плотины к земляной или берегу;
- для опоры затворов и мостов.

На проектируемом гидроузле будет устраиваться: сопрягающий устой между водосливной и грунтовой плотиной; сопрягающий устой между зданием ГЭС и грунтовой плотиной; отдельный устой, между водосливом и зданием ГЭС.

6.8.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины необходимо предусматривать продольные и поперечные галереи. Располагаем галереи по высоте плотины через 15-20 м. Одна из продольных галерей запроектируем выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Ширину галерей, предусмотренных для сбора и отвода воды, контроля за состоянием бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначаем 2 м, высоту - 2 м. Пол галереи, предусмотренной для сбора и отвода воды проектируем с уклоном не более 1:40 в сторону водосливного лотка.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа, а также до верхней грани продольной галереи следует назначать не менее 2 м при соблюдении условия:

$$a = \frac{H_d \cdot \gamma_n}{J_{кр}} = \frac{30,2 \cdot 1,2}{25} = 1,4 \text{ м}, \quad (6.57)$$

где H_d — напор над расчетным сечением.

6.9 Назначение размеров основных элементов плотины

Бетонные водосбросные плотины на скальном основании, как правило, имеют следующие основные элементы: фундаментную плиту, водосливную грань, быки и устои, деформационные швы и их уплотнения, водобой и рисберму

с ковшом, противофильтрационные устройства (понур, шпунты, буробетонные стенки, зубья, противофильтрационные завесы), дренажи в теле плотины и в основании.

6.9.1 Понур

Назначение понура – уменьшать фильтрационный расход и снижать противофильтрационное давление в основании плотины путем удлинения путей фильтрации.

Устраиваем глинистый понур. В сечении у плотины примем 3 м, в конце понура 0,5 м и согласно п.9.30 [3] принимаем пригрузку понура крупным песком толщиной 1 м и предохраняем его от размыва креплением в виде бетонных плит 5×5м, толщиной 0,5 м с гидроизоляционным покрытием сверху из битума.

Толщина понура в сечении у плотины $\delta_{\text{п}}$ определяется из условия:

$$\delta_{\text{п}} \geq \frac{\Delta H}{J_{\text{доп}}} = \frac{12,9}{6} = 2,2 \text{ м}, \quad (6.58)$$

где ΔH – потери напора от начала подземного контура до рассматриваемого вертикального сечения понура;

$J_{\text{доп}}$ – допускаемый градиент фильтрационного потока для глинистого понура $J_{\text{доп}} = 6$.

Длину глинистого понура принимаем равным:

$$l = (1 \div 1,5)H = (1 \div 1,5)30,2 = (30,2 \div 45,3) = 40 \text{ м}. \quad (6.59)$$

$$H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} = 53 - 22,8 = 30,2 \text{ м}. \quad (6.60)$$

6.9.2 Шпунтовые стенки

Шпунтовые стенки, завесы и зубья – вертикальные противофильтрационные элементы, предназначенные для снижения фильтрационного давления на подошву плотины и снижения градиента потока над сооружением.

Основание нескальное, принимаем шпунтовую схему подземного контура.

Примем железобетонные шпунтовые стенки толщиной 10 см, их преимуществом является малая водопроницаемость. В нашем случае глубина залегания водоупора более 22 м, следовательно, противофильтрационную преграду примем «висячими» т.е. не достигающими водоупора. Шпунт устраиваем у верхней грани тела плотины длиной 16 м.

6.9.3 Дренажные устройства

Для отвода профильтровавшейся воды, снятия фильтрационного давления на сооружение, предотвращения разрушения грунта основания под сооружением устраивают дренажи.

Выполняются дренажи из грунтового материала с повышенным коэффициентом фильтрации по отношению к контактирующему с ним грунту. В последнее время в качестве дренажа используют пористый бетон и минеральные волокнистые материалы.

Устраиваем двухслойный пластовый дренаж под водобоем и рисбермой. Минимальная толщина дренажей принимается по конструктивным и производственным соображениям 0,2 м. Суммарная толщина дренажа не более 1,5 м.

6.10 Конструктивные элементы нижнего бьефа

6.10.1 Водобой

Водобой предназначен для гашения энергии потока, сходящего с водослива, и устраивается в виде железобетонной плиты. Толщина водобоя 2 м и длина 10 м. Плиты расположены в шахматном порядке. Размер плит в плане 10×10 м.

6.10.2 Рисберма

Рисберма – участок за водобоем, предназначенный для успокоения и рассеяния потока. Выполняем из железобетонных плит, расположенных в шахматном порядке. Вес конструкций рисбермы по течению должен постепенно уменьшаться, это достигается уменьшением толщины плит. Толщину плиты первого ряда принимаем равной 2 м, далее по потоку уменьшаем толщину до 0,5 м, под плитами устраиваем обратный фильтр.

Плиты бетонируют на месте, выполняют их квадратными размером 10 м. Плиты имеют дренажные отверстия 0,15 м.

Длина рисбермы:

$$l_p = (1 \div 2)l_b = (1 \div 2)20 = 30 \text{ м.} \quad (6.61)$$

6.10.3 Ковш

Концевой участок рисбермы устраиваем в виде ковша, предназначенный для защиты рисбермы от подмыва с заложением внутреннего откоса $m = 1:4$ и с заложением внешнего откоса $m = 1:2$. На дно ковша укладываем слой отсыпки камня. Конструкция ковша представлена на рисунке 6.4.

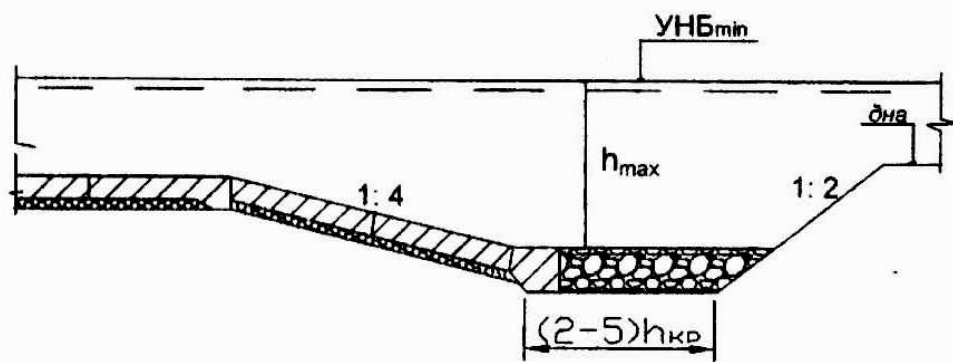


Рисунок 6.4 – Концевой участок рисбермы

Глубина ковша в месте наибольшего размыва определяется по формуле:

$$h_{max} = K_p \sqrt{\frac{q_p}{v_n}} = 1,1 \cdot \sqrt{\frac{12,2}{1,7}} = 2,9 \text{ м}, \quad (6.62)$$

где K_p – коэффициент, зависящий от условий размыва (1,05 – 1,1);
 v_n – неразмывающая скорость течения потока для грунта дна реки,
 для гравийно – песчанного грунта $v_n = 1,7$ м/с.

Общая длина послепрыжкового участка (рисбермы с ковшем) не должна превышать величины по рекомендации М.С. Вызго:

$$l_{nn} = \frac{0,4}{n} \cdot h_c'' = \frac{0,4}{0,025} \cdot 2,7 = 43 \text{ м}, \quad (6.63)$$

где n – коэффициент шероховатости русла, принимаемый 0,025.

6.11 Фильтрационный расчет

Фильтрационные расчеты производят с целью обоснования размеров и очертания подземного контура, определения величины фильтрационного давления на флютбет, определения градиентов и скоростей фильтрационного потока при выходе его в нижний бьеф.

Расчет проводится для основного случая в верхнем бьефе ∇ НПУ, в нижнем – ∇ УНБ_{min} (соответствует $Q_{сан}$).

Для проведения фильтрационных и статических расчетов плотина со всеми ее элементами вычерчивается в масштабе. За непроницаемую часть контура принимается длина линий тока от начала понура до первого дренажа у начала водобойной плиты.

На прямой последовательно откладываем длины элементов подземного контура. Крайние отрезки достраиваем на величину $0,44 \cdot T_{cp}$, где T_{cp} – среднее расстояние до водоупора, таким образом, учитываем дополнительные потери на вход и на выход.

Так как в основании под плотиной гравийно-песчаный грунт, необходимо определить расчетную глубину залегания водоупора T_p .

Длина проекции подземного контура на горизонталь:

$$l_0 = l_{\text{пон.}} + l_{\text{под.}} = 40 + 28,5 = 68,5 \text{ м.} \quad (6.64)$$

Длина проекции подземного контура на вертикаль:

$$S_0 = \nabla_{\text{дна}} - \nabla_{\text{шпунта}} = 22 - 1,5 = 20,5 \text{ м.} \quad (6.65)$$

$$\frac{l_0}{S_0} = \frac{68,5}{20,5} = 3,3. \quad (6.66)$$

Расчитанное соотношение по формуле (1.81) находится в пределах от 1 до 3,4, тогда $T_{\text{акт}}$ по таблице 1.1 [3] равно:

$$T_a = 0,8S_0 + 0,5l_0 = 0,8 \cdot 21,5 + 0,5 \cdot 68,5 = 51,5 \text{ м.} \quad (6.67)$$

Так как $T_d > T_a$, принимается $T_p = T_a$.

Средняя глубина залегания водоупора:

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_1 + T_2 + T_3 + T_4}{4} = \frac{65 + 62,22 + 61,5 + 60,5}{4} = 62,3 \text{ м.} \quad (6.68)$$

Разворачиваем подземный контур в линию, от крайних точек откладывая отрезки, равные $0,44 \cdot T_{\text{ср}} = 0,44 \cdot 62,3 \approx 27 \text{ м}$, в результате получаем контурную линию.

Откладываем вертикальную линию равную напору для основного случая:

$$H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} = 53 - 22,8 = 30,2 \text{ м.} \quad (6.69)$$

Откладываем вертикальную линию равную напору для поверочного случая:

$$H = \nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}_{0,1\%}} = 54 - 25,5 = 28,5 \text{ м.} \quad (6.70)$$

Параметры фильтрационного потока определяются с помощью схемы.

6.12 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

6.12.1 Определение основных нагрузок на плотину

Расчеты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного и особого сочетания нагрузок и воздействий. В состав

основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. При особом сочетании нагрузок учитываются нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные и одна из особых.

Первый расчетный случай (основной) – нормальный эксплуатационный при НПУ в верхнем бьефе (53 м) и минимальном уровне в нижнем бьефе (22,8 м при $Q_{\min}=200 \text{ м}^3/\text{с}$).

Второй расчетный случай (особый) – паводковый поверочный при ФПУ в верхнем бьефе (54 м) и максимальном уровне в нижнем бьефе (25,5 м при $Q_{0,1\%} = 4638 \text{ м}^3/\text{с}$).

1) Вес плотины, быка и затворов.

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

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}}, \quad (6.71)$$

где $S_{\text{пл}}$ – площадь поперечного сечения плотины (вычислена с помощью программы AutoCAD);

b – ширина пролета, 14 м;

$\delta_{\text{б}}$ – толщина быка, 5 м;

$\rho_{\text{б}}$ – плотность бетона, $2400 \text{ кг}/\text{м}^3$.

$$G_{\text{пл}} = \frac{531 \cdot 14 \cdot 9,81 \cdot 2400}{14 + 5} = 9212 \text{ кН}/\text{м}.$$

Вес бычка определим аналогичным образом:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}}, \quad (6.72)$$

где $S_{\text{б}}$ – площадь поперечного сечения быка (вычислена с помощью программы AutoCAD).

$$G_{\text{б}} = \frac{929,9 \cdot 5 \cdot 9,81 \cdot 2400}{14 + 5} = 5762 \text{ кН}/\text{м}.$$

Далее, по ходу выполнения проекта, расчеты действующих нагрузок на плотину будем вести параллельно расчеты для двух случаев: основного и особого сочетания нагрузок.

Вес плоского скользящего затвора определяется по формуле А.Р. Березинского:

$$Q_{\text{з}} = 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.73)$$

где f – площадь затвора.

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

$$f = (54 - 49 + 0,5) \cdot 14 = 77 \text{ м}^2.$$

$$Q_3 = 0,055 \cdot 77 \cdot \sqrt{77} \cdot 9,8 = 365 \text{ кН}.$$

Вес затвора на 1 п.м длины секции:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{365}{14 + 5} = 19,2 \text{ кН/м}. \quad (6.74)$$

2) Сила гидростатического давления воды.

Сила гидростатического давления воды определяется по формулам гидравлики. Эпюры с гидростатического давления на верхнюю и нижнюю грани бетонной плотины приняты по треугольнику.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды: с верхнего бьефа:

$$T_{\text{В}}^{\text{осн}} = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 35,5^2}{2} = 6182 \text{ кН/м}, \quad (6.75)$$

где $h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 53 - 17,5 = 35,5 \text{ м}.$

$$T_{\text{В}}^{\text{особ}} = \frac{\rho_w g h_1'^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 36,5^2}{2} = 6535 \text{ кН/м}, \quad (6.76)$$

где $h_1' = \nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 54 - 17,5 = 36,5 \text{ м}.$

С нижнего бьефа:

$$T_{\text{Н}}^{\text{осн}} = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 5,3^2}{2} = 138 \text{ кН/м}, \quad (6.77)$$

где $h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}} = 22,8 - 17,5 = 5,3 \text{ м}.$

$$T_{\text{Н}}^{\text{особ}} = \frac{\rho_w g h_2'^2}{2} = \frac{10000 \cdot 9,81 \cdot 8^2}{2} = 314 \text{ кН/м}, \quad (6.78)$$

где $h_2' = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{max}}} - \nabla_{\text{под}} = 25,5 - 17,5 = 8 \text{ м}.$

3) Равнодействующая взвешивающего давления.

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы при основном сочетании нагрузок и от максимального уровня нижнего бьефа до подошвы для особого сочетания нагрузок.

Определим величину взвешивающего давления:

$$W_{\text{ВЗВ}} = \rho \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}, \quad (6.79)$$

где $S_{\text{ЭП}}$ – площадь эпюры взвешивающего давления.

Для основного случая:

$$W_{\text{ВЗВ}}^{\text{осн}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 116,7 = 1145 \text{ кН};$$

- для поверочного случая:

$$W_{\text{ВЗВ}}^{\text{особ}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 216,5 = 2124 \text{ кН}.$$

4) Сила фильтрационного давления.

Учитывается часть эпюры фильтрационного давления, действующего непосредственно на подошву плотины:

$$W_{\phi} = \rho \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}, \quad (6.80)$$

где $S_{\text{ЭП}}$ – площадь эпюры фильтрационного давления (раздел 6.11), действующего на подошву плотины.

Для основного случая:

$$W_{\phi}^{\text{осн}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 272 = 2668 \text{ кН/м};$$

- для поверочного случая:

$$W_{\phi}^{\text{особ}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 254 = 2487 \text{ кН/м}.$$

5) Давление грунта.

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} h_{\text{н}} \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right), \quad (6.81)$$

где $\gamma_{\text{н}}$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии, (9-13) кН/м³;
 $h_{\text{н}}$ – толщина слоя наносов, принимаемая от уровня дна:

$$h_{\text{н}} = \nabla_{\text{заил}} - \nabla_{\text{дна}} = 25 - 22 = 3 \text{ м}; \quad (6.82)$$

$\varphi_{\text{н}}$ – угол внутреннего трения наносов, 20-22°.

$$p_{\text{н}} = 10 \cdot 3 \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{20^\circ}{2} \right) = 14,7 \text{ кН/м}^2.$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_H = \frac{\rho_H \cdot h_H}{2} = \frac{14,7 \cdot 3}{2} = 22 \text{ кН/м.} \quad (6.83)$$

Определим активное давление грунта со стороны верхнего бьефа.

В нашем случае понур укреплен бетонными плитами, которые действуют на следующий слой распределенной нагрузкой:

$$q_{пл} = (\gamma_{ж/б} - \gamma_B) \delta_{пл} = (24000 - 10000) \cdot 0,5 = 7 \text{ кН/м}^2,$$

где $\gamma_{ж/б} = 24000 \text{ кН/м}^3$;

$$\delta_{пл} = 0,5 \text{ м.}$$

Следующим слоем является пригруз грунта из крупного песка. Тогда давление будет равно:

$$p_{1п} = (\gamma_H \cdot h_H + q_{пл}) \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{п}}{2} \right). \quad (6.84)$$

$$p_{1п} = (10 \cdot 3 + 7) \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{30}{2} \right) = 12,3 \text{ кН/м}^2,$$

где $\varphi_{п} = 30^\circ$ – угол внутреннего трения для крупного песка.

$$P_{2п} = (\gamma_H \cdot h_H + q_{пл} + \gamma_{п.взв} \cdot h_{п}) \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{п}}{2} \right). \quad (6.85)$$

$$\begin{aligned} \gamma_{п.взв} &= \gamma_{п.сух} - (1 - n) \cdot \gamma_w = 18 - (1 - 0,3) \cdot 10 = \\ &= 11 \text{ кН/м}^3, \end{aligned} \quad (6.86)$$

где $\gamma_{п.сух} = 18 \text{ кН/м}^3$;

$n = 0,3$ - пористость песка;

$$h_{п} = 1 \text{ м.}$$

$$p_{2п} = (10 \cdot 3 + 7 + 11 \cdot 1) \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{30}{2} \right) = 16 \text{ кН/м}^2.$$

Точку, находящуюся на границе между различными слоями грунта, считаем принадлежащей верхнему слою, а затем нижнему.

Определим давление грунта:

$$p_{1.сугл.} = (\gamma_H \cdot h_H + q_{пл} + \gamma_{п.взв} \cdot h_{п}) \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \text{tg} \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.87)$$

где γ_H – удельный вес наносов во взвешенном состоянии, 10 кН/м^3 ;

h_H – толщина слоя наносов, принимаемая от уровня дна;

$\varphi_{гр}$ – угол внутреннего трения для глины $\varphi_{гр} = 28^\circ$;

c – сцепление грунта, $c = 30$ – для глины.

$$p_{1.гг.} = (10 \cdot 3 + 7 + 11 \cdot 1) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{28}{2} \right) - 2 \cdot 30 \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{28}{2} \right);$$

$$p_{1.гг.} = -18,3 \text{ кН/м}^2;$$

$$p_{2.гг.} = (\gamma_n \cdot h_n + q_{пл} + \gamma_{п.взв} \cdot h_{п} + \gamma_{взв.сугл} \cdot h_{сугл}) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_1}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{\varphi_1}{2} \right),$$

где $\varphi_1 = 28^\circ$ – угол внутреннего трения суглинка;

$\gamma_{взв.гг.}$ – удельный вес грунта с учетом взвешивающего давления воды:

$$\gamma_{взв} = \gamma_{сух} - (1 - n)\gamma_w, \quad (6.88)$$

где $n = 0,3$ – пористость сухого грунта.

$$\gamma_{взв.гг.} = 19 - (1 - 0,4) \cdot 10 = 13 \text{ кН/м}^3.$$

$$p_{2.гг.} = (10 \cdot 3 + 7 + 11 \cdot 1 + 13 \cdot 3) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{28}{2} \right) - 2 \cdot 26 \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{28}{2} \right) = -6,9 \text{ кН/м}^2.$$

Эпюры давления грунта на рисунке 6.5.

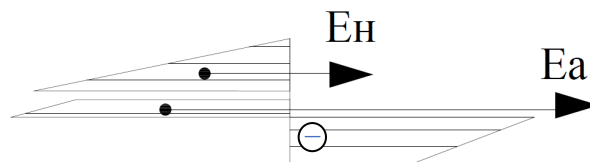


Рисунок 6.5 – Эпюры давления грунта

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

$$E_a = S_{эп} = 14,1 \text{ кН/м.}$$

Пассивное давление грунта основания со стороны нижнего бьефа определяется по формулам:

– под плитой водобоя:

$$p'_{пн} = \gamma_{б.взв} \cdot \delta_b \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right);$$

$$p'_{\text{пн}} = 14 \cdot 2 \cdot \text{tg}^2 \left(45 + \frac{33}{2} \right) = 118,4 \text{ кН/м}^2.$$

На уровне подошвы плотины:

$$p_{\text{пн}} = (\gamma_{\text{б.взв}} \cdot \delta_{\text{в}} + \gamma_{\text{гр.взв}} \cdot h_{\text{гр}}) \cdot \text{tg}^2 \left(45 + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot \text{tg} \left(45 + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right);$$

$$p_{\text{пн}} = (14 \cdot 2 + 11 \cdot 2,5) \cdot \text{tg}^2 \left(45 + \frac{33}{2} \right) = 126,9 \text{ кН/м}^2.$$

Равнодействующая пассивного давления равна площади эпюры:

$$E_{\text{пн}} = \frac{p'_{\text{пн}} + p_{\text{пн}}}{2} \cdot h_{\text{гр}} = \frac{118,4 + 126,9}{2} \cdot 2,5 = 306,6 \text{ кН/м}.$$

б) Волновое давление.

Равнодействующая волнового давления при основном и поверочном случаях может быть определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} - \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.89)$$

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

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}}. \quad (6.90)$$

Для основного случая:

$$h_0 = \frac{3,14 \cdot 2,5^2}{30,3} = 0,65 \text{ м}.$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 2,5 \cdot \left(\frac{30,3}{3,14} - \frac{0,65}{2} \right) = 122,3 \text{ кН}.$$

Для поверочного случая:

$$h_0 = \frac{3,14 \cdot 1,08^2}{14,6} = 0,25 \text{ м}.$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot 1,08 \cdot \left(\frac{14,6}{3,14} - \frac{0,25}{2} \right) = 25,3 \text{ кН}.$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%}. \quad (6.91)$$

Для основного случая:

$$y_c = \frac{30,3}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 2,52 = 3,9 \text{ м.}$$

Для поверочного случая:

$$y_c = \frac{14,6}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,92 = 1,9 \text{ м.}$$

Плечо силы $W_{\text{волн}}$ относительно центра подошвы:

- для основного случая:

$$l_{\text{волн}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} - y_c = 53 - 17,5 - 3,9 = 31,6 \text{ м.}$$

Для поверочного случая:

$$l_{\text{волн}} = \nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{под}} - y_c = 54 - 17,5 - 1,9 = 49,6 \text{ м.}$$

7) Пригруз воды в верхнем и нижнем бьефе.

Определим пригруз воды по формуле:

$$W_{\text{пр}} = \rho \cdot g \cdot S_{\text{эп}}, \quad (6.92)$$

где $S_{\text{эп}}$ – площадь эпюры пригруза воды.

Для основного случая:

$$W_{\text{пр.в}}^{\text{осн}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 110 = 1079 \text{ кН};$$

$$W_{\text{пр.н}}^{\text{осн}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,39 = 13,6 \text{ кН.}$$

Для поверочного случая:

$$W_{\text{пр.в}}^{\text{особ}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 115,3 = 1131 \text{ кН};$$

$$W_{\text{пр.н}}^{\text{особ}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 13,09 = 128,4 \text{ кН.}$$

6.12.2 Оценка прочности плотины

Расчет прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчета определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности. Исходя из практических соображений, в

расчете плотины принимаем сжимающие силы со знаком минус, а растягивающие со знаком плюс.

Для удобства расчета составим таблицу 6.7, в которую внесем все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке [6, Приложение Д].

Таблица 6.7 – Основные нагрузки на плотину

Сила	γ_f	Направление силы	Основной случай			Проверочный случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
2	3	4	5	6	7	8	9	10
T_B	1	→	6182	11,8	73148	6535	12,2	79505
T_H	1	←	138	1,8	-243	314	2,7	-837
$G_{пл}$	0,95	↓	8751	2,6	-22578	8751,3	2,6	-22578,4
$G_б$	0,95	↓	5473	3,6	-19595	5473,4	3,6	-19594,9
$W_{взв}$	1	↑	1145	0,0	0,0	2124	0,0	0,0
$W_ф$	1	↑	2668	2,4	6271	2487	2,5	6117,6
E_H	1,2	→	26,4	6,7	177,2	26,4	6,7	177,2
E_H	0,8	←	245,3	1,2	-299,3	245,3	1,2	-299,3
E_a	1,2	→	14,1	3,1	43,7	14,1	3,1	43,7
$W_{волн}$	1	→	122,3	31,6	3866	25,3	49,6	1254,4
Q_3	0,9	↓	17,3	8,8	-152,7	17,3	8,8	-152,7
$W_{пр.в}$	1	↓	1079	14,3	-15474,3	1131	12,4	-14059,5
$W_{пр.н}$	1	↓	13,6	13,2	180,3	128,4	11,6	1485,7
ΣN		↓↑		11522			11522	
ΣW		→ ←		6207			6207	
ΣM				25343			31062	

1) Основное сочетание нагрузок.

Нормальные напряжения на контакте основание–бетон σ_y рассчитываем методом сопротивления материалов по формуле внецентренного сжатия:

$$\sigma_y = -\frac{V}{B} \pm \frac{6\Sigma M}{B^2}, \quad (6.93)$$

где V – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

ΣM – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

B – ширина подошвы плотины.

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам по контактному сечению:

– для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{V}{B} + \frac{6\Sigma M}{B^2} = -\frac{11522}{28,5} + \frac{6 \cdot 25343}{28,5^2} = -217,1 \text{ кПа.}$$

– для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{V}{B} - \frac{6 \sum M}{B^2} = -\frac{11522}{28,5} - \frac{6 \cdot 31062}{28,5^2} = -591,5 \text{ кПа.}$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам по контактному сечению:

– для верховой грани:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.94)$$

где γ_w – удельный вес воды;
 $m_u = \operatorname{tg} \alpha_1$, α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью;
 H_d^u – напор над расчетным сечением:

$$H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 53 - 17,5 = 35,5 \text{ м}; \quad (6.95)$$

$$\sigma_x^u = -217,1 \cdot 0^2 - 10 \cdot 35,5 \cdot (1 - 0^2) = -355 \text{ кПа.}$$

Для низовой грани:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.96)$$

где γ_w – удельный вес воды;
 $m_t = \operatorname{tg} \alpha_2$, α_2 – угол между низовой гранью и вертикалью;
 H_d^t – напор над расчетным сечением:

$$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}_{\min}} - \nabla_{\text{под}} = 22,8 - 17,5 = 5,3 \text{ м}; \quad (6.97)$$

$$\sigma_x^t = -591,5 \cdot 0,65^2 - 10 \cdot 5,3 \cdot (1 - 0,65^2) = -280,5 \text{ кПа.}$$

Касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам:

– для верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u; \quad (6.98)$$

$$\tau_{xy}^u = (10 \cdot 35,5 + (-217,1)) \cdot 0 = 0 \text{ кПа.}$$

Для низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t; \quad (6.99)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 5,3 + (-591,5)) \cdot 0,65 = 350 \text{ кПа.}$$

Главные напряжения:

– для верховой грани:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u(1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2; \quad (6.100)$$

$$\sigma_1^u = -217,1 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 35,5 \cdot 0 = -217,1 \text{ кПа.}$$

Для низовой грани:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 5,3 = -53 \text{ кПа.} \quad (6.101)$$

Главные напряжения:

– для верховой грани:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -10 \cdot 35,5 = -355 \text{ кПа.} \quad (6.102)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t(1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2; \quad (6.103)$$

$$\sigma_3^t = -591,5 \cdot (1 + 0,65^2) + 10 \cdot 5,3 \cdot 0,65^2 = -691,4 \text{ кПа.}$$

Нормальное напряжение на площадках контактного сечения у верховой грани:

$$\sigma_c^u = \frac{(1+m_u^2)}{2} \cdot \left\{ \sigma_y^u \cdot [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_w \cdot h \cdot \left[\cos 2(\alpha - \delta) - \frac{1-m_u^2}{1+m_u^2} \right] \right\};$$

$$\sigma_c^u = -217,1 \text{ кПа.}$$

Полученные результаты сведем в таблицу 6.8.

Таблица 6.8 – Напряжения в горизонтальных сечениях плотины

Напорная грань		Низовая грань	
1		2	
Основное сочетание нагрузок			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
σ_y^u	-217,1	σ_y^t	-591,5
σ_x^u	-355,0	σ_x^t	-280,5
τ_{xy}^u	0	τ_{xy}^t	350
σ_1^u	-217,1	σ_1^t	-53,0
σ_3^u	-355,0	σ_3^t	-691,4
σ_c^u	-217,1	-	-

2) Особое сочетание нагрузок.

При особом сочетании нагрузок производим расчет напряжений аналогично основному сочетанию. Результаты внесем в таблицу 6.9.

Таблица 6.9 – Напряжения в горизонтальных сечениях плотины

Напорная грань		Низовая грань	
1		2	
Особое сочетание нагрузок			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
σ_y^u	-252,7	σ_y^t	-611,6
σ_x^u	-365,0	σ_x^t	-304,6
τ_{xy}^u	0	τ_{xy}^t	345,5
σ_1^u	-252,7	σ_1^t	-80,0
σ_3^u	-365,0	σ_3^t	-715,8
σ_c^u	-252,7		

6.12.3 Критерии прочности плотины

После определения напряжений для основного и особого сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность, при этом должны выполняться следующие условия:

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \gamma_{lc} |\sigma_3| \leq R_b \gamma_{cd} , \quad (6.104)$$

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надежности по ответственности, для сооружений II класса;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок ($\gamma_{lc} = 1$ – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок; $\gamma_{lc} = 0,9$ – для расчетов по первому предельному состоянию и особому сочетанию нагрузок);

σ_3 – максимальное главное напряжение;

$R_b = 8,9$ МПа – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона В15, которое определяем по [7, табл.3];

γ_{cd} – коэффициент условия работы ($\gamma_{cd} = 0,9$ – при основном сочетании нагрузок; $\gamma_{cd} = 1$ – при особом сочетании нагрузок).

- для основного сочетания нагрузок:

$$1,2 \cdot 1 \cdot |-691,4| \leq 8900 \cdot 0,9,$$

$$829,7 \leq 8010.$$

- для особого сочетания нагрузок:

$$1,25 \cdot 0,9 \cdot |-992,3| \leq 8900 \cdot 1,$$

$$773,0 \leq 8900.$$

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

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.105)$$

- для основного сочетания нагрузок:

$$-217,1 < 0.$$

- для особого сочетания нагрузок:

$$-252,7 < 0.$$

3) В зоне верховой грани:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25\gamma_w H_d^u, \quad (6.106)$$

- для основного сочетания нагрузок:

$$|-217,1| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 35,5,$$

$$217,1 \geq 88,8.$$

- для особого сочетания нагрузок:

$$|-252,7| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 36,6,$$

$$252,7 \geq 91,3.$$

4) В контактном сечении:

$$\sigma_c^u \leq 0, \quad (6.107)$$

- для основного сочетания нагрузок:

$$-217,1 \leq 0.$$

- для особого сочетания нагрузок:

$$-252,7 \leq 0.$$

5) Под всей плотиной:

$$|\sigma_y^{max}| \leq [\sigma_0]_h, \quad (6.108)$$

где $[\sigma_0]_h$ – допускаемые напряжения в основании, для нескального основания на глубине h от дна:

$$[\sigma_0]_h = [\sigma_0] + K_0 \gamma_0 (h_3 - 2),$$

где $[\sigma_0] = 850 \text{ кН/м}^2$ – допускаемые напряжения на сжатие для грунта основания (гравийно-песчанного);

$$K_0 = 0,25;$$

γ_0 – удельный вес грунта основания;

$h_3 = 4,5 \text{ м}$ – заглубления подошвы плотины относительно дна реки.

- для основного сочетания нагрузок:

$$[\sigma_0]_h = 850 + 0,25 \cdot 19 \cdot (4,5 - 2) = 861,9 \text{ кПа};$$

$$591,5 \leq 861,9.$$

- для особого сочетания нагрузок:

$$611,6 \leq 861,9.$$

б) Коэффициент неравномерности напряжений:

$$\frac{\sigma_y^{max}}{\sigma_y^{min}} \leq K_H,$$

где $K_H = 3$.

- для основного сочетания нагрузок:

$$\frac{-591,5}{-217,1} = 2,7;$$

$$2,7 < 3.$$

- для особого сочетания нагрузок:

$$\frac{-611,6}{-252,7} = 2,4;$$

$$2,4 < 3.$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

6.12.4 Обоснование устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин определяется несущей способностью основания, т.е. его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины рассчитывают на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности. Считаем, что сдвиг плоский.

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.109)$$

где γ_n – коэффициент надежности по назначению сооружения, принимаемый 1,2;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок ($\gamma_{lc} = 1$ – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок; $\gamma_{lc} = 0,9$ – для расчетов по первому предельному состоянию и особому сочетанию нагрузок);

γ_{cd} – коэффициент условий работы ($\gamma_{cd} = 1$ – работа плотины при НПУ; $\gamma_{cd} = 1$ – работа плотины при ФПУ);

R – расчетное значение обобщенной несущей способности (сумма сил сопротивляющихся сдвигу).

$$R = (G_{nl} + G_{\bar{b}} + Q_z - W_{\phi} - W_{\text{взв}} + W_{\text{пр.в}} + W_{\text{пр.н}}) \cdot f + E_{nn} \cdot \gamma'_c + c \cdot \omega, \quad (6.110)$$

где γ'_c – коэффициент условия работы по нагрузке, для пассивного давления грунта принимается $\gamma'_c = 0,7$;

ω – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п.м;

F – сумма сдвигающих сил;

$$F = T_{\bar{e}} - T_n + W_{\text{волн}} + E_n + E_a. \quad (6.111)$$

Для основного сочетания нагрузок:

$$R = (8451 + 5473 + 17,3 - 2668 - 1145 + 1079 + 13,6)0,65 + 245,3 \cdot 0,7 + 0 \cdot 28,5 = 7661 \text{ кН.}$$

$$F = 6182 - 138 + 122,3 + 26,4 + 14,1 = 6207 \text{ кН.}$$

Для особого сочетания нагрузок:

$$R = (8451 + 5473 + 17,3 - 2487 - 2124 + 1131 + 128,4)0,65 + 245,3 \cdot 0,7 + 0 \cdot 28,5 = 7251 \text{ кН.}$$

$$F = 6535 - 314 + 25,3 + 26,4 + 14,1 = 6287 \text{ кН.}$$

- для основного сочетания нагрузок:

$$\frac{7661 \cdot 1,0}{6207 \cdot 1,0} = 1,23 \geq 1,2.$$

- для особого сочетания нагрузок:

$$\frac{7251 \cdot 1,0}{6287 \cdot 0,9} = 1,28 \geq 1,2.$$

Анализируя расчетные данные, видно, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надежности при основном и особом сочетаниях нагрузок и является экономичным. Запас по надежности плотины, не превышающий 10% нормативной величины (т.е. 1,32 для основного случая), обеспечивает ее устойчивость.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Основной задачей эксплуатации гидротехнических сооружений является обеспечение их работоспособного состояния, при соблюдении норм безопасности, требований охраны окружающей среды и создании условий для бесперебойной и экономичной работы основного технологического оборудования гидроэлектростанций.

В соответствии с федеральным законом от 21.07.1997 N 117-ФЗ (ред. от 08.12.2020) «О безопасности гидротехнических сооружений» обеспечение безопасности Малмыжской ГЭС осуществляется на основании следующих общих требований:

- обеспечение допустимого риска аварий гидротехнических сооружений;
- представление деклараций безопасности гидротехнических сооружений;
- осуществление федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений;
- непрерывность эксплуатации гидротехнических сооружений;
- осуществление мер по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений, в том числе установление критериев их безопасности, оснащение гидротехнических сооружений техническими средствами в целях постоянного контроля за их состоянием, обеспечение необходимой квалификации работников, обслуживающих гидротехническое сооружение;
- 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.

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

На основании вышеизложенного и Акта обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой обосновывается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по их предотвращению и ликвидации.

7.2 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в «Правилах пожарной безопасности для энергетических предприятий» РД 153-34.0-03.301-2000, утвержденных РАО «ЕЭС России» и согласованных с ГУГПС МВД России.

Каждый объект станции оснащается системой пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС, с помощью которой ведется постоянный контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта. Система пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС предназначена для обнаружения, оповещения и ликвидации пожара генераторов трансформаторов, реакторов, в помещениях ГЭС: кабельных шахтах, кабельных галереях, в бетонной плотине, кабельных помещениях КРУ, АСУ, помещениях маслохозяйства и аппаратной на монтажной площадке, а также обнаружения и подачи звукового сигнала о пожаре в помещениях ГЭС. Данная система интегрируется в состав станционного уровня управления (верхнего) как отдельная подсистема, выполняющая все необходимые функции контроля и управления, и включает в себя комплексы технических средств, позволяющих обеспечить локальный и централизованный контроль пожарной обстановки на объекте, состояние противопожарного оборудования и запуск систем водяного пожаротушения производится в рамках автоматического, дистанционного и ручного управления.

Основные задачи системы:

- оперативный прием, обработка и архивирование информации от пожарных извещателей и устройств релейной защиты и автоматики;
- формирование сигналов и управляющих команд в системы автоматического пожаротушения (включение насосов пожаротушения, открытие задвижек, срабатывание приводов механизмов) и устройств различного назначения: вентиляции, оповещения и другие устройства автоматики;
- выдача команд и сигналов в систему сигнализации (световой и звуковой), а также в контроллеры локального уровня;
- передача данных оператору, в сервер базы данных АСУ ТП, на щит пожаротушения и пожарной сигнализации;
- контроль за работоспособностью системы.

Силовые трансформаторы ТДЦ 125000/330, на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат большое количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители.

Кабельные сооружения ГЭС оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами. Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение

пожара, а также автоматический пуск системы и автоматическая подача воды на очаг пожара.

Для уменьшения рисков, связанных с пожарами на Малмыжской ГЭС, будут предусмотрены специальные меры по проведению инструктажей персонала по противопожарной безопасности ответственными с проверкой знаний в установленные сроки проверки правил работников энергетических предприятий.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности, которая включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

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

Специальные места для курения будут расположены в наиболее безопасных местах на территории энергообъекта. Во всех помещениях, складах, зданиях будут размещены различные пожарные датчики. Во всех необходимых местах установлены огнетушители.

Для тушения пожаров на генераторах типа СВ-850/190-88 мощностью 69,90 МВт предусмотрена система автоматического водяного пожаротушения (АПТ).

7.3 Охрана труда

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим нормам технологического проектирования гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций, Трудового кодекса, Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, Государственным стандартом безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, ПУЭ, техническому регламенту о пожарной безопасности и правилам противопожарного режима РФ и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

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

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

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

Приказом руководителя ГЭС должно быть назначено лицо, ответственное за организацию практической работы и осуществляющее внутренний надзор за состоянием охраны труда и техники безопасности.

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве.

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

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

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

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

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются:

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

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

При выполнении работ по эксплуатационному обслуживанию, ремонту, наладке и испытаниям гидротурбинного оборудования, электрического оборудования, механического оборудования ГТС и самих гидротехнических сооружений должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой деятельности, стандартов организации (инструкций) гидроэлектростанций.

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование; по эксплуатации ГТС; по техническому обслуживанию ГТС; по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов; по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений; по расчистке водных объектов и сооружений от сора; по пропуску половодных и паводковых расходов воды через сооружения; по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа; по расчистке водохранилищ от наносов; на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период; на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС, должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда.

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

7.4 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Малмыжского ГУ. Охрана труда и противопожарная безопасность

7.4.1 Общие сведения о районе строительства

Малмыжский гидроузел расположен в Европейской части России, в Кировской области на реке Вятка вблизи города Вятка.

Длина реки составляет 1314 км, площадь бассейна 129 тыс. км². Берёт начало с Верхнекамской возвышенности и впадает в Каму. Для Вятки характерны резкие изменения направления течения (с севера на юго-запад, а затем на юго-восток) и большая извилистость на всём протяжении. В верхнем и среднем течении образует рукава и старицы. Вятка – типично равнинная река, текущая большей частью в широкой долине с пологими склонами. В низовьях расширенные и суженные участки долины чередуются через 1 – 5 км. Много перекатов.

Основными источниками загрязнения реки Вятка в рассматриваемом створе является сброс неочищенных и недостаточно очищенных сточных вод с коммунальных, промышленных, сельскохозяйственных объектов, находящихся

выше по течению от створа строительства. Основными загрязняющими веществами, поступающими в реку со сточными водами промышленных предприятий, предприятий коммунального хозяйства и с ливневыми водами с территорией населенных пунктов, являются: нефтепродукты, нитриты, нитраты, фосфаты, азот аммонийный, взвешенные вещества. Качество воды также характеризуется высокими значениями БПК, ХПК, минерализации, цветности и мутности.

Приоритетные загрязняющие вещества для водохранилища: нитраты (3–5 ПДК), медь (3–35 ПДК), на участке Киров – Вятка постоянно отмечается повышенное содержание органических веществ, нефтепродуктов и общего железа (до 3 ПДК). Особенно высокие концентрации меди фиксируются в районах Котельнича и Советска (до 90 ПДК).

Скорость накопления донных осадков в водохранилище на разных этапах его эксплуатации менялась от 4,9 до 9,0 мм/год; средняя толщина слоя донных осадков к 2015 г. составила около 35 см, максимальная толщина донных отложений в приплотинном районе водохранилища в затопленном русле Вятка достигает 2 м.

В водохранилище обитает более 30-ти видов рыб. Основу ихтиофауны составляет: ленок, тугун, хариус, щука, плотва, елец, язь, голянь озёрный, карась серебряный, налим, окунь. По сравнению с прошлыми периодами промысловые уловы в 2000-е гг. снизились в 2-3 раза и составляют около 1000 т; рекреационный вылов оценивается в 500–700 т, величины браконьерских уловов достоверно не оценены. Половину уловов составляют малоценные виды – мелкий частик (плотва, окунь, краснопёрка). В водохранилище сохранилось не более 100 га нерестилищ осетровых рыб, которые весьма требовательны к экологическим условиям естественного воспроизводства (высокое качество воды, скоростной режим, галечниковое дно); до создания водохранилища площадь естественных нерестилищ была в 10 раз больше.

В связи с этим, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности для контроля популяции этих видов, а также для минимизации негативного воздействия объектов Малмыжского гидроузла на численность этих животных.

В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 №818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Вятка на рассматриваемом участке относится к водному объекту высшей категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в р. Вятка необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

Воздействие Малмыжской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

7.4.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Малмыжского 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 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 Вятка в нижнем бьефе Малмыжского гидроузла;
- формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

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

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

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

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключаящие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;

- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты.

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

В период подготовки к строительству, процессу строительства, монтажа оборудования ГЭС, эксплуатации ГЭС должны соблюдаться правила и производиться контроль за атмосферным воздухом. Налагаются ограничения по выбросам вредных веществ в атмосферу в соответствии с Федеральным законом «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999 г. (изменён 13.07.2015 г.).

Для снижения загрязнения атмосферного воздуха в период строительства предусматриваются следующие организационно-технические и технологические мероприятия:

- укрытие сыпучих грузов во избежание сдувания и потерь при транспортировке;

- использование только исправного автотранспорта и строительной техники с допустимыми показателями содержания загрязняющих веществ в отработанных газах;

- использование современного оборудования с улучшенными показателями эмиссии загрязняющих веществ в атмосферу;

- обеспечение надлежащего технического обслуживания и использования строительной техники и автотранспорта;

- запрет на сверхнормативную работу двигателей автомобилей и строительной техники в режиме холостого хода в пределах стоянки на строительных объектах;

- использование технологических фильтров, пылеулавливающих устройств и гидрообеспыливания на оборудовании обогатительного и бетонного хозяйства.

7.4.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

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

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

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

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

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления. Основные мероприятия, проводимые для подготовки ложа водохранилища в следствие контакта его с населёнными пунктами и деятельности человека:

- на территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения;

- оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте;

- металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки;

- выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

- нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки;

- очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию;

- навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля;

- почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

7.4.4 Отходы, образующиеся при строительстве

В период строительства будет выполняться большой объём строительно-монтажных работ, следовательно, будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (код отходов по ФККО – 2014 г. 82220101215 (ред. от 16.08.2016)):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}, \quad (7.1)$$

где N – объём бетонных работ, м³ (703872 м³);
 q – удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$);
 ρ – плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5$ т/м³).

$$M = \frac{703872 \cdot 1,8}{100} \cdot 2,5 = 31675 \text{ т.}$$

2. Лом и отходы, содержащие незагрязнённые чёрные металлы в виде изделий, кусков, несортированные (код отходов по ФККО – 2014 г. 46101001205 (ред. от 16.08.2016)):

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

где N – количество арматуры, т (100 т);
 q – удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$);
 ρ – удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0$ т/м³).

$$M = \frac{100 \cdot 1,0}{100} \cdot 2,0 = 2 \text{ т.}$$

Таким образом, в результате строительства будет образовано 31675 тонн лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме) и 2 тонны отходов чёрных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы чёрного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома чёрных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как чёрный металл является вторичным ресурсом.

7.4.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

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

- сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- на среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

- регулирование водным режимом водотока;

- очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
- обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
- при проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что ГЭС находится вблизи населённого пункта Полигус, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Вятка от сбросов Малмыжской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения поселений Вятка, Байкит, в пределах промплощадок объектов Малмыжской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02:

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;
- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора.

В процессе эксплуатации оборудования ГЭС для обеспечения его нормальной работы требуется применение турбинного, трансформаторного, гидравлического, индустриального и компрессорного масел, что может привести к поступлению химических веществ в воду рек ниже плотины. Кроме этого, для обеспечения собственных нужд ГЭС требуется потребление определённого объёма воды.

При проектировании электрических станций и сетей должна быть предусмотрена утилизация замасленных сточных вод, отработанных масел, реагентов и материалов.

К категории производственных стоков, не требующих очистки, отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования (трансформаторы, подшипники), и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

Для уменьшения эксплуатационных и аварийных выбросов необходимо:

- трансформаторы станции оборудовать сливными металлическими резервуарами, которые в аварийной ситуации обеспечат полный сбор масла;
- турбины оснастить современными уплотнениями рабочего колеса, предотвращающие протечки масла в нижний бьеф;
- сточные производственные воды сбрасывать в водоём незагрязнёнными;

- хозяйственно-бытовые сточные воды перед выпуском в водоём очищать и хлорировать;
- твёрдые осадки из отстойников вывозить на свалки или утилизацию.

8 Технико-экономические показатели

8.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования, эти этапы укрупнённо показаны в календарном графике. Составленный график позволяет определить суммы объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации (таблица 8.1).

Таблица 8.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2024	2025	2026	2027	2028
Установленная мощность	МВт	984	984	984	984	984
Число часов использования установленной мощности	Часы	1722	1722	1722	1722	1722
Выработка электроэнергии	МВт · ч	1694448	1694448	1694448	1694448	1694448
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт · ч	49,20	49,20	49,20	49,20	49,20
Объём реализации электроэнергии	МВт · ч	934,80	934,80	934,80	934,80	934,80
Тариф на электроэнергию	руб./ МВт · ч	1469,0	1482,0	1495,0	1509,0	1522,0
Выручка от реализации электроэнергии	млн. руб.	137,32	138,53	139,75	141,06	142,27
НДС к выручке	млн. руб.	22,89	23,09	23,29	23,51	23,71

На основании данных таблицы 8.1 можно сделать вывод о том, что объём выручки увеличивается. Данное явление обусловлено двумя факторами: ввод в эксплуатацию новых производственных мощностей и рост тарифов на электроэнергию.

8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг. с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗО ПАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и объектов незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	251,116
Прочие	274,0	269,616
Итого по ГЭС	–	520,732

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Установленная мощность (МВт)	Этапы жизненного цикла проекта (лет)			
	от 1 до 5	от 6 до 15	от 16 до 25	свыше 25
От 400 до 999	0,040%	0,060%	0,080%	0,100%

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям ПАО «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	1,624
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./ МВт · ч	9,326
ЦФР (центр финансовых расчётов)	0,000318 тыс.руб./ МВт · ч	2,704
Итого	–	13,655

Налог на воду в расчёте на 1 тыс. кВт · ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ (ЕСУ ПАО «РусГидро») для реки Вятка 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				
	2024	2025	2026	2027	2028
Амортизационные отчисления, млн.руб.	1302,48	1494,08	1661,64	1848,96	2031,52
Расходы на страхование, млн.руб.	166,96	204,36	233,84	262,00	291,76
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	268,56	268,56	268,56	268,56	268,56
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	10,44	12,76	21,92	24,56	27,36
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	144,68	144,68	144,68	144,68	144,68

Продолжение таблицы 8.5

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Налог на воду, млн.руб.	37,24	40,64	40,64	40,64	40,64
Итого, млн.руб.	1930,36	2165,08	2371,32	2589,36	2804,52

Исходя из данных таблицы видно, что затраты по гидроузлу ежегодно увеличиваются за счёт ежегодного увеличения расходов на страхование и амортизационных отчислений.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 8.1).

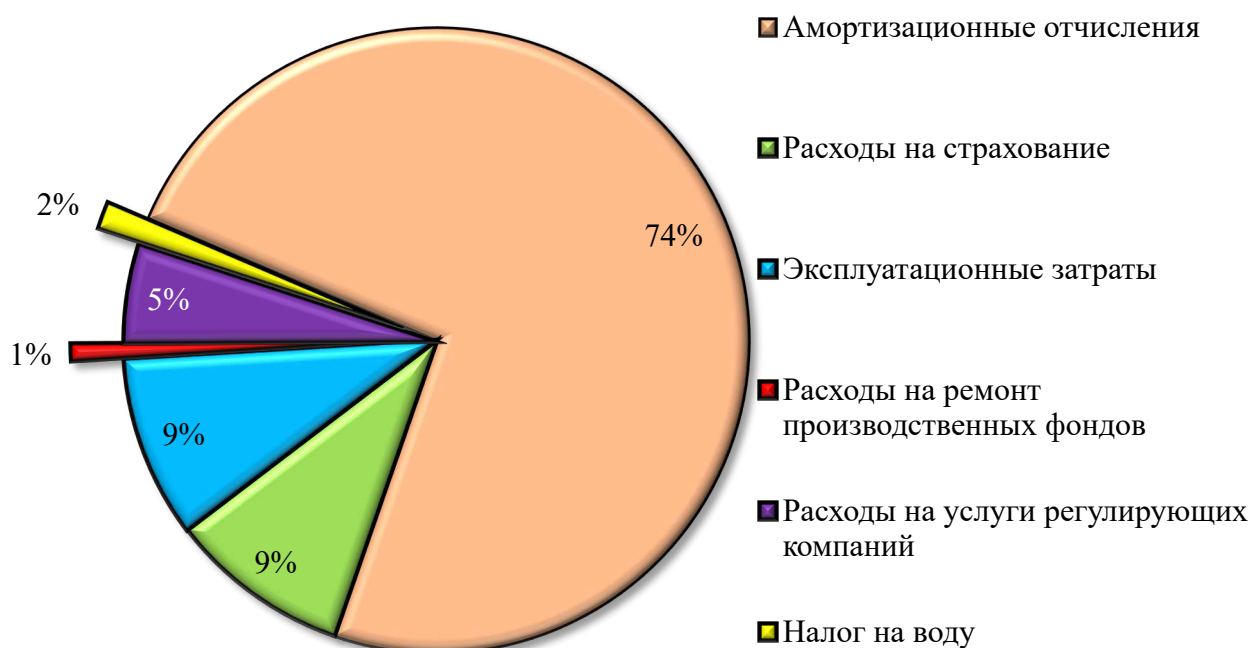


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Наибольшую долю от общих текущих затрат по гидроузлу составляют амортизационные отчисления, так как производство электроэнергии на ГЭС капиталоемкое. Это объясняется тем, что данная категория необходима для обеспечения обновления и повышения технического уровня основных фондов, особенно оборудования. В амортизационном фонде должны быть накоплены необходимые средства для своевременной замены устаревшего оборудования и других фондов без ущерба для предприятия.

8.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%;
- Налог на воду на 1 тыс. кВт · ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за исследуемый период приведены в таблице 8.6. Структура налогов представлена на рисунке 8.2.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Налог на прибыль, млн.руб.	1730,12	1777,59	1826,66	1874,13	1920,22
НДС, млн.руб.	1407,57	1874,55	1922,64	1969,39	2014,77
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	14,74	14,74	14,74	14,74	14,74
Налог на имущество, млн.руб.	210,80	212,21	207,34	203,76	200,18
Итого, млн.руб.	3363,24	3879,09	3971,39	4062,02	4149,91

Наибольшую долю от общих налоговых расходов имеют налог на прибыль и НДС. Объёмы данных налогов обусловлены числом часов использования установленной мощности, а также обеспечением выработки электроэнергии Малмыжской ГЭС, которая имеет определённую стоимость.

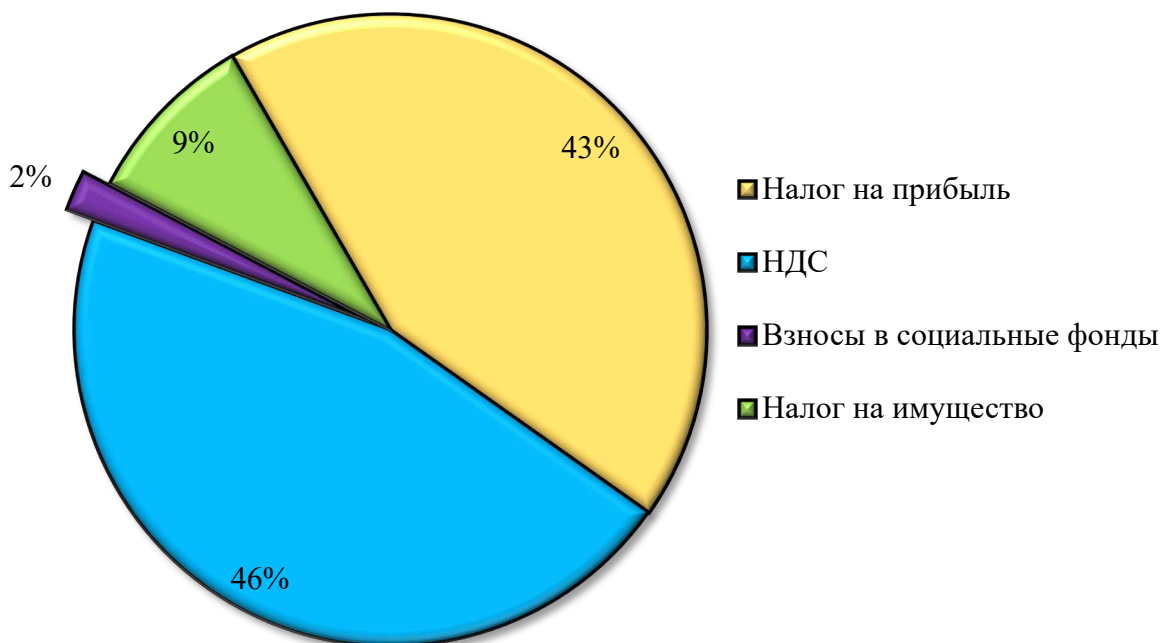


Рисунок 8.2 – Структура налогов, %

8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Выручка (нетто), млн.руб.	8330,8	8561,88	8786,16	8996,16	9207,96
Текущие расходы, млн.руб.	1930,36	2165,08	2371,32	2589,36	2804,52
ЕВИТДА (валовая прибыль), млн.руб.	8290,16	8521,24	8745,52	8955,52	9167,32
ЕВИТ (прибыль от налогообложения), млн.руб.	6269,76	6223,6	6212,68	6224,6	6196,32
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	836,48	1244,6	1244,04	1244,96	1238,8
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	5330,76	4978,88	4970,12	4979,68	4957,04
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

На рисунке 8.3 показана сумма чистой прибыли по годам прогнозирования. НОРАТ, млн.руб.

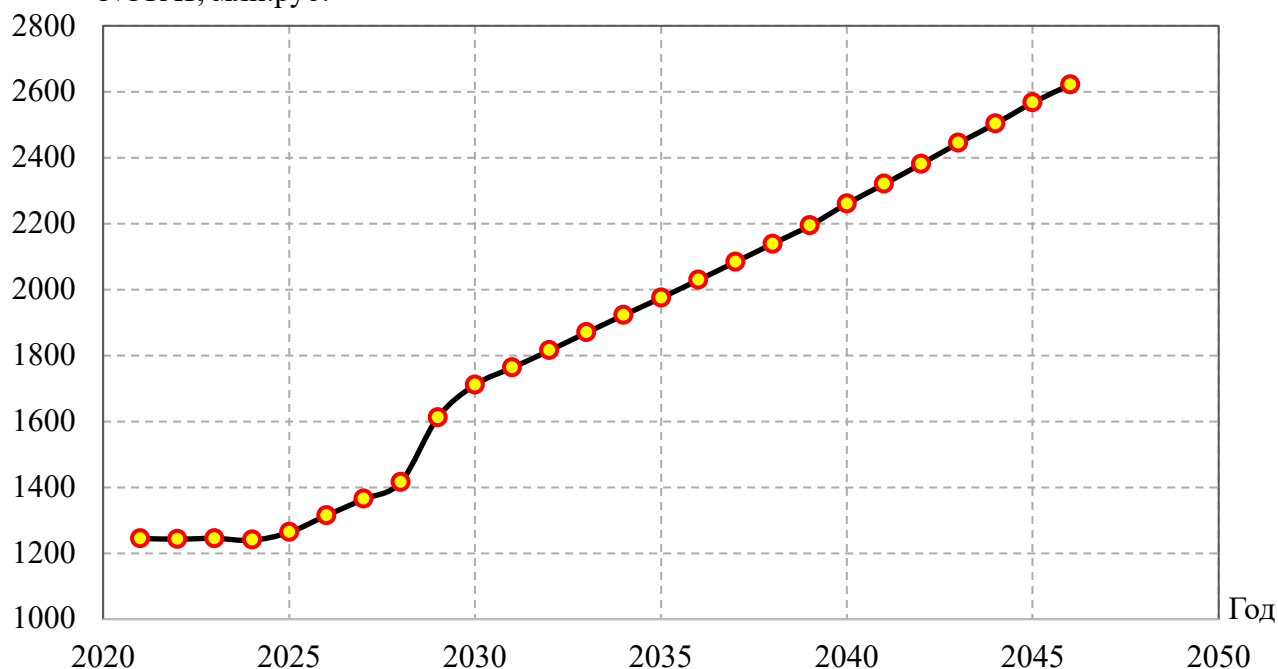


Рисунок 8.3 – Чистая прибыль, млн.руб.

В связи с ростом цен на электроэнергию и мощность в соответствии с едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» в прогнозируемом периоде наблюдается рост суммы чистой прибыли. Провалы графика (рисунок 8.3)

обусловлены затратами на приобретение и монтаж оборудования, а также возведение плотины.

8.3 Анализ денежных потоков с указанием укрупнённых этапов реализации проекта

На рисунке В.1 представлен график с указанием этапов реализации проекта. Рисунок В.1 представлен в приложении В.

По рисунку В.1 видно, что проект полностью окупается ещё до конца строительных работ, это связано с запуском последнего гидроагрегата, пуск которого запланирован на конец 2028 года. В связи с этим гидроэлектростанция выйдет на проектную мощность, что обеспечит большие продажи электроэнергии, а соответственно увеличится и прибыль.

8.4 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учётом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»).

8.4.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

- чистый, дисконтированный доход;
- индекс прибыльности;
- срок окупаемости и т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утверждённых приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000 г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999 г. №2 4-16-1/20-113;

б) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утверждёнными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008 г. № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.1999 г. №24-16-1/20-113;

в) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.».

Расчёты проведены с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для оценки эффективности инвестиционного проекта приняты следующие предпосылки:

1. Период прогнозирования для Малмыжской ГЭС составляет 30 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
2. Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2021 года.
3. Предполагается, что в течение прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

8.4.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Малмыжская ГЭС на реке Вятка»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,60
Период окупаемости – РВ, мес.	97
Чистый приведённый доход – NPV, млн.руб.	4704,59
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,86
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	19,22
Себестоимость электрической энергии, руб./ кВт · ч	0,27
Удельные капиталовложения, руб./ кВт	179530

Показатель чистого приведённого дохода инвестиционного проекта $NPV > 0$, следовательно, проект пригоден для инвестирования. Индекс прибыльности ($PI = 1,86$ руб.) больше единицы, а значит инвестиции в проект эффективны и инвестированные средства приносят доход. Период окупаемости проекта составляет 97 месяцев, следовательно, проект окупится ещё до окончания, так как длительность проекта составляет 360 месяцев (30 лет).

8.4.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
В федеральный бюджет, млн.руб.	4148,251	4186,385	4224,544	4262,729	4300,940

Продолжение таблицы 8.9

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
В региональный бюджет, млн.руб.	189,422	185,838	182,254	178,670	175,086
Итого налоговых поступлений, млн.руб.	4337,674	4372,224	4406,799	4441,399	4476,026

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 8.9).

9 Инструкция по эксплуатации ГЭС Малмыжской ГЭС

9.1 Общие положения

9.1.1 Настоящая инструкция составлена на основании (с изменениями и дополнениями в действующих редакциях):

- Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (утв. приказом Минэнерго РФ от 19 июня 2003 г. № 229);
- Приказа министерства энергетики РФ от 25 октября 2017 года N 1013 Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок "Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики";
- СТО РусГидро 05.02.126-2020. Правила организации безопасного обслуживания, гидротехнических сооружений, гидросилового и гидромеханического оборудования гидроэлектростанций. (Утверждены приказом ПАО «РусГидро» от 03.07.2020 № 519);
- Стандарта СТО РусГидро 02.01.80-2012 «Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. Правила эксплуатации. Нормы и требования»;
- Стандарта СТО 17330282.27.140.016-2008 «Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования»;
- Стандарта СТО РусГидро 02.01.109-2013 «Подводно-техническое обследование состояния гидротехнических сооружений и примыкающих к ним участков неукрепленного русла»;
- "Инструкции по эксплуатации водосбросных сооружений " №1047-1-158т (ОАО "Ленгидропроект", 2004);
- Правил эксплуатации гидротехнических сооружений Малмыжской ГЭС, а также других действующих нормативных, директивных и методических материалов, определяющих задачи и организацию эксплуатации ГЭС гидроэлектростанций, надзора за их безопасностью и надёжностью с учётом технических характеристик и конструктивных особенностей арочно-гравитационной плотины, эксплуатационного водосброса с водобойным колодцем, здания ГЭС Малмыжской ГЭС;
- Правил эксплуатации гидротехнических сооружений Малмыжской ГЭС, согласованных с Вятским управлением;
- Инструкция по контролю состояния гидротехнического сооружения Малмыжской ГЭС;
- Программа наблюдения за состоянием гидротехнического сооружения Малмыжской ГЭС;
- Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (утв. Приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 19.02.2016 г. №74н);
- Правил охраны труда при работе на высоте, утвержденные приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 28.03.2014 №155н (ред. от 20.12.2018);

- Правил пожарной безопасности для энергетических предприятий. РД153.–34.0–03.301–00 (ВППБ 01–02–95*);

- Инструкции о мерах пожарной безопасности в дневное и ночное время на объектах Филиала ПАО «РусГидро»-«Малмыжская ГЭС».

9.1.2 Применение настоящей инструкции рассчитано на подготовленный эксплуатационный персонал, подробно изучивший конструктивные решения и принципы работы ГТС Малмыжской ГЭС.

9.1.3 Инструкцию должны знать и руководствоваться, использовать требования настоящей инструкции при выполнении должностных обязанностей:

- Начальник смены станции;
- Начальник смены машзала;
- Машинист гидроагрегатов;
- Дежурный инженер главного щита управления;
- Инженерно-технический персонал Службы мониторинга ГТС.

9.2 Критерии и пределы безопасного состояния и режимов работы

На Малмыжской ГЭС с целью обеспечения эксплуатационной надежности и безопасности ГТС должны приниматься следующие общие меры:

- Осуществляться непрерывный контроль состояния ГТС в соответствии с требованиями документов, указанных в п. 1.1 настоящей инструкции.

- Все ГТС должны регулярно подвергаться техническим осмотрам для оценки состояния сооружений, уточнения сроков и объемов работ по ремонту, разработки предложений по улучшению их технической эксплуатации, а также качества всех видов ремонтов. Плановые осмотры проводятся два раза в год – весной и осенью.

- Регулярно (не реже, чем один раз в пять лет) проводить комиссионные (преддекларационные) обследования ГТС Малмыжской ГЭС с оформлением результатов соответствующими актами.

- Рекомендации по обеспечению безопасности ГТС, предписанные в актах обследований, декларациях безопасности, предписаниях Ростехнадзора, выполнять в установленные сроки.

- Своевременно проводить пересмотр Декларации безопасности гидротехнических сооружений Малмыжской ГЭС и корректировку критериев безопасности.

- Своевременно и качественно проводить необходимые ремонтные мероприятия.

- Обеспечивать необходимый уровень квалификации эксплуатирующего персонала и подготовку в области безопасности эксплуатации ГТС в ходе регулярных занятий, тренировок и учений.

- Иметь на объекте подразделения охраны и технические системы обнаружения несанкционированного проникновения на территорию, а также системы физической защиты, периметральное ограждение станционного узла и плотины.

Критерии безопасности в составе действующей Декларации безопасности комплекса ГТС Малмыжской ГЭС разработан для следующих сооружений:

- бетонной водосливной плотины с глубинным водосбросом;
- земляная насыпная плотина;
- приплотинного здания ГЭС.

Для контроля состояния Малмыжского гидроэнергетического сооружения создаются количественные диагностические показатели состояния системы «плотина-основание» Малмыжской ГЭС и их критериальные значения. Также создаются качественные диагностические показатели состояния сооружений и их критериальные значения, где отдельно выделяют тип ГТС, объект контроля, диагностические показатели и их критерии, а также фактическое состояние объекта контроля.

9.3 Порядок ввода в работу, изменения режима работы

Порядок ввода в работу Малмыжского гидротехнического сооружения осуществляется в соответствии с: Актом приемки в эксплуатацию законченного строительством Малмыжского гидроэнергетического комплекса на реке Вятка; Актом рабочей комиссии по приемке во временную эксплуатацию механического, электротехнического оборудования; Актом приемки законченного строительством объекта приемочной комиссией.

Основные режимы работы ГТС:

Общий режим – режим нормальной эксплуатации ГТС на протяжении определенного периода (например, года или цикла наполнения – сработки водохранилища) – определяет общий порядок эксплуатации сооружений при их исправном состоянии.

Режим эксплуатации ГТС при пропуске половодий и паводков – частный режим, определяющий особенности эксплуатации сооружений при их исправном состоянии в период подготовки и пропуска половодий и паводков.

Зимний режим – частный режим, определяющий особенности эксплуатации сооружений при их исправном состоянии в период отрицательных температур наружного воздуха.

Режимы эксплуатации ГТС при возникновении аварийных ситуаций – возможные частные режимы, определяющие особенности эксплуатации ГТС при их частичном разрушении (или повреждении), когда невозможна дальнейшая их нормальная эксплуатация без проведения аварийно-ремонтных восстановительных работ. Эти возможные режимы зависят от характера аварии (повреждения), объекта и элемента конструкции ГТС и приводятся в настоящей инструкции в соответствии с действующей Декларацией безопасности комплекса гидротехнических сооружений Малмыжской ГЭС.

Режимы работы ГТС определяют порядок эксплуатации Малмыжского гидроэнергетического сооружения в соответствующие периоды года (зимний период, период половодья и паводков) и при определенном состоянии этих ГТС. При возникновении аварийной или чрезвычайной ситуации на ГТС порядок их организации локализации и ликвидации определяется Планом действий по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

9.4 Обслуживание в период нормальной эксплуатации

9.4.1 Общие положения по организации нормальной эксплуатации гидротехнических сооружений (общего режима)

Эксплуатация гидротехнических сооружений возложена на эксплуатационные службы Филиала ПАО «РусГидро» - «Малмыжская ГЭС»: Оперативную Службу, СМО Филиала, ПТС Филиала, СЭ Филиала и специализированные организации.

Деятельность эксплуатационных служб регламентируется местными производственными и должностными инструкциями. Основной целью эксплуатации гидротехнических сооружений Малмыжской ГЭС является постоянное обеспечение их работоспособного их состояния и надёжной работы, гарантирующих бесперебойную работу гидроэлектростанции, оптимальное использование водных ресурсов, безопасность обслуживающего персонала и населения на территории, расположенной ниже ГЭС по течению реки, сохранение окружающей природной среды. При этом решаются следующие задачи:

- осуществление инструментальных наблюдений за состоянием основания и плотины, эксплуатационного водосброса с водобойным колодцем и его ограждающими конструкциями (раздельный устой, водобойная и правобережная подпорные стенки), здания ГЭС с помощью фильтрационной, геодезической и дистанционной контрольно-измерительной аппаратуры;
- выполнение визуальных осмотров состояния бетонных поверхностей и конструкций ГТС в соответствии с Программой наблюдений за состоянием гидротехнических сооружений Малмыжской ГЭС (общие 2 раза в год и частные – в соответствии с графиками осмотров, внеочередные);
- контроль за отсутствием выхода технологической воды из проточной части агрегатных блоков;
- контроль за работой дренажных систем ГТС, системой осушения отсасывающих труб агрегатов;
- поддержание положительной температуры выше +4°C в галереях плотины, штольнях, помещениях Здания ГЭС и контроль теплового контура;

- поддержание в работоспособном состоянии лотков дренажной системы (своевременная очистка от мусора, ила, осадка);
- контроль уровня снеговой нагрузки на покрытие машинного зала Малмыжской ГЭС (по СП 20.13330.2011 «Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*» п. 10 для 2-ого снегового района - 85,71 кг/м²);
- контроль за исправностью и проходимостью системы ливневой канализации с покрытия Здания ГЭС, гребня плотины;
- обеспечение надзора за техническим состоянием строительных конструкций (проведение обследований);
- техническое обслуживание ГТС (уборка, осмотры);
- своевременный ремонт ГТС, цементационной завесы в основании и надзор за качественным его выполнением.

9.4.2 Порядок эксплуатации гидротехнических сооружений при пропуске половодий и паводков

Подготовка эксплуатационного водосброса к пропуску расходов включает:

- подготовку сооружений;
- подготовку механического оборудования.

Перед пропуском расходов через эксплуатационный водосброс заблаговременно должны быть выполнены:

- осмотр порогов водосливных отверстий затворных камер и при необходимости их очистка;
- осмотр всех водосливных лотков и пазов аэраторов на них (открытой части эксплуатационного водосброса) и при необходимости их очистка, заделка каверн и раковин;
- осмотр состояния металлической облицовки и дна в пределах закрытого безнапорного участка водосбросов и при необходимости соответствующие ремонтные работы;
- осмотр воздухоподводящих галерей на гребне плотины, аэрационных труб и каналов, и при необходимости их очистка;
- осмотр аэрационных устройств эксплуатационного водосброса должен производиться два раза в год (весной и осенью), результаты осмотров должны быть оформлены соответствующими актами.
- все ремонтные работы на водосбросном тракте должны быть закончены не позднее, чем за 15 дней до начала холостых сбросов.

Готовность каждой секции водосброса к пропуску расходов устанавливает паводковая комиссия.

Проверка технического состояния и подготовка к работе механического оборудования и подъемных сооружений выполняются ПТС Филиала по отдельным инструкциям и подрядной организацией на договорной основе.

Осмотр галерей раздельного устоя и водобойной стенки выполняется при осушенном их состоянии.

Перед началом холостых сбросов, также заблаговременно, должно быть произведено обследование состояния откачивающих устройств, состояния откачивающих устройств, включающее.

В период пропуска половодий и паводков эксплуатационными службами и членами паводковой комиссии должен осуществляться постоянный визуальный и инструментальный контроль за состоянием сооружений и механического оборудования водопропускного тракта.

Визуально контролируются персоналом СМО Филиала и ПТС Филиала, ОС Филиала:

- состояние галерей на водосбросной части плотины, в особенности тех, которые находятся рядом с водопропускным трактом;
- состояние закрытых участков водосбросов секций;
- состояние перекрытия (потолочной части) закрытого участка водосбросов;
- режим потока и его изменения в открытых лотках при пропуске воды;
- уровень воды в грузовой и лестничной шахтах;
- характер излива воды из выбросных труб артезианских насосов;
- состояние механического оборудования эксплуатационного водосброса.

9.4.3 Порядок эксплуатации гидротехнических сооружений в морозный период

9.4.3.1 Общие положения.

Ежегодно в Филиале издаётся приказ о подготовке к работе в осенне-зимний период текущего и следующего годов, утверждаемый директором Филиала.

Готовность сооружений к работе в зимних условиях проверяется комиссией по подготовке Филиала к работе в осенне-зимний период.

9.4.3.2 Подготовка плотины и эксплуатационного водосброса к зимнему режиму эксплуатации.

Одно из основных требований в зимний период – недопущение переохлаждения внутренних зон плотины, здания ГЭС. Выполнение этого требования достигается своевременной подготовкой и постоянным содержанием в исправном состоянии теплового контура плотины и здания ГЭС.

При подготовке к зиме необходимо:

- закрыть (утеплить) все выходы из галерей плотины на дневную поверхность;

- подготовить тепловой контур помещений гидроподъёмников, помещений подхватов колесных затворов и служебных помещений на гребне плотины;
- обеспечить достаточный обогрев помещений гидроподъемников, чтобы не было образования льда на оборудовании и стенах;
- утеплить вентиляционные проёмы на низовой грани плотины;
- закрыть (утеплить) входы в галереи отдельного устоя и водобойной стенки;
- проверить исправность отопительных тэнов возле выходов на дневную поверхность, обеспечить их регулировку (при необходимости – включение-выключение) в зависимости от внешних температурных условий.

Проверить состояние ливневого коллектора на гребне плотины, при необходимости, очистить и откачать воду из водоприёмных колодцев.

Обеспечить в турбинных водоводах температуру воздуха не ниже +2°C.

Обеспечить температуру в галереях плотины не ниже +4°C.

9.4.3.3 Эксплуатация плотины при отрицательной температуре.

При эксплуатации плотины в зимний период выполняются мероприятия, предусмотренные в разделе 9.5.3.1.

В зимний период в галереи плотины должен подаваться подогретый электрокалориферами до +10°C воздух по приточным системам. Для обеспечения подогрева воздуха в турбинных водоводах, выведенных из эксплуатации, необходима установка индивидуальных систем обогрева.

Контроль за температурным режимом в галереях плотины осуществляет СМО согласно «Графику натуральных наблюдений на ГТС Малмыжской ГЭС».

9.4.3.4 Подготовка здания ГЭС Малмыжской ГЭС к зимнему режиму эксплуатации.

При подготовке к зиме необходимо:

- закрыть (утеплить – при необходимости) все выходы из Здания Малмыжской ГЭС на дневную поверхность;
- обеспечить работу тепловых завес установленных в районе ворот монтажной площадки, торцевого блока, трансформаторной мастерской;
- проверить целостность стеклопакетов главного фасада Здания и монтажной площадки.

При эксплуатации Здания Малмыжской ГЭС при отрицательной температуре воздуха необходимо вести наблюдение за величиной снеговой нагрузки на кровлю машинного зала в соответствии с Программой наблюдений за состоянием ГТС Малмыжской ГЭС и Инструкцией по контролю состояния гидротехнических сооружений. Снеговая нагрузка не должна превышать величину нормативной снеговой нагрузки по СП 20.13330.2011 «Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*» не более 85,71 кг/м².

При необходимости следует очищать ендовы от снегового наста и льда, которые могут препятствовать свободному стоку талых вод в систему ливневой канализации.

До и после зимнего периода необходимо проводить осмотр примыканий кровли к строительным конструкциям. При обнаружении дефектов или разрушений примыканий произвести ремонтные работы по их восстановлению.

9.4.4 Техническое обслуживание гидротехнических сооружений

Обслуживание гидротехнических сооружений осуществляется с целью поддержания их в состоянии эксплуатационной готовности, обеспечивающем устойчивость, механическую и фильтрационную прочность, сохранность и долговечность конструктивных элементов сооружений, а также внешний вид, удовлетворяющий требованиям архитектурного оформления. Техническое обслуживание выполняется на основании и в соответствии с нормативно технической документацией.

Задачами технического обслуживания являются:

- постоянный эксплуатационный уход за гидротехническими сооружениями (осмотры, устранение мелких дефектов и неисправностей, очистка водоотводящих устройств, уборка мусора, расчистка снега в зимнее время и т.д.);
- выявление дефектов, устранение которых требует проведения мелких ремонтных работ;
- ведение технической документации по оценке состояния сооружений.

Техническое обслуживание гидротехнических сооружений осуществляется персоналом СЭ Филиала и подрядной организацией на договорной основе, техническое обслуживание КИА выполняет персонал СМО Филиала.

9.5 Обслуживание в аварийных режимах

9.5.1 Общие положения

Эксплуатационный персонал Филиала должен прилагать все усилия для предупреждения возникновения аварийных ситуаций, для чего необходима организация усиленного контроля за состоянием наиболее вероятных источников аварий.

При угрозе аварии гидротехнических сооружений действия персонала Филиала должны быть направлены на устранение угрозы и предотвращение аварии, а в случае невозможности предотвращения аварии – на уменьшение ущерба от аварии.

Повреждения гидротехнических сооружений, носящие аварийный характер, создающие опасность для работающего персонала и оборудования, а

также в случае их быстрого прогрессирующего развития, должны устраняться немедленно.

Противоаварийные устройства (аварийно-ремонтные затворы), водоотливные и спасательные средства должны содержаться в исправном состоянии и периодически осматриваться. Периодичность их осмотра устанавливается отдельными инструкциями.

Должны быть разработаны сценарии возможных аварий и повреждений ГТС (место и вид аварии, сценарий).

9.5.2 Порядок информирования населения и органов местного самоуправления, на территории которого расположены ГТС, о возможных и возникающих на сооружениях чрезвычайных ситуациях

О возможных и возникших чрезвычайных ситуациях на Малмыжской ГЭС оповещаются:

- Вятское бассейновое водное управление Федерального агентства водных ресурсов;
- органы исполнительной власти и МЧС Кировской области, республики Татарстан и Удмуртии;
- оповещение населения осуществляется комплексом сопряжения ЛСО Малмыжской ГЭС с территориальной системой централизованного оповещения и системами сиренного и речевого оповещения в 6-км зоне нижнего бьефа.

Порядок оповещения определяется «Планом действий по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» Филиала ПАО «РусГидро» - «Малмыжская ГЭС».

Передача информации об угрозе возможного катастрофического затопления в вышестоящие органы ГО и ЧС осуществляется по каналам телефонной связи Министерства связи РФ персоналом Оперативной службы Филиала.

9.5.3 Действия эксплуатационного персонала при локализации и ликвидации опасных повреждений и аварийных ситуаций

Эксплуатационный персонал Филиала должен знать предусмотренные проектом меры безопасной эксплуатации различных по назначению проходов (отверстий) в плотине, связанных прямо или косвенно с верхним и нижним бьефами гидроузла.

Количество и место хранения материалов, оборудования, инструментов и пр., необходимых при локализации и ликвидации опасных повреждений и аварийных ситуаций определены "Перечнем неснижаемого запаса материалов, оборудования и запасных частей".

Действия персонала эксплуатационных служб представлены в Плане действий по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций

природного и техногенного характера Малмыжской гидроэлектростанции Филиала ПАО «РусГидро» - «Малмыжская ГЭС».

9.6 Порядок подготовки к выполнению осмотра, ремонта и испытаний

9.6.1 Осмотры гидротехнических сооружений

На всех гидротехнических сооружениях гидроузла выполняются осмотры с периодичностью:

- общие осмотры – 2 раза в год;
- частные осмотры – в соответствии с графиками осмотров эксплуатационных служб (не реже 2 раз в год), внеочередные.

Визуальные наблюдения заключаются в систематических осмотрах сооружений и конструктивных элементов для оценки их состояния, выявления дефектов и неблагоприятных процессов, снижающих эксплуатационную надежность сооружения, а также для определения видов и объемов ремонтных работ.

Объектами визуальных наблюдений на Малмыжской ГЭС являются:

- напорная грань плотины выше УМО;
- бетонные поверхности низовой грани плотины;
- лотки и бычки эксплуатационного водосброса,
- водобойная стенка;
- отдельный устой, правобережная подпорная стенка
- бетонные поверхности галерей, устроенных в теле плотины, Здании ГЭС, водобойной стенке, отдельном устое;
- анкерные опоры здания ГЭС;
- внутренние поверхности отсасывающих труб;
- тупиковые подземные выработки (цементационно-дренажные штольни);
- береговые примыкания плотины;
- железобетонная облицовка откосов отводящего русла НБ;
- левобережная камнезащитная стенка.

При выполнении визуальных наблюдений (осмотров) на бетонных сооружениях Малмыжской ГЭС производится:

- контроль состояния трещин и швов;
- выявление, фиксация и оценка очагов фильтрации через бетонную кладку и основание русловой части плотины и береговых примыканий;
- контроль состояния бетонных поверхностей с фиксацией зон ослабленного бетона, мест выщелачивания, явлений деформационного характера, обнажения арматуры, зарастания растительностью;

- контроль мутности воды, профильтровавшейся через бетонную кладку (швы, трещины, собственно бетон) и основание.

9.6.2 Ремонты плотины, здания ГЭС, эксплуатационного водосброса, водобойной стенки

9.6.2.1 Организация ремонтных работ.

На гидротехнических сооружениях должны регулярно проводиться текущий и капитальный ремонты, организуемые в соответствии с требованиями "Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации", утвержденных приказом Минэнерго от 19 июня 2003 г. № 229, "Правил организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей" СО 34.04.181-2003.

Проведение ремонтных работ на сооружениях осуществляется в соответствии с перспективными (многолетними), ежегодными и месячными планами работ.

Планы ремонтных работ составляются на основании:

- результатов централизованных обследований сооружений комиссиями, технических освидетельствований, обследований ГТС специализированными организациями;
- результатов систематических осмотров сооружений, в том числе после прохождения половодий и паводков;
- результатов систематического контроля за состоянием сооружений с использованием КИА и визуальных наблюдений;
- результатов внеочередных осмотров после стихийных бедствий или аварий (отказов).

Контроль качества применяемых материалов и выполняемых ремонтных работ в соответствии с действующими стандартами, нормами и правилами осуществляет персонал СЭ Филиала.

Основанием для проведения ремонтных работ в бетоне плотины, здании ГЭС может быть наличие высокодебитных фильтрующих трещин, высокие расходы через конструктивные и строительные швы.

Ремонт лотков и бычков эксплуатационного водосброса, плит водобойного колодца и ограждающих его конструкций проводится в зависимости от фактического их состояния, наличия крупных дефектов, препятствующих безопасному пропуску сбросных расходов через водосброс.

Обо всех неблагоприятных явлениях в конструкциях ГТС необходимо информировать проектную организацию (АО «Ленгидропроект»), для разработки и принятия технических решений по ремонтам ГТС и их конструктивных элементов, а также сообщать о сложившейся ситуации в Аналитический центр ПАО «РусГидро». В экстренных случаях работы должны проводиться незамедлительно.

Ремонтные работы организуются техническими службами Филиала по разработанной проектной рабочей документации на выполнение работ с привлечением подрядных организаций по Договору.

9.6.2.2 Текущий ремонт.

К текущему ремонту гидротехнических сооружений относятся работы по систематическому и своевременному предупреждению преждевременного износа или отдельных повреждений их частей путём профилактических мероприятий по устранению возникших мелких дефектов и неисправностей.

График (объём, сроки) текущего ремонта составляется по результатам очередных общих технических осмотров сооружений (весной и осенью), по результатам систематических наблюдений и частных осмотров.

Текущий ремонт сооружений выполняется с использованием ранее разработанной проектной и исполнительной документации (исполнительных чертежей, исполнительных схем), рекомендаций по ремонту и восстановлению отдельных элементов гидротехнических сооружений ("Производство восстановительных ремонтов конструкций гидротехнических сооружений. Альбом № 1. Бетонные сооружения", ОАО "Ленгидропроект", АОЗТ "Гидротех", С-Пб, 1995 г.), а также специальных проектов.

Текущий ремонт производится регулярно в течение всего года силами персонала подрядных организаций на договорной основе.

9.6.2.3 Капитальный ремонт.

К капитальному ремонту относятся работы, в процессе которых производится восстановление (замена) поврежденных или изношенных элементов конструкции, снижающих надёжность и безопасность эксплуатации ГТС или ограничивающих их эксплуатационные возможности.

Периодичность капитального ремонта гидротехнических сооружений устанавливается в зависимости от их реального технического состояния.

Капитальный ремонт может быть комплексным, охватывающим сооружение в целом, и выборочным. Как правило, капитальный ремонт должен проводиться выборочно.

Выполнению капитального ремонта гидротехнических сооружений должно предшествовать составление проектно-сметной документации, обосновывающей принятые технические решения, способ организации ремонтных работ, объём затрат и намеченные сроки ремонта, а также предусматривающей безопасное ведение работ и вопросы охраны труда. Проекты капитальных ремонтов должны составляться независимо от способа ремонта (хозяйственный, подрядный).

К составлению проекта капитального ремонта наиболее ответственных элементов гидротехнических сооружений, а также работ по укреплению их основания и береговых примыканий должны привлекаться специализированные проектные и научно-исследовательские организации.

Приёмку сооружений после капитального ремонта производит комиссия, назначенная приказом по Филиалу. При приёмке ремонтных работ должно быть проверено соответствие их проектно-сметной документации. Запрещается приёмка в эксплуатацию сооружений с недоделками, препятствующими их

нормальной эксплуатации и ухудшающими экологическое состояние окружающей среды, санитарные условия и безопасность труда персонала.

Все работы, выполненные при капитальном ремонте, принимаются по акту приемки. К акту приёмки должна быть приложена исполнительная техническая документация по ремонту в соответствии с Приказом министерства энергетики РФ от 25 октября 2017 года N 1013 Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок "Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики".

9.7 Требования по охране труда, взрыво- и пожаробезопасности

9.7.1 Общие требования

При эксплуатации ГТС Малмыжской ГЭС персонал обязан выполнять правила охраны труда и правила пожарной безопасности согласно требованиям инструкций по охране труда соответствующих профессий эксплуатационных служб при производстве наблюдений, осмотров и технического обслуживания, а также нормативных документов, указанных в п. 1.1 настоящей инструкции.

Каждый работник обязан выполнять требования местных инструкций по охране труда и пожарной безопасности при выполнении определенных видов работ, наблюдений и др. С целью обеспечения пожарной безопасности каждый работник должен руководствоваться «Инструкцией о мерах пожарной безопасности в дневное и ночное время на объектах филиала ПАО «РусГидро»-«Малмыжская ГЭС».

9.7.2 Дополнительные требования по охране труда при эксплуатации плотины, водобойной стенки, здания ГЭС

При пропуске половодий и паводков запрещается:

- выход на площадку обслуживания утеплительных щитов водосбросных отверстий;
- нахождение плавсредств вблизи водосбросных сооружений в акваториях верхнего и нижнего бьефов;
- открытие металлических крышек над шахтами утеплительных щитов воздухоподводящих галерей и над лазами в воздухоподводящие галереи на гребне плотины в секциях с открытыми водосбросными отверстиями;
- открытие герметических дверей в галерее на проходах в аэрационные трубы в секциях с открытыми водосбросными отверстиями.

При пропуске половодий и паводков герметическая дверь в проходе на эстакаду водосбросной части плотины в отдельном бычке должна быть

постоянно закрыта, а со стороны правого берега должно быть выставлено временное ограждение со знаками "Проход и проезд запрещены".

Осмотр облицовок и затворов водосбросных отверстий и переходных камер турбинных водоводов, спуск и проход на пороги, осмотр водобойного колодца со спуском в него допускаются только по наряду–допуску.

Проходы к смотровым шахтам, проёмы грузовых шахт, устья водосбросных труб, прямки и дренажные канавы должны быть перекрыты съёмными ограждениями и решётками согласно проекту.

Вход в помещения аэрационных труб турбинных водоводов на гребне плотины допускается только в секциях неработающих гидроагрегатов.

9.7.3 Действия персонала при возникновении пожара

При возникновении пожара на каком-либо объекте Филиала первый, заметивший загорание, должен немедленно сообщить начальнику смены станции, при наличии связи сообщить в пожарную охрану.

Первый, заметивший загорание, должен включить кнопку «Пожар», для этого необходимо:

- сорвать пломбу;
- открыть защитную крышку кнопки;
- нажать в центр пластины кнопки.

При этом включается система оповещения (звучат сирены во всем здании), на пульт пожарной сигнализации ЦПУ проходит сигнал «Пожар» с наименованием помещения, в котором установлена кнопка.

Начальник смены станции должен сообщить о пожаре в пожарную охрану, руководству Филиала, а также диспетчеру энергосистемы.

При возникновении пожара в здании ГЭС и монтажной площадке, в галереях плотины Малмыжской ГЭС, оперативный персонал машзала должен сообщить об этом в пожарную охрану и НСС и приступить к тушению пожара, руководствуясь указаниями НСС и оперативным планом пожаротушения.

До прибытия подразделений ПЧ руководителем тушения пожара (РТП) является начальник смены станции, который обязан организовать:

- удаление с места пожара всех посторонних лиц;
- установление места возникновения пожара возможные пути его распространения и образования новых очагов горения (тления);
- проверку включения системы автоматического пожаротушения, а в случае отказа ее ручное включение;
- выполнение подготовительных работ с целью обеспечения эффективного тушения пожара;
- тушение пожара персоналом и средствами пожаротушения;
- встречу подразделений ПЧ лицом, хорошо знающим безопасные маршруты движения, расположение водоисточников, места заземления пожарной техники.

Отключение оборудования в зоне пожара, производится оперативным персоналом по распоряжению начальника смены станции.

После прибытия на место пожара первого подразделения ПЧ руководителем тушения пожара является начальник этого подразделения. Начальник смены станции (руководитель) при передаче ему руководства тушением пожара должен информировать о принятых мерах и организовать дальнейшие действия персонала согласно указаниям РТП.

Решение о подаче огнетушащих средств принимается руководителем тушения пожара после проведения инструктажа и выполнения необходимых мер безопасности.

Руководитель тушения пожара (РТП) имеет право приступить к тушению энергооборудования под напряжением только после получения письменного допуска на тушение от начальника смены энергообъекта (начальника смены станции, начальника смены машзала), инструктажа личного состава пожарных подразделений представителем энергетического предприятия.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были рассчитаны и определены основные параметры и элементы Малмыжского гидроузла на реке Вятка, являющимся сооружением II класса.

В ходе водно-энергетических расчетов была определена установленная мощность, равная 984 МВт и среднемноголетняя выработка 1,86 млрд. кВт·ч.

Следующим этапом работы был выбор основного и вспомогательного оборудования, в ходе которого было определено число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы ГЭС (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 29,5 м;
- расчетный – 19,0 м;
- минимальный – 15,2 м;

При выборе турбин рассматривалось два варианта: ПЛ30а-В и ПЛ30б-В. В результате расчетов был выбран оптимальный вариант с четырьмя гидротурбинами ПЛ30б-В-850. По справочным данным для данной турбины с синхронной частотой вращения 68,2 об/мин подобран серийный гидрогенератор СВ-850/190-88 с номинальной активной мощностью 69,9 МВт.

Далее был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется водобойная стенка. Бетонная плотина разделяется по длине постоянными температурными швами на отдельные секции, для обеспечения монолитности бетона секций плотины при температурной деформации в различных частях тела плотины и при неравномерных осадках основания.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия по охране окружающей среды, охране труда и пожарной безопасности.

По технико-экономическим расчетам были получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 97 месяцев;
- себестоимость электроэнергии – 0,27 руб./кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 179530 руб./кВт.

Таким образом строительство Малмыжского гидроузла в настоящее время является актуальным и выгодным с точки зрения технико-экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мосин К.Ю. Гидрология: методические указания к практическим занятиям / К.Ю. Мосин. – 2-е изд., испр. и доп. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012. – 48 с.
2. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затева, Б.И. Силаев; СШФ КГТУ – Саяногорск, 2005. 114 с.
3. Использование водной энергии: Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Е.Ю. Затева. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012.- 12 с.
4. Использование водной энергии. Часть 1. Водно-энергетические расчеты режимов ГЭС / сост. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. -106 стр.
5. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2 т. / Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т. 1. Основное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат. 1988. – 400 с.
6. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2 т. / Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат. 1990. – 336 с.
7. Гидроэлектростанции России: Справочное пособие / Под ред. В.Д. Новоженина, Е.В. Невского. Типография «Институт Гидропроект», 1998. – 467 с.
8. Возобновляемая энергия. Гидроэлектростанции России. Справочник. М.И. Дворецкая, А.П. Жданова, О.Г. Гушников, И.В. Слива / под общей ред.к.т.н., В.В. Берлина. – СПб.: Изд-во Политехн. Ун-та, 2018. – 224 с.
9. Электрическая часть станций и подстанций: Учеб. для вузов / А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Наяшкова и др.; под ред. А.А. Васильева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
10. Кох П.И., Нещеретный П.М., Чекулаев В.А. Козловые краны для гидроэлектростанций. М., «Машиностроение», 1972. – 168 с.
11. Гидроэлектростанции: Учебное пособие/В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. – 541 с.
12. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 290 с.
13. СТО РусГидро 04.02.75-2011 Гидроэлектростанции. Энергоэффективность и энергосбережение. Основные требования. – Введ. 19.09.2011 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 63 с.

14. СТО 17230282.27.140.022-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования. – Введ. 10.01.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 43 с.
15. СТО 17330282.140.016-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. – Введ. 30.07.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 50 с.
16. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учеб. пособие / Д.А. Куценов, И.Ю. Погоняйченко. – 2-е изд. – Саяногорск: Сиб. федер. ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2009. – 232 с.
17. СТО 56947007-29.240.014-2008 «Укрупнённые показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35-750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750кВ» – Введ. 18.04.2008 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2008 – 12 с.
18. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - Изд. 4-е, перераб. и доп. - Москва: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
19. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Типовые решения» - Введ. 20.12.2007 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007 – 131 с.
20. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ОАО «Разряд». – Режим доступа: <http://www.zavod-razryad.ru/>
21. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
22. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» [Электронный ресурс] // ОАО «Свердловский завод» – Режим доступа: <http://www.cztt.ru/main.html>
23. Каталог «Разъединители» [Электронный ресурс] // ЗАО «ЗЭТО» – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>
24. ГОСТ Р 57114-2016 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно – технологичное управление» - Введ. 01.03.2017 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2017 – 19 с.
25. 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.
26. ГОСТ Р 56303-2014 «Оперативно-диспетчерское управление нормальные семы электрических соединений объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.
27. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 «Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций» - Введ. 28.09.2017 – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.
28. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита электрических систем: Учеб. пособие для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.: ил.

29. Матвиенко И.А. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем: методические указания по выполнению лабораторных работ № 1-5 / сост. И.А. Матвиенко. – Саяногорск; Черемушки: Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2020. – 64 с.: ил.
30. Правила устройства электроустановок. Издание 7. – Москва: ДЕАН, 2013. – 706 с.
31. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / сост. Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016. – 64 с.
32. Постановление Правительства Российской Федерации «О классификации гидротехнических сооружений» [Электронный ресурс]: постановление правительства от 02.11.2013 №986 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
33. 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.
34. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – М.: ФГУП ЦПП, 2012.
35. Справочник по гидравлическим расчётам / под ред. П.Г. Киселева. – М.: Энергия, 1974. – 312 с.
36. СП 23.13330.2011 «Основания гидротехнических сооружений». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84*. – М.: Минрегион России, 2012.
37. Гидротехнические сооружения (речные): учебное пособие / Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. – М.: АСВ, 2011. – Ч.1. – 584 с.
38. СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные». Актуализированная версия СНиП 2.06.06 – 85. – М.: Минрегион России, 2012.
39. СП 39.13330.2012 «Плотины из грунтовых материалов». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84*. – М.: Минрегион России, 2012.
40. Управление проектами: методические указания по выполнению курсовой работы и экономической части выпускной квалификационной работы / сост. В.В. Лапасова. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2018. – 40 с.
41. Налоговый кодекс Российской Федерации. Ч.2 [Электронный ресурс]: федер. закон от 05.08.2000 N 117-ФЗ ред. от 18.03.2020. // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водно-энергетические расчёты

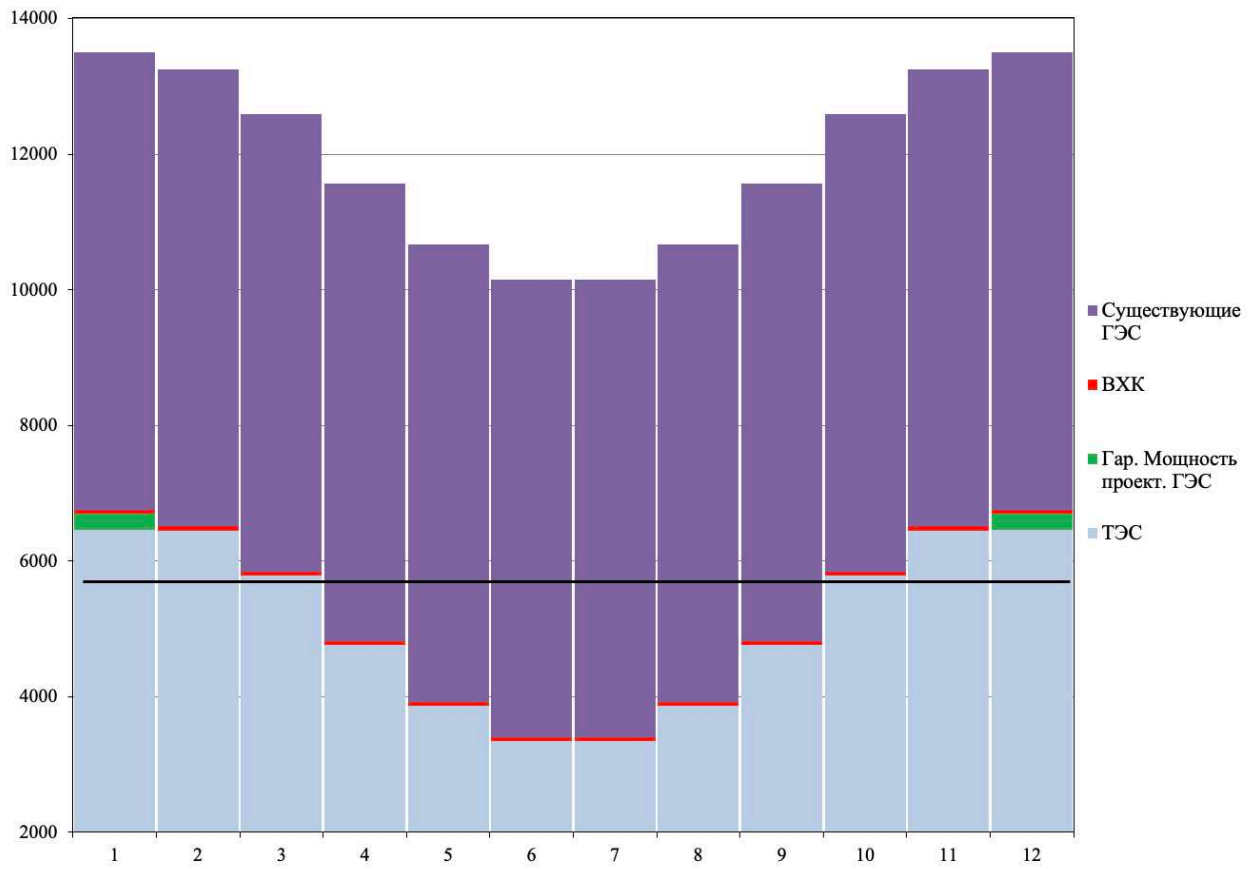


Рисунок А.1 – Баланс энергии

Продолжение приложения А

Таблица А.1 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году с окончательным вариантом гарантированной мощности

Месяц	$Q_{\text{быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{исп}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{фл}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{лд}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{шл}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{п.быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вдхр}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{х.сб}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{Нб}}, \text{м}^3/\text{с}$	$V_{\text{в-ща}}, \text{км}^3$			$Z_{\text{вб}}, \text{м}$			$Z_{\text{Нб}}, \text{м}$	$H, \text{м}$	$N_{\text{ГЭС}}, \text{МВт}$	$N_{\text{Гар}}, \text{МВт}$
												$V_{\text{нач}}$	ΔV	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нач}}$	$Z_{\text{кон}}$	$Z_{\text{ср}}$				
IX	684	1	1,5	0	0	680	0	680	150	0	682	3,50	0,00	3,50	53	52,7	52,8	23,7	28,5	166,5	ВХК
X	523	0	1,5	0	0	521	0	521	150	0	522	3,50	0,00	3,50	52,7	52,7	52,7	23,5	28,6	128,0	ВХК
XI	872	0	1,5	0	0	869	0	869	150	0	871	3,50	0,00	3,50	52,7	52,7	52,7	24,0	28,1	209,7	ВХК
XII	918	0	1,5	-2	0	914	144	1058	150	0	1059	3,50	0,39	3,11	52,7	50,6	51,7	24,2	26,8	244,0	244,0
I	863	0	1,5	-6	0	854	552	1406	150	0	1408	3,11	1,48	1,64	50,6	40,0	45,3	24,5	20,2	244,0	244,0
II	363	0	1,5	-7	0	353	20	353	150	0	375	1,64	0,05	1,58	40,0	39,5	39,7	23,1	15,9	51,2	ВХК
III	641	0	1,5	0	0	638	-100	538	150	0	540	1,58	-0,27	1,85	39,5	41,8	40,7	23,5	16,5	76,4	ВХК
IV	1922	1	1,5	3	0	1919	-100	1819	200	0	1821	1,85	-0,27	2,12	41,8	44,0	42,9	24,8	17,4	272,5	ВХК
V	754	2	1,5	5	0	752	-100	652	200	0	654	2,12	-0,27	2,39	44,0	46,0	45,0	23,8	20,5	115,1	ВХК
VI	1013	3	1,5	4	0	1010	-100	910	200	0	911	2,39	-0,27	2,65	46,0	47,8	46,9	24,1	22,1	172,8	ВХК
VII	862	6	1,5	4	0	856	-100	756	200	0	757	2,65	-0,27	2,92	47,8	49,5	48,7	24,0	24,1	156,3	ВХК
VIII	872	3	1,5	0	0	865	-236	668	200	0	630	2,92	-0,63	3,55	49,5	53,0	51,2	23,8	26,8	145,1	ВХК

Продолжение приложения А

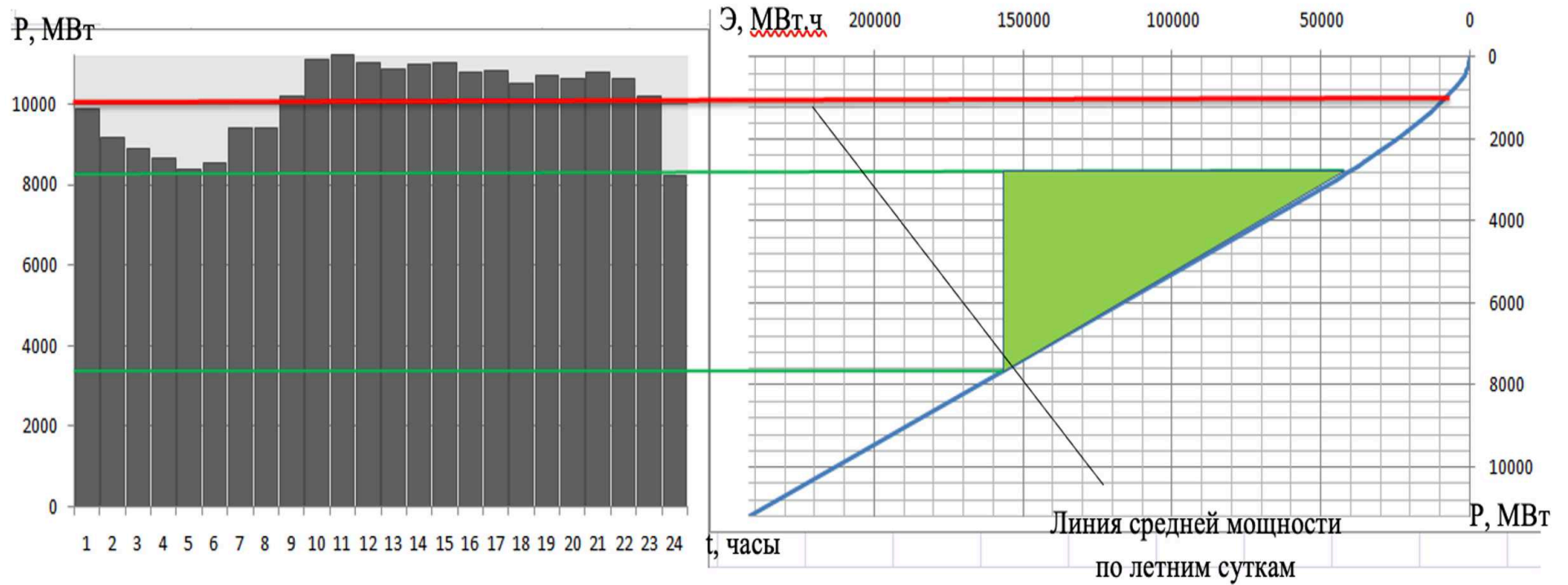


Рисунок А.2 – Суточный график летних суток, совмещённый с ИКН (зеленым цветом обозначены существующие ГЭС Средней Волги установленной мощностью 6744 МВт, гарантированной мощностью по лету 4930 МВт)

Продолжение приложения А

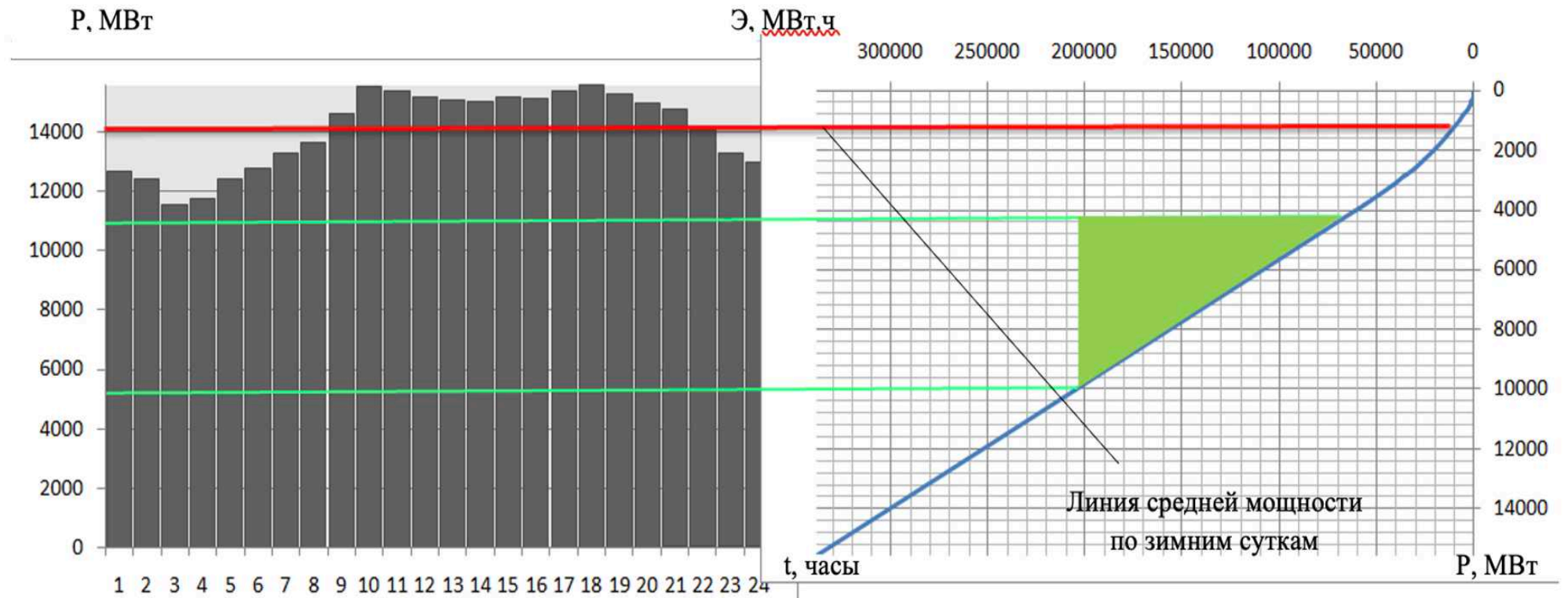


Рисунок А.3 – Суточный график нагрузки зимних суток, совмещённый с ИКН (зеленым цветом обозначены существующие ГЭС Средней Волги установленной мощностью 6744 МВт, гарантированной мощностью по зиме 5805 МВт)

Продолжение приложения А

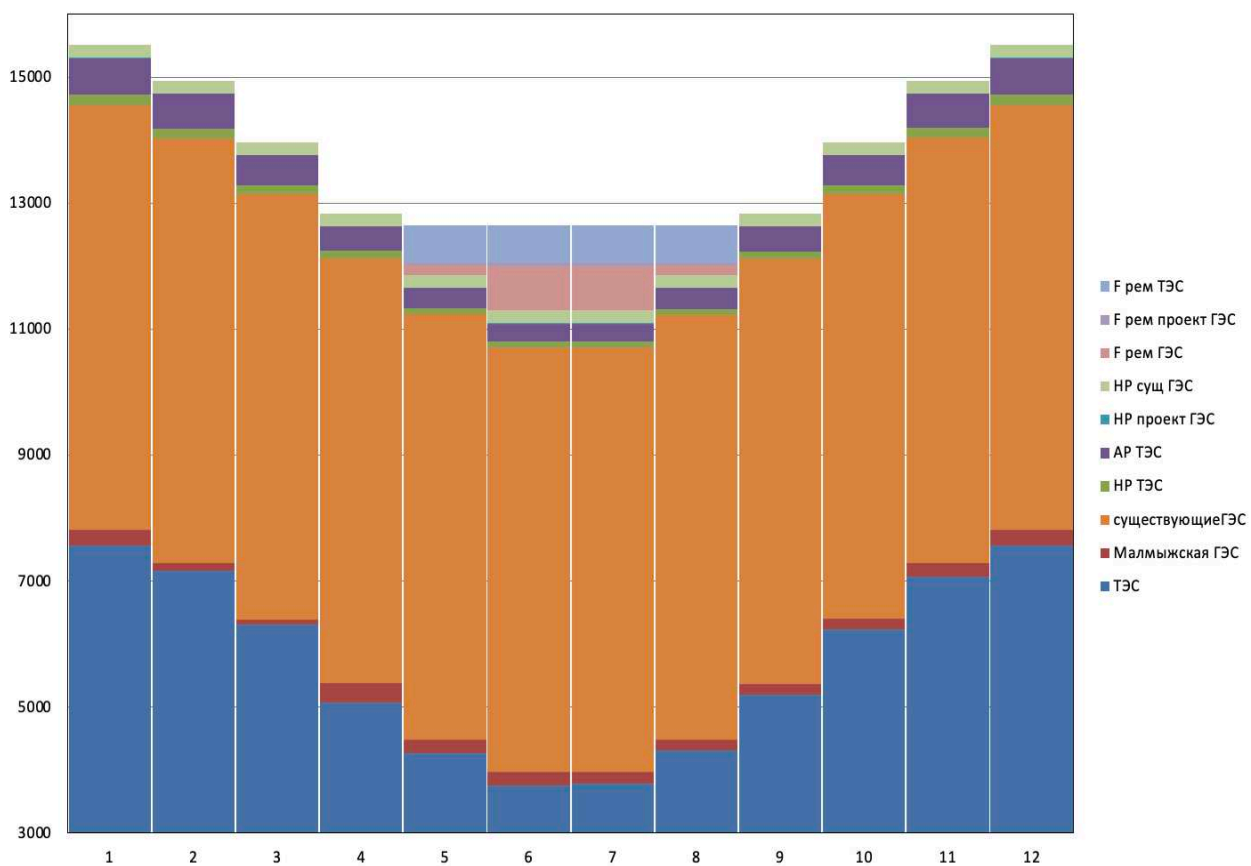


Рисунок А.4 – Баланс мощности

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – Работа ГЭС с мощностями, принятыми в маловодном году

Месяц	Q _{быт'} , М ³ /с	Q _{исп'} , М ³ /с	Q _{фл'} , М ³ /с	Q _{лд'} , М ³ /с	Q _{шл'} , М ³ /с	Q _{п.быт'} , М ³ /с	Q _{вдхр'} , М ³ /с	Q _{ГЭС} , М ³ /с	Q _{ВХК} , М ³ /с	Q _{х.сб'} , М ³ /с	Q _{нб'} , М ³ /с	V _{в-ща} , КМ ³			Z _{вб} , М			Z _{нб} , М	H, М	N _{ГЭС} , МВт	N _{гар'} , МВт	Э, млн. кВт·ч
												V _{нач}	ΔV	V _{кон}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}					
IX	736	1	1,5	0	0	680	0	680	150	0	682	3,50	0,00	3,50	53	52,7	52,8	23,8	28,4	178,7	ВХК	128684,3
X	649	1	1,5	0	0	521	0	521	150	0	522	3,50	0,00	3,50	52,7	52,7	52,7	23,7	28,4	157,6	ВХК	113492,7
XI	932	1	1,5	0	0	869	0	869	150	0	871	3,50	0,00	3,50	52,7	52,7	52,7	24,1	28,0	223,8	ВХК	161112,5
XII	963	1	1,5	-2	0	914	144	1058	150	0	1059	3,50	0,39	3,28	52,7	51,6	52,1	24,2	27,3	244,0	244,0	175675
I	881	1	1,5	-6	0	854	552	1406	150	0	1408	3,11	1,48	2,47	51,6	46,5	49,0	24,3	24,1	244,0	244,0	175671,9
II	427	1	1,5	-7	0	353	20	353	150	0	375	1,64	0,05	1,58	46,5	39,5	43,0	23,8	18,5	119,1	ВХК	85732,4
III	690	1	1,5	0	0	638	-100	538	150	0	540	1,58	-0,27	1,85	39,5	41,8	40,7	23,6	16,4	83,0	ВХК	59791,88
IV	2128	3	1,5	3	0	1919	-100	1819	200	0	1821	1,85	-0,27	2,12	41,8	44,0	42,9	24,9	17,3	301,5	ВХК	217079,9
V	1356	3	1,5	5	0	752	-100	652	200	0	654	2,12	-0,27	2,39	44,0	46,0	45,0	24,5	19,9	214,1	ВХК	154178,2
VI	1277	3	1,5	4	0	1010	-100	910	200	0	911	2,39	-0,27	2,65	46,0	47,8	46,9	24,4	21,8	220,4	ВХК	158702,8
VII	1018	3	1,5	4	0	856	-100	756	200	0	757	2,65	-0,27	2,92	47,8	49,5	48,7	24,1	23,9	186,9	ВХК	134597,1
VIII	920	3	1,5	0	0	865	-236	668	200	0	630	2,92	-0,63	3,56	49,5	53,0	51,2	23,8	26,8	155,2	ВХК	111716

Таблица А.3 – Работа ГЭС по режиму сработки расчётного маловодного года

Месяц	Q _{быт'} , М ³ /с	Q _{исп'} , М ³ /с	Q _{фл'} , М ³ /с	Q _{лд'} , М ³ /с	Q _{шл'} , М ³ /с	Q _{п.быт'} , М ³ /с	Q _{вдхр'} , М ³ /с	Q _{ГЭС} , М ³ /с	Q _{ВХК} , М ³ /с	Q _{х.сб'} , М ³ /с	Q _{нб'} , М ³ /с	V _{в-ща} , КМ ³			Z _{вб} , М			Z _{нб} , М	H, М	N _{ГЭС} , МВт	N _{гар'} , МВт	Э, млн. кВт·ч
												V _{нач}	ΔV	V _{кон}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}					
III	690	1	1,5	0	0	688	-100	588	150	0	589	1,58	-0,27	1,85	39,5	41,8	40,6	23,6	16,4	83,0	ВХК	59773,99
IV	2128	3	1,5	3	0	2126	-100	2026	200	0	2027	1,85	-0,27	2,12	41,8	44,0	42,9	24,9	17,3	301,2	ВХК	216851,1
V	1356	3	1,5	5	0	1354	-100	1254	200	0	1256	2,12	-0,27	2,38	44,0	45,9	44,9	24,5	19,8	214,0	ВХК	154047
VI	1277	3	1,5	4	0	1274	-100	1174	200	0	1175	2,38	-0,27	2,65	45,9	47,8	46,9	24,4	21,8	220,3	ВХК	158589,5
VII	1018	3	1,5	4	0	1011	-100	911	200	0	913	2,65	-0,27	2,92	47,8	49,5	48,6	24,1	23,8	186,8	ВХК	134516,1
VIII	920	3	1,5	0	0	912	-240	717	200	0	674	2,92	-0,64	3,56	49,5	53,0	51,2	23,8	26,8	154,7	ВХК	111400,5
IX	736	1	1,5	0	0	732	0	732	150	0	734	3,56	0,00	3,56	53	53,0	53,0	23,8	28,5	179,7	ВХК	129370,4
X	649	1	1,5	0	0	646	0	646	150	0	648	3,56	0,00	3,56	53,0	53,0	53,0	23,7	28,7	159,3	ВХК	114716,8
XI	932	1	1,5	0	0	930	0	930	150	0	931	3,56	0,00	3,56	53,0	53,0	53,0	24,1	28,3	226,2	ВХК	162874,1
XII	963	1	1,5	-2	0	958	64	1039	150	0	1024	3,56	0,17	3,39	53,0	52,1	52,6	24,2	27,8	244,0	244,0	175672,1
I	881	1	1,5	-6	0	872	250	1175	150	0	1123	3,39	0,67	2,72	52,1	48,3	50,2	24,3	25,3	244,0	244,0	175676,4
II	427	1	1,5	-7	0	417	427	727	150	0	846	2,72	1,14	1,58	48,3	39,5	43,9	24,0	19,2	139,7	ВХК	100604,9

Окончание приложения А

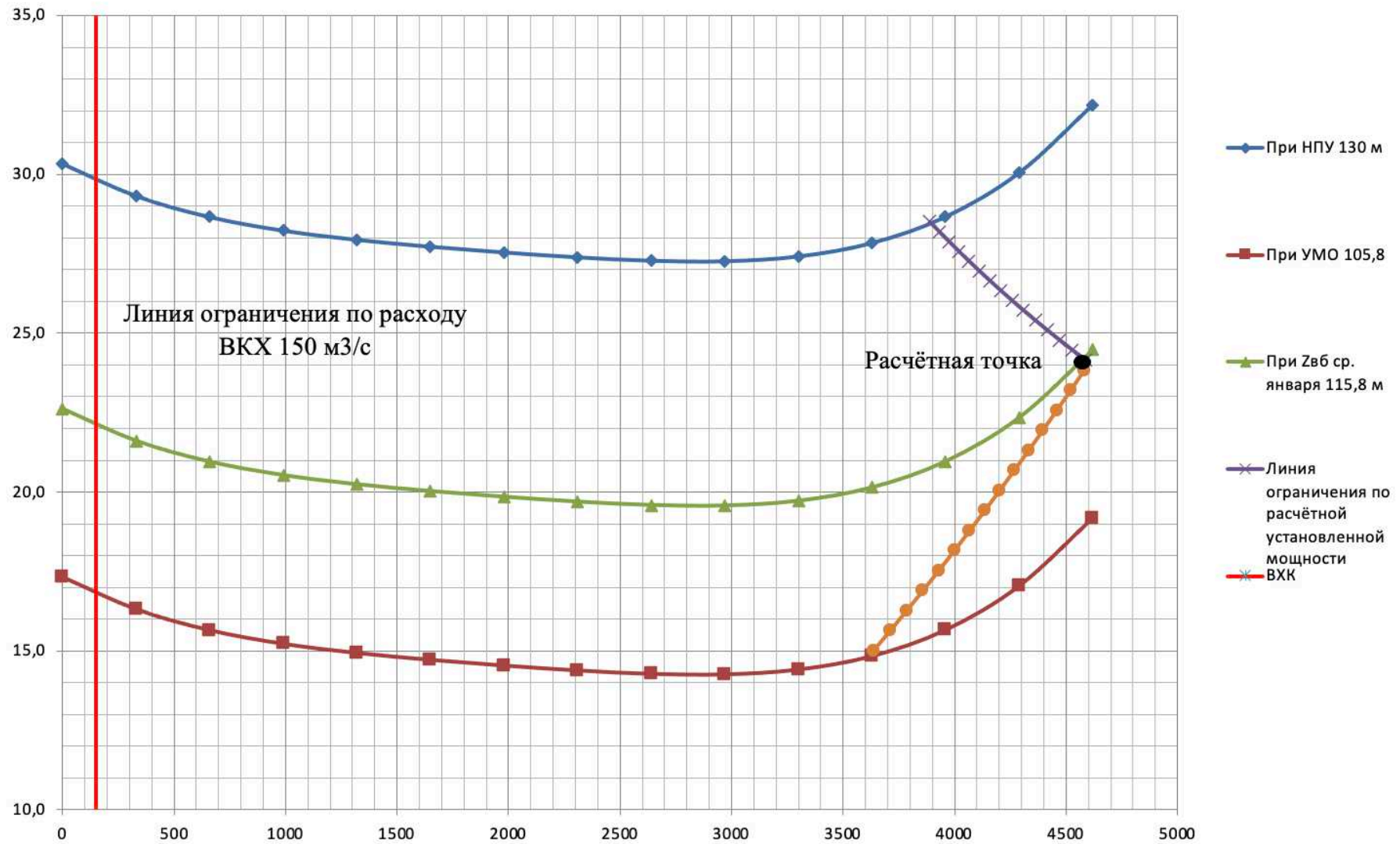


Рисунок А.5 – Режимное поле с учётом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основное и вспомогательное оборудование

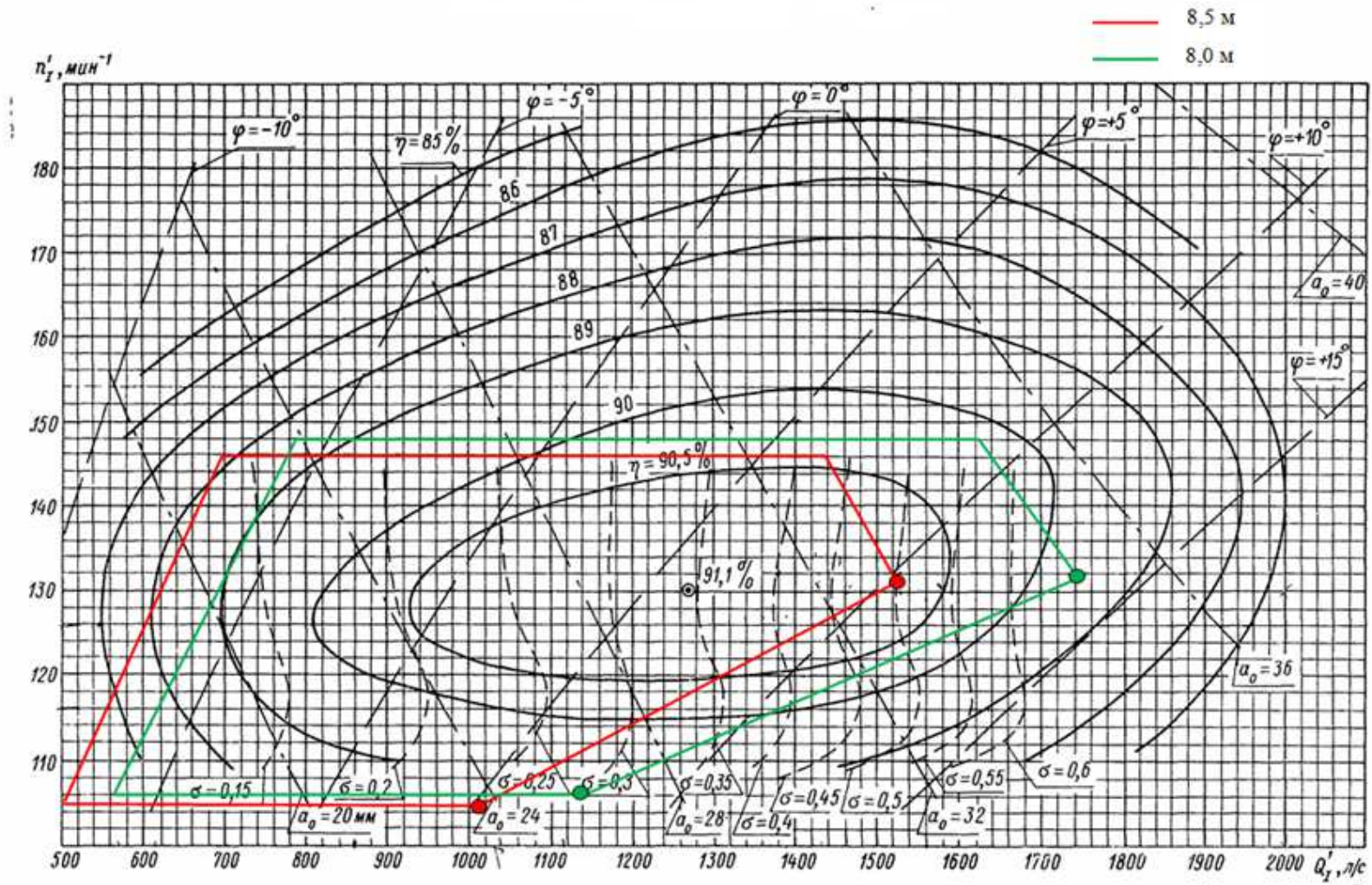


Рисунок Б.1 – Рабочая зона гидротурбины ПЛ30/5876-В

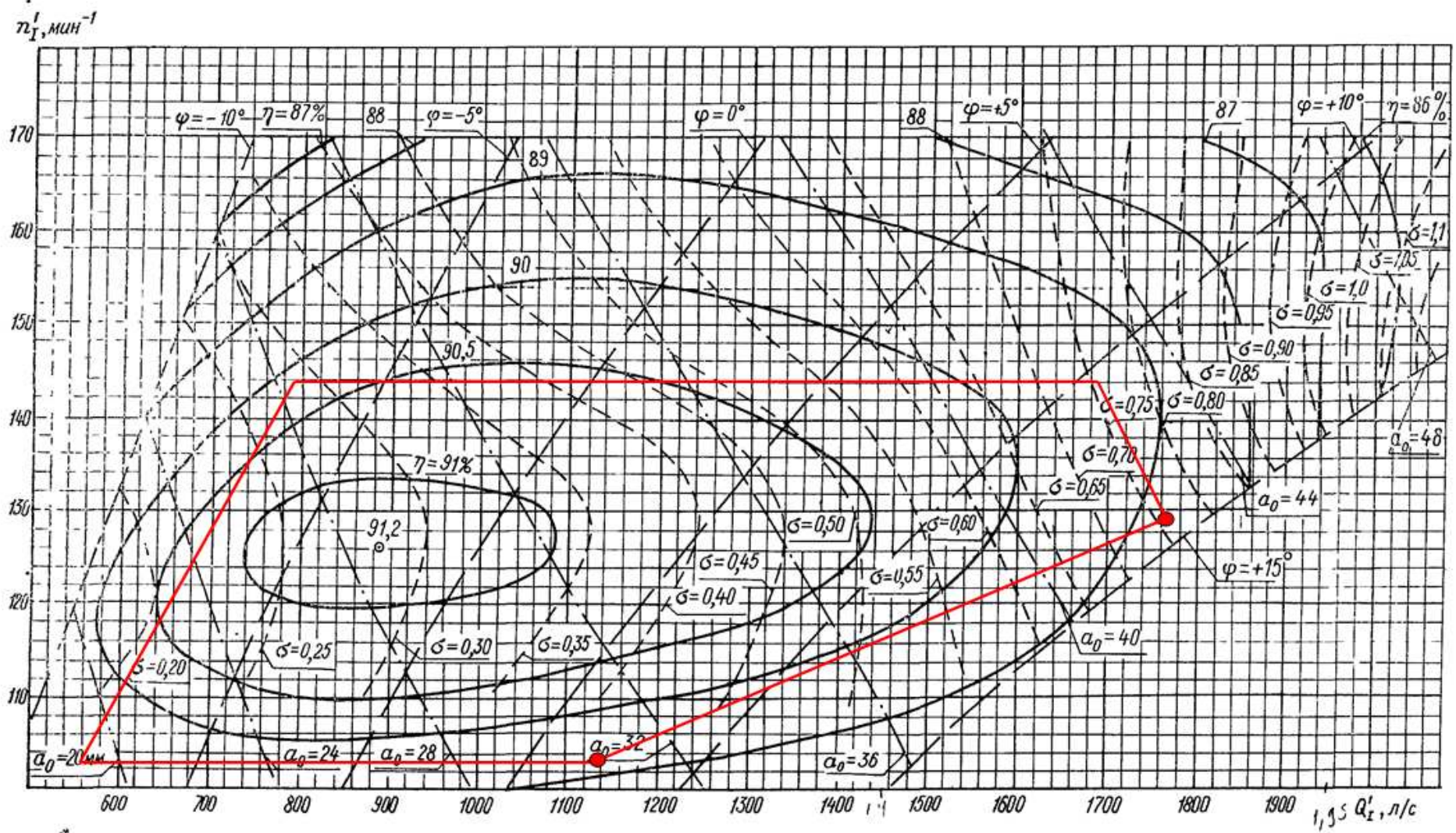


Рисунок Б.2 – Рабочая зона гидротурбины ПЛ30/800-В

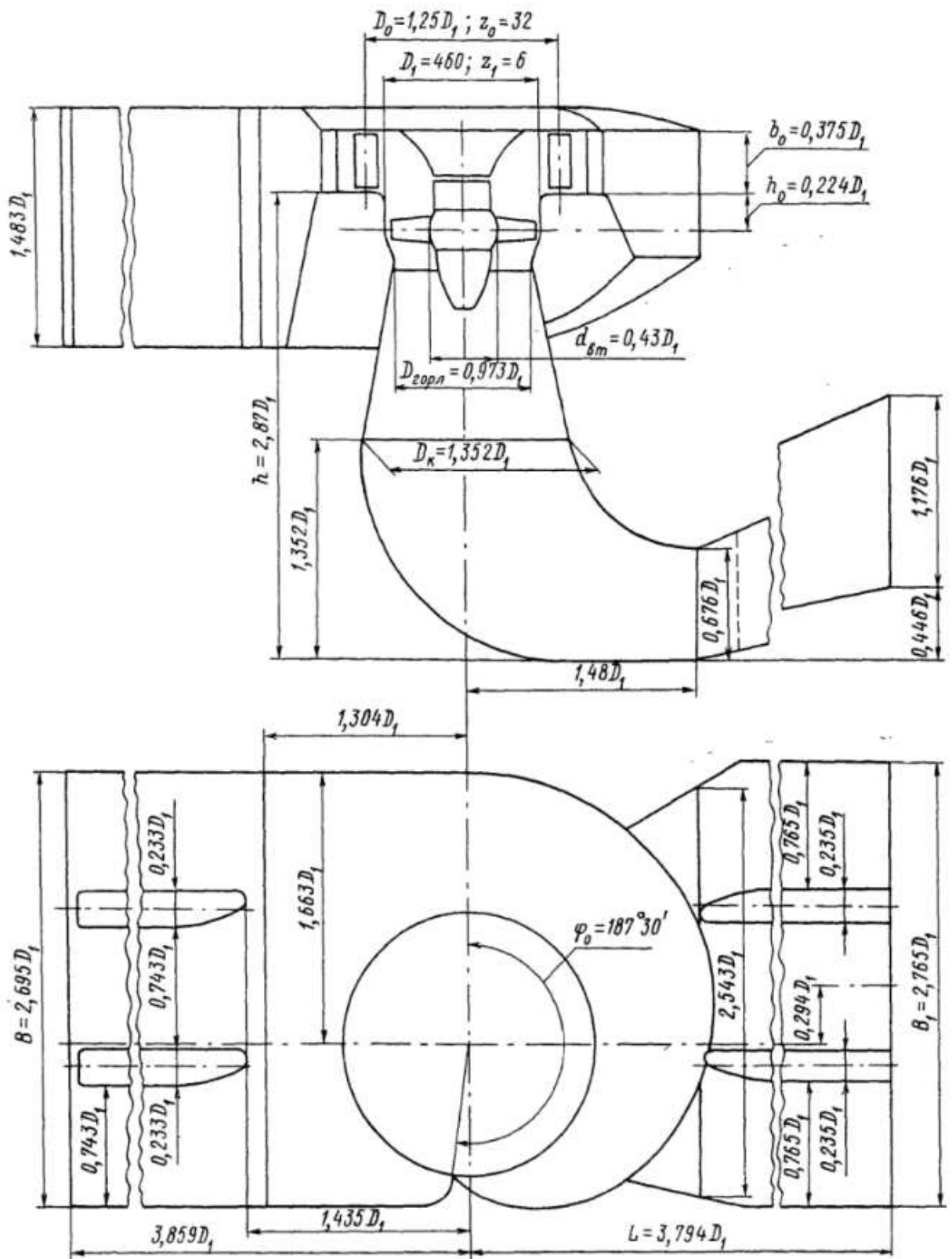


Рисунок Б.3 – Проточная часть гидротурбины ПЛ30-6-В

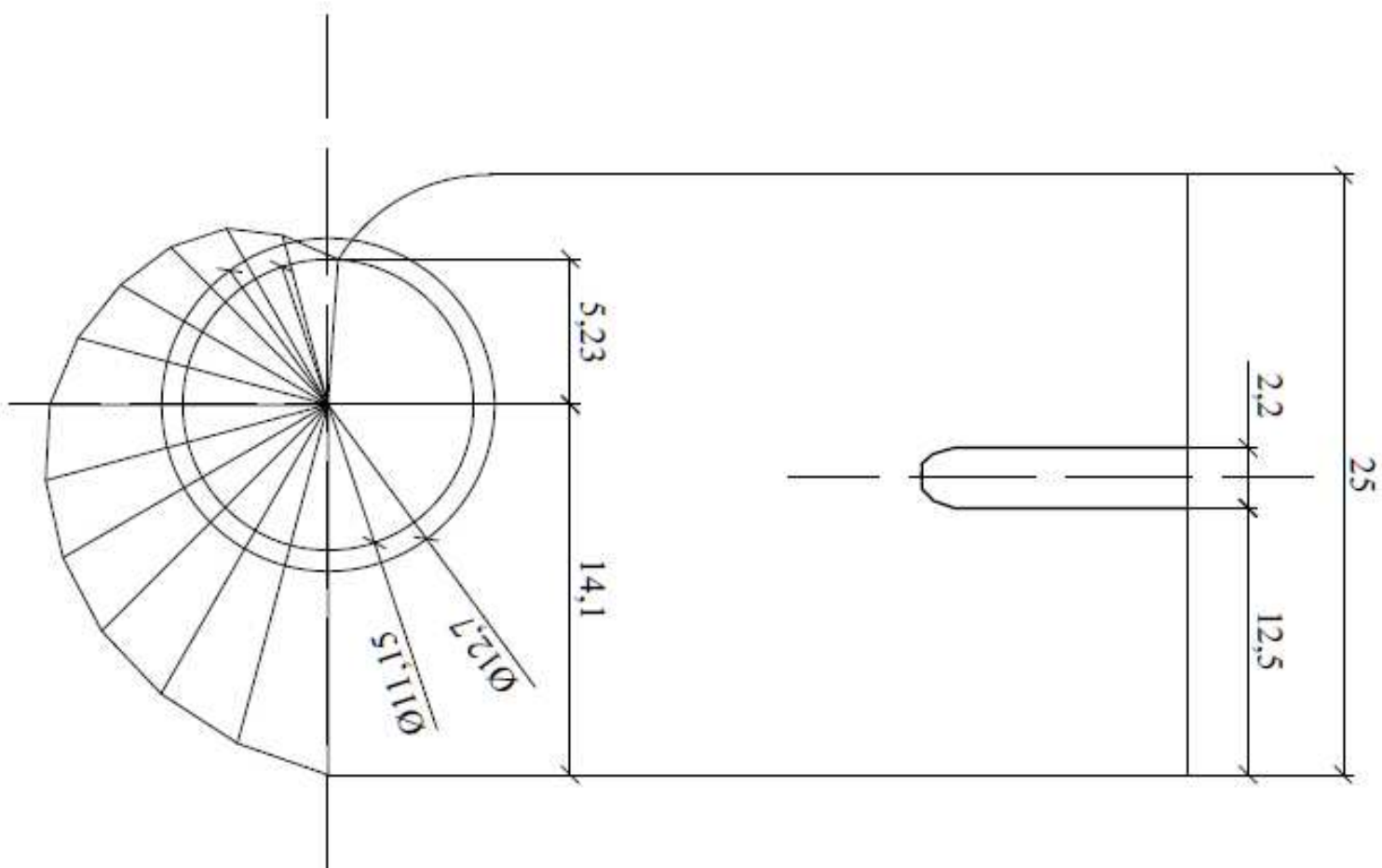


Рисунок Б.4 – План спиральной камеры

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Технико-экономические показатели

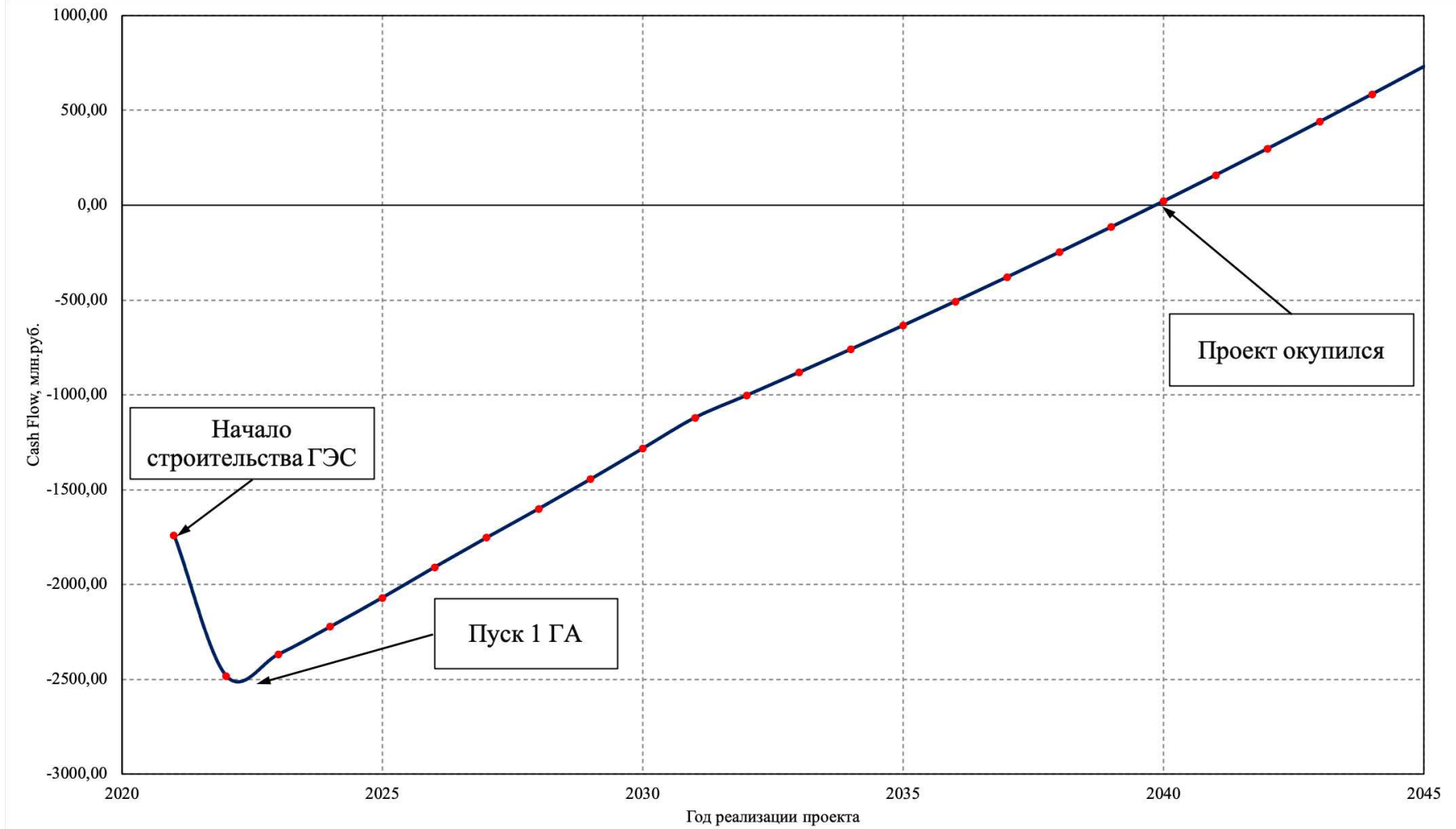


Рисунок В.1 – Укрупнённые этапы реализации проекта

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



подпись. инициалы, фамилия

«18» июня 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ МАЛМЫЖСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ВЯТКА.
ИНСТРУКЦИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ
СООРУЖЕНИЙ МАЛМЫЖСКОЙ ГЭС
тема

Руководитель  17.06.21
подпись, дата

Начальник

Оперативной службы
должность

И.Ю. Погоняйченко
инициалы, фамилия

Выпускник  17.06.21.
подпись, дата

Д.А. Новиков
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2021