

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

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В.И. Татарников

подпись инициалы, фамилия

« 15 » мая 2017г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

Студенту Кравченко Кристине Сергеевне.
Группа ГЭ13-02Б. Направление 140400.62–Электроэнергетика и электротехника.

Тема выпускной квалификационной работы «Проектирование Первомайской ГЭС на реке Мая. Системы технологического управления и контроля гидроагрегатов ГЭС – тепловой контроль».

Утверждена приказом по университету № 47 от 20 апреля 2017 г.

Руководитель ВКР А.А. Ключац, ст.преподаватель.

Исходные данные для ВКР: 1) топографическая основа в створе гидроузла; 2) гидрологические данные; 3) инженерно-геологические характеристики; 4) сейсмичность района строительства; 5) характеристика электроэнергетической системы.

Перечень разделов ВКР: 1) Общая часть; 2) Водно-энергетические расчёты; 3) Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование; 4) Электрическая часть; 5) Релейная защита и автоматика; 6) Компоновка и сооружения гидроузла; 7) Охрана труда и пожарная безопасность. Охрана окружающей среды; 8) Технико-экономические показатели; 9) Системы технологического управления и контроля гидроагрегатов ГЭС – тепловой контроль.

Перечень графического материала: выбор установленной мощности Первомайской ГЭС; поперечный разрез по станционной части Первомайской ГЭС; главная схема Первомайской ГЭС; расчётная схема бетонной водосливной плотины Первомайской ГЭС с эпюрами нагрузок и напряжений; поперечный разрез по бетонной водосливной плотине; генеральный план Первомайской ГЭС; основные технико-экономические показатели строительства Первомайской ГЭС; иллюстрационные материалы к спец.вопросу.

Руководитель ВКР



подпись

А.А. Ключац

Задание принял к исполнению



подпись

К.С. Кравченко

« 15 » 05 2017 г.

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

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
В. И. Татарников
подпись инициалы, фамилия
« 19 » 06 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПЕРВОМАЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ МАЯ.
СИСТЕМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ И КОНТРОЛЯ
ГИДРОАГРЕГАТОВ ГЭС – ТЕПЛОЙ КОНТРОЛЬ**

Руководитель Л.Р. 19.06.17
подпись, дата

Ст.преподаватель
Саяно-Шушенского филиала
СФУ
должность

А.А. Клюкач
инициалы, фамилия

Выпускник К.С. 19.06.17
подпись, дата

К.С. Кравченко
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2017

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Первомайской ГЭС на реке Мая. Системы технологического управления контроля гидроагрегатов ГЭС – тепловой контроль».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зсид 13.06.17 Э.Ю. Замеев
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

Воскр А.В. Мосиничев
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Тш 14.06.17 Л.В. Толстихина
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Кав 10.06.17 В.В. Каванцелов
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Лш 13.06.17 Л.А. Лобши
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная безопасность.
Охрана окружающей среды

Лш 17.06.17 Л.Т. Лобши
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

Лш 13.06.17 В.В. Лапасова
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

Лш 19.06.17 А.А. Чаданова
подпись, дата инициалы, фамилия

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

ОТЗЫВ

руководителя Клюкач А.А. ст.преподавателя кафедры ГГЭЭС Саяно-Шушенского филиала СФУ о бакалаврской работе «Проектирование Первомайской ГЭС на реке Мая. Системы технологического управления и контроля гидроагрегатов ГЭС – тепловой контроль»
Кравченко Кристины Сергеевны

Бакалаврская работа «Проектирование Первомайской ГЭС на реке Мая» выполнена в полном объеме в соответствии с выданным заданием. Представлена на 133 листах пояснительной записки, 6 чертежах и 1 плакате. Все части проекта рассмотрены достаточно подробно.

В работе произведен водно-энергетический расчёт, разработаны и рассчитаны гидросооружения, основное и вспомогательное гидросиловое оборудование, силовое электрооборудование и электрические аппараты. Выбрана главная схема электрических присоединений ГЭС, разработаны мероприятия по охране труда, противопожарной безопасности и охране окружающей среды, а так же выполнены технико-экономические расчеты.

Следует отметить, что все принятые в проекте решения соответствуют действующим нормам и правилам, а так же стандартам «РусГидро».

В рамках спецвопроса были изучены системы технологического управления и контроля гидроагрегатов ГЭС.

Так же следует отметить полноту, аккуратность, четкость и последовательность изложения пояснительной записки, хорошее качество графической части.

В процессе работы над дипломным проектом К.С. Кравченко показала хорошие теоретические знания, творческий и инженерный подход к выполнению проекта, самостоятельность в выборе технических решений.

Бакалаврская работа «Проектирование Первомайской ГЭС на реке Мая. Системы технологического управления и контроля гидроагрегатов ГЭС – тепловой контроль» заслуживает отличной оценки, а Кристина Сергеевна Кравченко присвоения квалификации «бакалавр-гидроэнергетик».

Дата: 15.06.17


(подпись)

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращённый паспорт Первомайской ГЭС	7
Введение.....	9
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	10
1.1 Природные условия	10
1.1.1 Климат.....	10
1.1.2 Гидрологические данные	10
1.1.3 Инженерно-геологические условия	12
1.1.4 Сейсмические условия	12
1.2 Энергоэкономическая характеристика района	12
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла	13
2 Водноэнергетические расчёты.....	14
2.1 Регулирование стока воды	14
2.1.1 Исходные данные.....	14
2.1.2 Определение максимальных расчётных расходов	14
2.1.3 Кривые обеспеченности расходов	16
2.1.4 Выбор расчётного маловодного и средневодного года	17
2.1.5 Определение типа регулирования.....	19
2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов.....	19
2.2.1 Перераспределение стока маловодного года	19
2.2.2 Водноэнергетические расчёты по условию маловодного года.....	20
2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС	22
2.2.4 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года	22
2.3 Баланс мощности и энергии.....	22
2.3.1 Баланс энергии энергосистемы Хабаровска	22
2.3.2 Баланс мощности энергосистемы Хабаровска	23
3 Основное и вспомогательное оборудование	24
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	24
3.1.1 Построение режимного поля	24
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам	26
3.2 Гидротурбины и их проточная часть	29
3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины.....	29
3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала	30
3.2.3 Выбор типа и габаритных размеров маслonaпорной установки	33
3.2.4 Выбор электрогидравлического регулятора	33
3.3 Выбор гидрогенератора.....	33
4 Электрическая часть	35
4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд.....	35
4.2 Выбор трансформаторов	36

4.2.1	Главные повышающие трансформаторы	36
4.2.2	Выбор трансформаторов собственных нужд	37
4.3	Распределительное устройство	37
4.3.1	Выбор проводов отходящих воздушных линий	37
4.3.2	Выбор схемы распределительного устройства	39
4.3.3	Электротехническое оборудование	40
4.4	Расчет токов короткого замыкания для выбора электрических аппаратов	40
4.4.1	Составление схемы замещения	40
4.4.2	Расчёт токов короткого замыкания с помощью программного обеспечения RastrKZ	43
4.4.3	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима	44
4.5	Выбор электрических аппаратов 220 кВ	44
4.6	Выбор и проверка коммутационных аппаратов на генераторном напряжении	46
5	Релейная защита и автоматика	47
5.1	Перечень защит основного оборудования	48
5.2	Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты	48
5.3	Расчет уставок защит генератора	48
5.3.1	Продольная дифференциальная защита	48
5.3.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_N)	48
5.3.3	Защита от повышения напряжения ($U1>$), ($U2>$)	53
5.3.4	Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных КЗ и несимметричных перегрузок генератора (I_2)	53
5.3.5	Защита от симметричных перегрузок статора (I_1)	57
5.3.6	Дистанционная защита генератора ($Z1<$), ($Z2<$)	58
5.3.7	Защита ротора от перегрузки (I_p)	62
5.4	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	63
5.5	Таблица уставок и матрица отключений защит	64
6	Компоновка и сооружения гидроузла	65
6.1	Проектирование бетонной водосливной плотины	65
6.1.1	Определение отметки гребня плотины и	65
6.2	Гидравлические расчеты	68
6.2.1	Определение ширины водосливно-го фронта	69
6.2.2	Определение отметки гребня водослива	70
6.2.3	Проверка на пропуск поверочного расхода	71
6.2.4	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе	72
6.2.5	Расчет параметров водобоя и водобойного колодца	73
6.3	Конструирование плотины	76
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины	76
6.3.2	Разрезка бетонной плотины швами	78
6.3.3	Быки	79
6.3.4	Устои	79
6.3.5	Галереи в теле плотины	79
6.4	Назначение размеров основных элементов плотины	80

6.4.1 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины.....	80
6.4.2 Конструктивные элементы нижнего бьефа.....	81
6.5 Определение основных нагрузок на плотину	82
6.5.1 Вес сооружения.....	82
6.5.2 Сила гидростатического давления воды	83
6.5.3 Фильтрационное и взвешивающее давление.....	83
6.5.4 Давление грунта.....	84
6.5.5 Волновое давление	85
6.6 Расчет прочности плотины.....	85
6.6.1 Определение напряжений	85
6.6.2 Критерии прочности плотины	88
6.7 Расчет устойчивости плотины	88
7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	90
7.1 Безопасность гидротехнических сооружений.....	90
7.2 Охрана труда и техника безопасности.....	90
7.3 Пожарная безопасность	92
7.4 Охрана окружающей среды	94
8 Технико-экономические показатели	96
8.1 Объем продаж.....	96
8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии	96
8.3 Налоговые расходы.....	99
8.4 Оценка суммы прибыли	99
8.5 Методология и исходные данные оценка инвестиционного проекта	100
8.6 Бюджетная эффективность	101
8.7 Коммерческая эффективность	101
8.8 Анализ рисков инвестиционного проекта	102
9 Системы технологического управления и контроля гидроагрегатов ГЭС – тепловой контроль	105
9.1 Назначение.....	105
9.2 Устройство СТК и принцип работы	105
9.2.1 Состав изделия	105
9.2.2 Принцип работы	106
9.3 Выбор оборудования СТК и основные технические данные.....	106
9.4 Размещение датчиков	107
9.5 Управление системой СТК.....	108
9.5.1 Функционирование СТК	108
9.5.2 Порядок ввода и вывода СТК и их техническое обслуживание	109
9.5.3 Описание приборов сигнализации состояния СТК	109
9.6 Эксплуатация СТК.....	111
9.7 Переносная система теплового контроля.....	112
9.8 Выводы.....	113
Заключение	114
Список использованных источников	116

Приложение А – Г	121-133
------------------------	---------

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ПЕРВОМАЙСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Мая;
2. Местонахождение ГЭС Хабаровский край;
3. Тип проектируемой установки ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 1163 м³/с;
 - б) всех турбин 1600 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 0,5% 9164 м³/с;
0,1% 10614 м³/с;
0,01% 12672 м³/с;
 - г) минимальный 400 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока годовой;
 - б) отметка: НПУ 810,00 м;
ФПУ 811,00 м;
УМО 789,90 м
 - в) объемы:
полный 23,3 км³;
полезный 13,1 км³;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 69,9 м;
 - б) расчетный 59,1 м;
 - в) минимальный 44,8 м;
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
установленная 630 МВт;
гарантированная 480 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 4,71 млрд. кВт·ч;
8. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
 - а) правобережная глухая 120 м / 81 м;
 - б) водосливная 192 м / 81 м;
 - в) стационарная 127,2 м / 81 м;
 - г) левобережная глухая 169 м / 81 м;
9. Водобросные сооружения
 - а) тип поверхностный водослив;
 - б) число и ширина пролетов 8 отверстий по 20 м;
 - в) общая длина 192 м;
 - г) максимальная высота 81 м;
10. Здание ГЭС:
 - а) тип здания приплотинное;
 - б) число агрегатов 4;
 - б) грунты в основании диорит;
 - в) тип спиральной камеры металлическая с круглым сечением;

- г) тип отсасывающей трубы изогнутая;
д) расстояние между осями агрегатов 24 м;

11. Основное оборудование:

- а) тип турбины РО75-В-600;
б) тип генератора СВ-1500/130-52;
в) мощность генератора 157,5 МВт;
г) частота вращения 115,4 об/мин;
д) тип трансформаторов ТДЦ-200000/220;

12. Технико-экономические показатели:

- а) удельные показатели 90713,1 руб./кВт;
б) себестоимость энергии 0,11 руб/кВт·ч;
в) срок окупаемости 5,5 лет.

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанции занимают особо важное место в современных энергетических системах, покрывая наиболее неравномерную часть графиков нагрузки. Кроме того, низкая стоимость товарной продукции ГЭС весьма положительно сказывается на ценообразовании электроэнергии на рынке её сбыта.

Гидроэнергетика является ключевым элементом обеспечения системной надежности Единой Энергосистемы страны, располагая более 90% резерва регулировочной мощности. Из всех существующих типов электростанций именно ГЭС являются наиболее маневренными и способны при необходимости существенно увеличить объемы выработки в считанные минуты, покрывая пиковые нагрузки. Для тепловых станций этот показатель измеряется часами, а для атомных — целыми сутками.

Гидроэлектростанции являются сложными природно-техническими комплексами. Их проектирование, строительство и эксплуатация требуют знакомства с широким кругом общетехнических и специальных дисциплин.

Целью дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции с применением и закреплением теоретических знаний, а также путем инженерной мысли и творческого подхода к решению конкретных задач найти оптимальные проектные решения.

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

Мая — одна из больших рек в Хабаровском крае, правый приток реки Алдан. Большею частью протекает в пределах Юдомо-Майского нагорья. Довольно широкая горная таёжная река с быстрым течением. Русло извилистое, в верхнем и среднем течении долина широкая заболоченная, в низовьях более узкая. Длина — 1053 км, площадь бассейна — 171 000 км².

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Климат района расположения гидроузла края — муссонный, с характерной холодной зимой и влажным жарким летом. Климатические условия меняются при движении с севера на юг, зависят также от близости к морю и от формы и характера рельефа.

Зима в крае — продолжительная, снежная, суровая. Холодный период года длится в среднем шесть месяцев (с конца октября по конец апреля). Средняя температура января от $-22\text{ }^{\circ}\text{C}$ на юге и до $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ на севере, на побережье от $-18\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $-24\text{ }^{\circ}\text{C}$. Абсолютный минимум температуры даже на юге края достигает $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$. Лето жаркое и влажное. Средняя температура июля на юге $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$, на севере около $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Годовая сумма осадков колеблется от 400—600 мм на севере и до 600—800 мм на равнинах и восточных склонах хребтов. На юге края до 90 % осадков выпадает с апреля по октябрь, особенно много их в июле и августе.

На территории Хабаровского края преобладают северные и северо-западные воздушные потоки. В условиях пересеченной местности ветер у земли подчеркивает влияние долин и горных хребтов. Среднемесячная скорость ветров — 10 м/с.

1.1.2 Гидрологические данные

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Мая за период 1950-1999 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.1, на рисунке 1.1 и 1.2.

Таблица 1.1 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
$z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$	$V, \text{ км}^3$	$z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$
737,00	0	737,00	0	737,00	0
754,61	1,76	741,66	903,1	741,66	1021
765,35	3,52	745,16	1800	745,16	2137

Продолжение таблицы 1.1

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
$Z_{ВБ}, м$	$V, км^3$	$Z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$	$Z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$
773,16	5,28	747,33	2705	747,33	3547
779,35	7,04	749,00	3617,6	749,00	4195
784,49	8,8	750,00	4502,12	750,00	5000
788,88	10,56	751,02	5413,7	751,02	6341
792,74	12,32	751,66	6300	751,66	7138
796,16	14,08	752,01	7201,2	752,01	8872
799,26	15,84	752,32	8100,7	752,32	9606
802,08	17,6	752,48	9015,3	752,48	10002
804,67	19,36	752,64	9909,45	752,64	11234
807,07	21,12	752,80	10803,4	752,80	12156
809,32	22,88	753,00	11700	753,00	13012
811,41	24,64	753,30	13124,4	753,30	14000

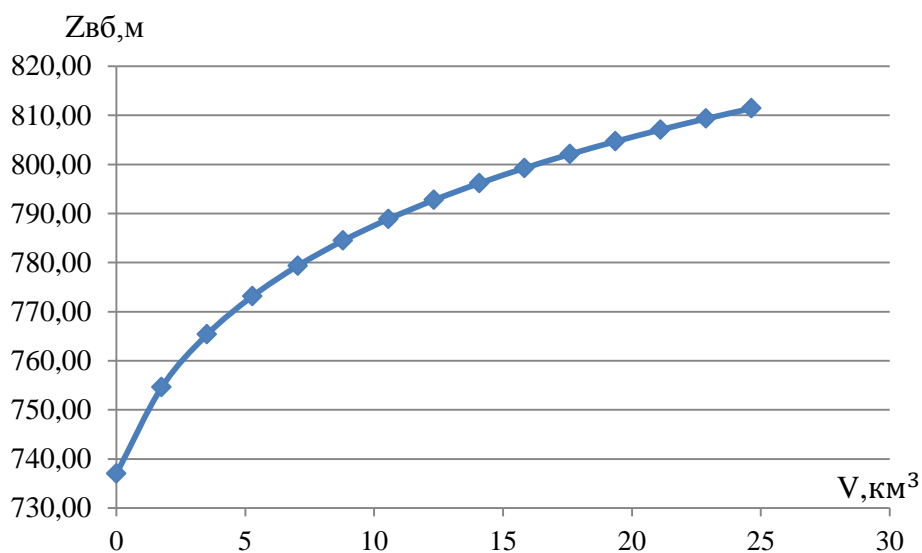


Рисунок 1.1 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

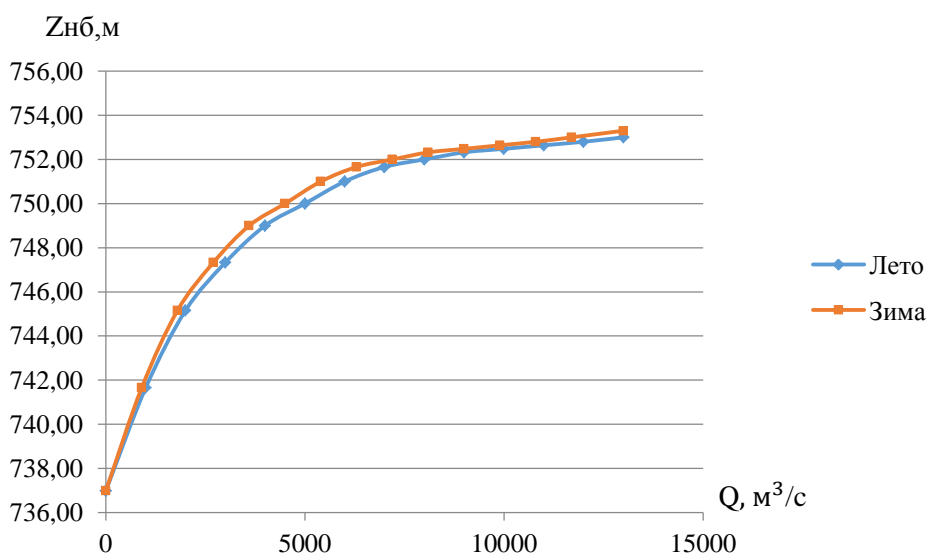


Рисунок 1.2 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

1.1.3 Инженерно-геологические условия

По геологической карте определено, что в районе створа Первомайской ГЭС нет зон тектонического контакта. В основании реки Мая – скальные породы: диорит.

1.1.4 Сейсмические условия

В соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Первомайской ГЭС равна 6 баллам шкалы MSK-64. В результате работ по уточнению исходной сейсмичности пересмотрены первичные описания землетрясений в обширной области за период с 6 августа 1976 по 2015 годы. В результате анализа воздействий от местных и удаленных землетрясений установлено, что на участке Первомайской ГЭС не наблюдалось землетрясений более 6 баллов.

1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Главной целью развития энергетического комплекса Хабаровского края является максимально эффективное использование потенциала энергетического сектора для устойчивого роста экономики и качества жизни населения.

Стратегией социального и экономического развития Хабаровского края на период до 2025 года намечены перспективы, опирающиеся на конкурентные преимущества. Главные из них: богатый по структуре и запасам природный ресурсный потенциал, выгодное географическое положение, близость к странам Азиатско-Тихоокеанского региона, наличие экономического потенциала, развитие инновационной составляющей, наличие территорий для хозяйственного освоения, политическая и социальная стабильность.

Структура установленной мощности электрических станций, расположенных на территории Хабаровского края, представлена в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Электрические станции, расположенные на территории Хабаровского края

Наименование электростанции	Установленная мощность, МВт
Хабаровская ТЭЦ-1	435
Хабаровская ТЭЦ-3	720
Николаевская ТЭЦ	130,6
Де-Кастринская ТЭЦ	8
Комсомольская ТЭЦ-2	240,5
Итого	1534,1

1.3 Аналоги проектируемого гидроузла

В ходе проектирования в качестве аналога была выбрана Богучанская ГЭС в турбинно-генераторной части.

2 Водноэнергетические расчеты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Исходные данные

- кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа и объёмов водохранилища и уровней верхнего бьефа (таблица 1.2, рисунок 1.1 и 1.2);
- энергосистема – ОДУ Востока;
- коэффициент мощности: $k_N = 8,6$;
- потери напора в водоподводящих сооружениях: $\Delta h = 0,7$;
- НПУ Первомайской ГЭС: НПУ = 810,00 м;
- ряд гидрологических наблюдений за рекой Мая за период 1950–1999 гг. (приложение А, таблица А.1);
- требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1;
- суточный график нагрузок (плакат «Использование водной энергии»).

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды с водохранилища

$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	400	400	400	800	800	800	800	800	800	800	400	400
Потребление из водохранилища	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Фильтрация	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Испарение	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	-	-
Льдообразование	1	1	1	-2	-2	-	-	-	-	-	1	1

2.1.2 Определение максимальных расчетных расходов

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

$$k = \frac{Q_n}{Q_{\text{ср}}}, \quad (2.1)$$

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

$Q_{\text{ср}}$ – средний многолетний максимальный расход.

Коэффициент вариации ряда максимальных расходов:

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(k - 1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{5,11}{50}} = 0,320, \quad (2.2)$$

где n – число членов ряда максимальных расходов.

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации ряда максимальных расходов:

$$\delta_{C_v} = 100 \cdot \sqrt{\frac{1 + 3 \cdot C_v^2}{2 \cdot (n - 1)}} = 100 \cdot \sqrt{\frac{1 + 3 \cdot 0,320^2}{2 \cdot (50 - 1)}} = 11,5 \%, \quad (2.3)$$

где n – число членов ряда максимальных расходов.

Коэффициент асимметрии ряда максимальных расходов:

$$C_s = \frac{\Sigma(k - 1)^3}{C_v^3 \cdot n} = \frac{1,679}{0,320^3 \cdot 50} = 1,02. \quad (2.4)$$

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента асимметрии ряда максимальных расходов:

$$\begin{aligned} \delta_{C_s} &= 100 \cdot \frac{\sqrt{\frac{6 \cdot (1 + 6 \cdot C_v^2 + 5 \cdot C_v^4)}{n}}}{C_s} = \\ &= 100 \cdot \frac{\sqrt{\frac{6 \cdot (1 + 6 \cdot 0,320^2 + 5 \cdot 0,320^4)}{50}}}{1,02} = 43,8 \%. \end{aligned} \quad (2.5)$$

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации ряда максимальных расходов, полученная по формуле (2.3) слишком большая. Принимается коэффициент асимметрии ряда максимальных расходов равным:

$$C_s = C_v \cdot 2 = 2 \cdot 0,320 = 0,64. \quad (2.6)$$

По [30] назначается класс гидротехнического сооружения. Бетонная плотина Первомайской ГЭС – сооружение I-ого класса (по объёму водохранилища). Исходя из намеченного класса сооружения, определяются обеспеченности поверочного, основного и строительного максимальных расходов по [30].

Заполняем таблицу 2.2, используя формулы:

$$M_s = C_v \cdot \Phi, \quad (2.7)$$

$$k_s = M_s + 1, \quad (2.8)$$

$$Q_s = Q_{cp} \cdot k_s. \quad (2.9)$$

Результаты расчётов представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты расчётов максимальных расходов

$p, \%$	Φ	M_s	k_s	Q_s	Расход
0,01	6,05	1,94	2,94	12672	поверочный
0,1	4,56	1,46	2,46	10614	основной
0,5	3,54	1,12	2,12	9164	строительный

2.1.3 Кривые обеспеченности расходов

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный и маловодный. В первом приближении можно считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу.

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, маловодный сезон и период половодья. Ранжируется каждая последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

$$P(m) = m/(n + 1) \cdot 100 (\%), \quad (2.10)$$

где $P(m)$ – обеспеченность;

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

n – общее число членов ряда.

Результаты расчётов представлены в приложении Б, таблица Б.2.

Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного года принимаются равным 90%, средневодного – 50%.

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

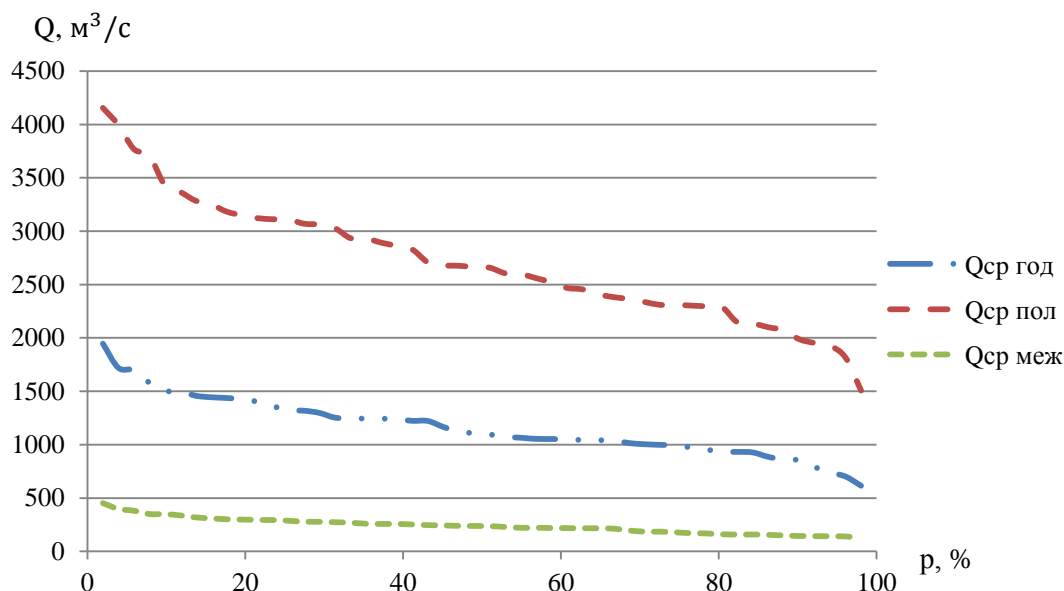


Рисунок 2.1 - Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

2.1.4 Выбор расчётного маловодного и средневодного года

Целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). К периоду половодья относятся месяцы, в которых расходы больше или равны среднегодовому расходу. Тогда остальные месяцы составят маловодный период. Половодье р. Мая с V-IX месяцы, остальные межень. Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаются 90% и 50% соответственно.

Коэффициенты приведения по межени и половодью для расчётного маловодного года:

$$K_M = \frac{Q_M^{1971}}{Q_M^{1952}} = \frac{144}{213} = 0,677; \quad (2.11)$$

$$K_{II} = \frac{Q_{II}^{1990}}{Q_{II}^{1952}} = \frac{1988}{1926} = 1,03. \quad (2.12)$$

С учётом того, что коэффициент по межени составил 0,677, а по половодью – 1,03, то при умножении на $Q_{90\%}$, получаем расходы, отличающиеся по среднему значению. Поэтому принимаем $K_{M.испр} = 0,798$. В качестве расчётного маловодного года принимаем 1952 г.

Для расчетного средневодного года по кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчётной обеспеченности: 1975 или 1977 годы. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. В результате расчета для 1975, выяснили, что коэффициенты приведения в двух случаях понижающие, следовательно,

искажают ряд исходных данных, и их применение недопустимо. Поэтому, в качестве расчётного средневодного года принимаем 1977 год, без дополнительных приведений и корректировок (таблица 2.3). Также необходимо учесть, что расходы в средневодном году ($P = 50\%$) были больше, чем расходы в маловодном году ($P = 90\%$).

Результаты приведения и корректировок представлены в таблице 2.3. Расчётные гидрографы представлены на рисунке 2.2.

Таблица 2.3 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года
Расходы в кубических метрах в секунду

Месяц	Расход маловодного года (90%)		Расход средневодного года (50%)
	исходный	приведённый	исходный
1	97	77	87
2	64	51	59
3	49	39	52
4	60	48	59
5	2820	2910	4280
6	2410	2487	2670
7	1500	1548	1680
8	1460	1507	2230
9	1440	1486	2460
10	818	653	828
11	285	227	339
12	120	96	225

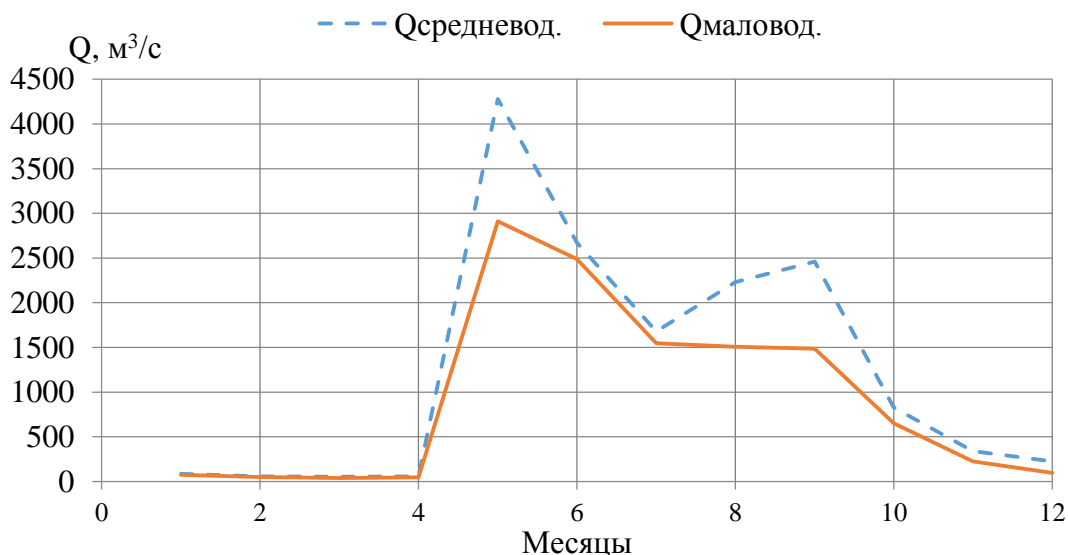


Рисунок 2.2 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

По типу графика рисунок 2.2 видно, что гидрограф имеет небольшое, растянутое половодье, повышенный летне-осенний сток и низкую зимнюю межень.

2.1.5 Определение типа регулирования

Объёмы, соответствующие отметкам НПУ и УМО, находятся по кривой связи объёмов и уровней верхнего бьефа (рисунок 1.1).

$$V_{\text{НПУ}} = 23,3 \text{ км}^3;$$

$$V_{\text{УМО}} = 10,2 \text{ км}^3.$$

Полезный объём водохранилища:

$$V_{\text{полезный}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 23,3 - 10,2 = 13,1 \text{ км}^3. \quad (2.13)$$

Среднегодовой сток:

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = 1163 \cdot 31536000 = 36,57 \text{ км}^3, \quad (2.14)$$

где $\bar{Q}_{\text{многолетний}}$ – среднегодовой расход из приложения А, таблица А.1;
 t – число секунд в году.

Для расчёта необходимо знать тип регулирования водохранилища, для этого рассчитывается коэффициент зарегулированности стока по формуле:

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{W} = \frac{13,1}{36,57} = 0,358, \quad (2.15)$$

где $V_{\text{полезный}}$ – полезный объём водохранилища;
 $\bar{W}_{\text{многолетний}}$ – среднегодовой сток в заданном створе.
Принимаем годовой тип регулирования.

2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов

2.2.1 Перераспределение стока маловодного года

Имея расчётный гидрограф маловодного года, требования водохозяйственного комплекса и потери воды из водохранилища, требуется определить среднемесячные мощности Первомайской ГЭС.

Полезный бытовой расход определяем, как разность среднемесячного расхода маловодного года и потерь воды из водохранилища:

$$Q_{\text{п.б}}^t = Q_{90\%}^t - Q_{\text{п}}^t - Q_{\text{и}}^t - Q_{\text{ф}}^t - Q_{\text{л}}^t, \quad (2.16)$$

где t – порядковый номер месяца;

$Q_{90\%}^t$ – среднемесячный расход маловодного года (таблица 2.3);

$Q_{п}^t, Q_{и}^t, Q_{ф}^t, Q_{л}^t$ – потери воды из водохранилища: потребление, испарение, фильтрация, льдообразование (таблица 2.1).

Напор на турбину определяется с учётом потерь, как разность отметки верхнего бьефа, которую принимаем равной НПУ гидроузла и отметки нижнего бьефа, определяемая по кривой связи.

Мощность, вырабатываемая станцией:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t, \quad (2.17)$$

где k_N – коэффициент мощности;

Q^t – расчётный расход (полезный бытовой или расход ВХК);

H^t – напор, соответствующий расчётному расходу.

Результаты расчётов приведены в приложении Б, таблица Б.3.

Перераспределение стока и определение среднемесячных мощностей работы станции отражено в приложении Б, рисунок Б.1.

За месяц сработки принимается первый месяц после половодья, в котором полезный бытовой расход становится меньше требований водохозяйственного комплекса (октябрь).

2.2.2 Водноэнергетические расчёты по условию маловодного года

Основной задачей водноэнергетического расчёта (далее - ВЭР) является по известным расчётным гидрографам маловодного и средневодного года, требованиям водохозяйственного комплекса, годовому графику среднемесячных мощностей определить: гарантированные мощности для каждого месяца, минимальный уровень сработки водохранилища (т.е. уровня мёртвого объёма (далее - УМО)), среднемноголетнюю выработку. Так же на основе ВЭР производится определение вытесняющей рабочей мощности и, как следствие, установленной мощности проектируемой станции.

Расчет начинается с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен $\nabla_{НПУ} = 810$ м и $V_H = 23,3$ км³.

Расход через турбины ГЭС определяем по формуле:

$$Q_{ГЭС}^t = Q_{п.б}^t - Q_{вдх}^t, \quad (2.18)$$

где $Q_{п.б}^t$ – по формуле (2.21);

$Q_{вдх}^t$ – расход воды из водохранилища.

Величина $Q_{вдх}^t$ варьируется для достижения нужной мощности. Причём в период наполнения водохранилища $Q_{вдх}^t$ имеет знак «минус».

Расход в нижний бьеф должен быть не меньше расхода, заданного ВХК.

Отметка уровня воды в ВБ на конец месяца определяется согласно известному объёму воды в водохранилище по кривой связи (рисунок 1.1).

Принимается следующее допущение – расход в течении месяца постоянен и при переходе от месяца к месяцу изменяется мгновенно, следовательно, отметка НБ в течении месяца постоянна и так же изменяется мгновенно при переходе от месяца к месяцу. Отметка уровня воды в НБ определяется по кривым связи в НБ (таблица 1.2), исходя из известного расхода в НБ.

Напор на турбине рассчитываем по формуле:

$$H^t = z_{\text{ВБ.ср}}^t - z_{\text{НБ}}^t - \Delta h, \quad (2.19)$$

где $z_{\text{ВБ.ср}}^t$ – среднее значение отметки ВБ;
 $z_{\text{НБ}}^t$ – отметка НБ, соответствующая расходу в нижний бьеф;
 Δh - потери напора (из исходных данных).

Мощность станции определяем по формуле:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t, \quad (2.20)$$

где Q^t – принимаем равным расходу воды через турбины ГЭС, найденному по формуле;

H^t – напор на турбине, найденный по формуле.

Результаты сработки-наполнения водохранилища по условию маловодного года приведены в приложении Б, таблица Б.4.

Результатом сработки наполнения являются:

– гарантированная мощность:

$$N_{\text{гар}} = 480 \text{ МВт};$$

– уровень мёртвого объёма:

$$\nabla_{\text{УМО}} = 787,9 \text{ м};$$

– полезный объём водохранилища:

$$V_{\text{полезный}} = 13,1 \text{ км}^3;$$

– график сработки-наполнения водохранилища (рисунок 2.3):

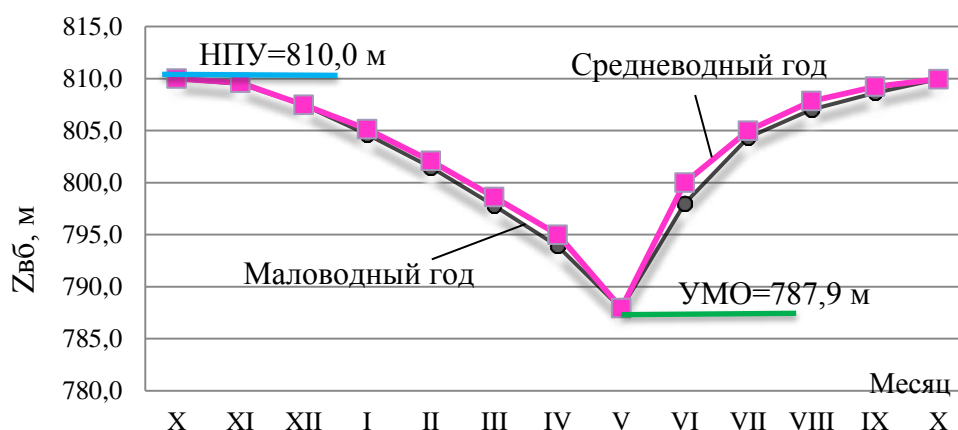


Рисунок 2.3 – График сработки-наполнения водохранилища

2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС

Первомайская ГЭС будет использована для питания горнодобывающих рудников электроэнергией для добычи золота в Хабаровском крае. Нагрузка энергосистемы представлена на плакате «Использование водной энергии».

На Первомайской ГЭС предусматривается нагрузочный резерв 1,5 % и аварийный резерв 8%, тогда установленная мощность проектируемой станции:

$$N_{уст} = 630 \text{ МВт.}$$

2.2.4 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года

Производится по тем формулам, что и ВЭР по условию маловодного года. Приток в водохранилище соответствует гидрографу расчётного средневодного года (таблица 2.3).

Сработку-наполнение средневодного года производим двумя способами:

1. Работа ГЭС по режиму уровня в расчетном маловодном году.

2. Работа ГЭС с мощностями, равными мощностям, принятым в маловодном году.

За конечный вариант принимаем первый способ, в котором среднемноголетняя выработка электроэнергии больше.

Среднемноголетняя выработка – 4,71 млрд. кВт·ч.

2.3 Баланс мощности и энергии

2.3.1 Баланс энергии Хабаровской энергосистемы

По данным среднемесячных мощностей Первомайской ГЭС (приложение Б, таблица Б.4), мощности генерации и потребления энергосистемы

(приложение А, таблица А.3), строится баланс энергии (плакат «Использование водной энергии Первомайской ГЭС на р.Мая»).

2.3.2 Баланс мощности Хабаровской энергосистемы

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме. При этом продолжительность ремонта агрегатов ГЭС принимается равной 15 дням, а частота проведения – раз в 6 лет.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}}{6} \cdot 1 \cdot \text{мес} = \frac{1 \cdot 630}{6} \cdot 1 \cdot \text{мес} = 105 \left(\text{МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \right), \quad (2.21)$$

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

Капитальный ремонт оборудования тепловых станций можно планировать, исходя из расчета останова каждого агрегата в ремонт в среднем 1 раз в 2 года.

Расчет выполняется аналогично предыдущему: $F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = 255 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}$

Баланс мощности изолированной энергосистемы в маловодном году приведен в таблице 2.4 и на плакате «Использование водной энергии».

Таблица 2.4 – Баланс мощности энергосистемы Башкортостана в маловодном году

Месяц	Энергосистема	Проектируемая ГЭС			ТЭС		
	$P_{\text{тmax}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{н}}$	$N_{\text{р}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{ав}}$	$N_{\text{р}}$
1	1315	620	31	0	695	105	0
2	1226	532	27	0	694	98	0
3	1072	373	19	105	699	86	0
4	894	400	20	0	494	72	0
5	740	500	25	0	240	59	43
6	651	560	28	0	91	52	84
7	651	560	28	0	91	52	84
8	740	500	25	0	240	59	44
9	894	400	20	0	494	72	0
10	1072	436	22	0	636	86	0
11	1226	532	27	0	694	98	0
12	3391	620	31	0	695	105	0

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

Необходимо определить область допустимой работы проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов.

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = \nabla ВВ - z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h_{вс}, \quad (3.1)$$

где $\nabla ВВ$ – отметка уровня воды в верхнем бьефе;

$z_{нб}(Q_{нб})$ - отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода;

$\Delta h_{вс}$ - потери напора в водопроводящих сооружениях.

Определение ограничения работы турбин:

- ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

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

где k_N - коэффициент мощности ($k_N = 8,6$);

- ограничение по пропускной способности ГЭС:

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

где $Q_{ГЭС}^{\max}$ – максимальный расход через ГЭС. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

H_p – расчётный по мощности напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора.

Результаты расчета представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

Кривая связи			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{НБ}^{зима}, м^3/с$	$Q_{НБ}^{лето}, м^3/с$	$Z_{НБ}, м$	$H_{НПУ}, м$	$H_{УМО}, м$	$H^p, м$	$H_{ГЭС}, м$	$Q_{ГЭС}, м^3/с$	$H_{ГЭС}, м$	$Q_{ГЭС}, м^3/с$
0	0	737,00	61,3	39,2	54,4	66,55	1100,8	44,7	1078,4
900	1000	741,66	62,2	40,1	55,2	66,55	1100,8	44,7	1078,4
1800	2000	745,16	63,1	41,0	56,1	66,55	1100,8	44,7	1078,4
2700	3000	747,33	64,0	41,9	57,1	66,55	1100,8	44,7	1078,4
3600	4000	749,00	65,0	42,9	58,0	66,55	1100,8	44,7	1078,4
4500	5000	750,00	66,0	43,9	59,0	66,55	1100,8	44,7	1078,4
5400	6000	751,00	67,0	44,9	60,1	59,1	1239,5	59,1	1240,0
6300	7000	751,66	68,1	46,0	61,1	59,1	1239,5	59,1	1240,0
7200	8000	752,00	69,2	47,1	62,2	59,1	1239,5	59,1	1240,0
8100	9000	752,32	70,3	48,2	63,4	59,1	1239,5	59,1	1240,0
9000	10000	752,48	71,5	49,4	64,5	59,1	1239,5	59,1	1240,0
9900	11000	752,64	61,3	39,2	54,4	66,55	1100,8	44,7	1078,4
10800	12000	752,80							

По полученным значениям построено режимное поле с учетом ограничений по мощности и пропускной способности. Оно отображено на рисунке 3.1.

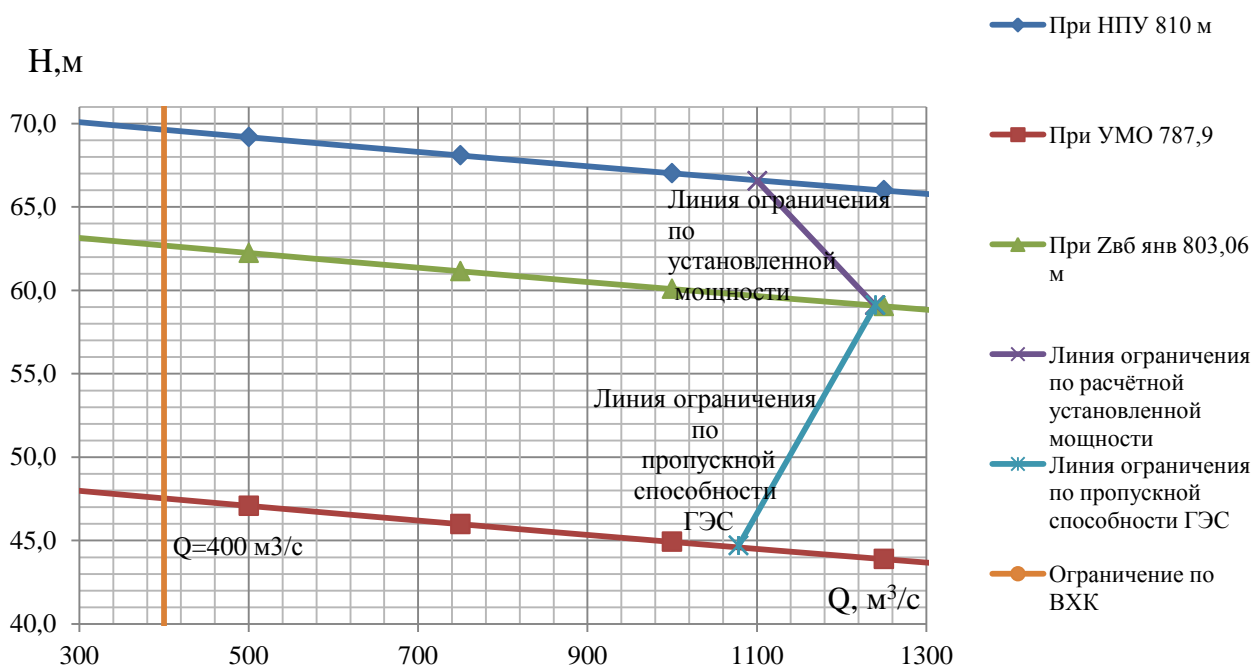


Рисунок 3.1 - Режимное поле Первомайской ГЭС

Из построенного режимного поля были определены:

- максимальный напор $H_{\max} = 69,9$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;

- максимальный расход $Q_{\text{ГЭС}}^{\max} = 1240$ м³/с Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

- расчётный напор $H_{\text{расч}} = 59,1$ м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

- минимальный напор $H_{\min} = 44,8$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

Для полученного диапазона изменения напора по справочным материалам подбираем все возможные типы гидротурбин, исходя из следующих условий:

1) значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного;

2) отношение $\frac{H_{\min}}{H_{\max}} = \frac{44,8}{69,9} = 0,6$ должно быть не меньше справочных данных;

3) максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбин должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Гидротурбины выбираем, исходя из величины максимального напора на станции и отношения минимального напора к предельному напору турбины. При этом если это отношение выбранной турбины больше, значит, данный тип турбины не подходит.

В таблице 3.2 представлены характеристики модельных гидротурбин, подходящих по вышеперечисленным условиям.

Таблица 3.2 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр	ПЛ70-В	ПЛД70-В60°	РО75-В
Предельный напор $H_{\text{п}}$, м	70	70	75
H_{\min}/H_{\max}	0,5	0,5	0,6
Приведённая частота вращения оптиума $n'_{\text{ло}}$, мин ⁻¹	106	107	83
Приведённый расход оптиума $Q'_{\text{ло}}$, л/с	860	1020	1010
КПД оптиума $\eta_{\text{мо}}$, о.е.	0,902	0,907	0,918
Приведённый расход максимальный $Q'_{\text{лmax}}$, л/с	1300	1300	1220

Продолжение таблицы 3.2

Параметр	ПЛ70-В	ПЛД70-В60°	РО75-В
Коэффициент кавитации при приведённом расходе максимальном σ	0,45	0,18	0,128
Диаметр D_{1M} , м	0,460	0,345	0,460
Напор H_M , м	4	6	4
Температура воды при испытаниях t_M , °С	4	7	7
Приведённый расход воды в расчётной точке $Q'_{Iр}$, л/с	1350	1680	1170
Кинематический коэффициент вязкости, м ² /с	$1,55 \cdot 10^5$	$1,48 \cdot 10^5$	$1,48 \cdot 10^5$

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполняем расчеты для ряда стандартных диаметров для каждого типа турбин.

Коэффициент полезного действия натурной гидротурбины определяем по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_{MO}) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{D_{1M}}{D_1}\right)^2 \cdot \frac{H_M}{H_p} \cdot \left(\frac{\nu_H}{\nu_M}\right)^2} \right), \quad (3.4)$$

где η_{MO} – коэффициент полезного действия модельной гидротурбины в точке оптимума (таблица 1.2);

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям;

D_{1M} – диаметр модельной гидротурбины;

D_1 – диаметр натурной гидротурбины;

H_M – напор на модельной гидротурбине;

H_p – расчётный напор натурной гидротурбины, формула;

ν_H – кинематический коэффициент вязкости воды натурной гидротурбины;

ν_M – кинематический коэффициент вязкости воды модельной гидротурбины.

Мощность одного агрегата:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{Iр} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{г ср}, \quad (3.5)$$

где $\eta_{г ср}$ – средний коэффициент полезного действия генератора

Принимаем $\eta_{г ср} = 0,97$.

Число агрегатов:

$$z'_a = \frac{N_{уст}}{N'_a}, \quad (3.6)$$

где N'_a – мощность агрегата из выражения (3.5).

Число агрегатов рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной.

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = N_{уст} / Z_a, \quad (3.7)$$

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{1p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.8)$$

где n'_{1p} – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке (таблица 3.2);

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

По полученной синхронной частоте вращения принимается ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения по известному стандартному ряду [1].

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

$$n'_1 = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.9)$$

где n_c – стандартное значение синхронной частоты вращения;

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

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_1 \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{г\text{ ср}}}. \quad (3.10)$$

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии n'_{1p} , чтобы произведение $Q'_1 \cdot \eta_T$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства. Необходимо сделать перерасчёт режимного поля на координаты универсальной характеристики (рисунок В.1 приложения В).

Приведённый расход:

$$Q'_1 = \frac{Q_{\min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.11)$$

где Q_{\min} – минимальный расход через станцию.

Правая граница пересчитанного режимного поля состоит из двух линий. Верхняя линия проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата. Нижняя линия строится по двум точкам, одна из которых – расчётная точка, а другая – точка, определённая по формуле (3.10), подстановкой в формулу максимального напора.

Выбор подходящего типа гидротурбин производится в следующем порядке. В первую очередь не учитываются те гидротурбины, левая граница режимного поля которых выходит за пределы универсальной характеристики или находится в непосредственной близости к оптимуму или за ним. После чего из рассмотрения удаляются турбины, у которых в промежутке между максимальными и минимальными приведёнными оборотами оптимум находится слишком близко к линии максимальных оборотов (из условия, что турбина должна работать с наибольшим КПД в диапазоне напоров от максимального до расчётного).

Анализируя полученные варианты параметров данных турбин, указанные в таблицах В.1-В.2 приложения В, была выбрана турбина РО75-В с диаметром рабочего колеса $D_1=6,0$ м, количество агрегатов принимаем $Z_a = 4$, синхронная частота вращения $n_c = 115,4$ об/мин.

3.2 Гидротурбины и их проточная часть

3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

Отметка рабочего колеса находится по формуле:

$$\nabla Z_{P.K.} = Z_{H.B.}(Q_{H.B.}) + H_S, \quad (3.12)$$

где $Z_{H.B.}(Q_{H.B.})$ – отметка уровня воды в НБ при $Q_{H.B.}$, соответствующая расчётному значению высоты отсасывания H_S . Высота отсасывания рассчитывается для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев:

- 1) Работа одного агрегата с расчётной мощностью при НПУ;
- 2) Работа одного агрегата с расчётной мощностью при расчётном напоре;
- 3) Работа одного агрегата при минимальном напоре и соответствующей мощностью на линии ограничения по турбине.

Высота отсасывания:

$$H_S = B - \frac{\nabla Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5, \quad (3.13)$$

где $B = 10,33$ м вод. ст. – барометрическое давление;

$\nabla Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ – отметка НБ при данном расходе;

σ – коэффициент кавитации, определяемый по универсальной характеристике для расчетных условий.

При определении высоты отсасывания, необходимо определить приведенные расходы воды, в конкретном случае, перевести их в натурные и по кривой связи НБ (рисунок 1.2) определить отметку нижнего бьефа.

Пользуясь формулой (3.13) определяем высоту отсасывания.

Из условия обеспечения бескавитационной работы высоту отсасывания выбирают такой, чтобы обеспечить бескавитационную работу во всех режимах.

Расчёты для каждого случая сводим в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбин

Тип турбины	Режим 1					Режим 2				
	∇ НБ	σ	H_{max}	H_{s1}	отм.уст-ки	∇ НБ	σ	H_p	H_{s2}	отм.уст-ки
ПЛ70 ($D_1=5,3$)	737,02	0,22	69,9	-7,4	729,62	737,08	0,35	59,1	-12,7	724,38
ПЛ70 ($D_1=5,6$)	737,15	0,23	69,9	-8,1	729,05	737,50	0,54	59,1	-24	713,50
ПЛД70 ($D_1=6$)	737,06	0,14	69,9	-0,66	736,40	737,72	0,29	59,1	-8,5	729,22
ПЛД70($D_1=6,3$)	737,85	0,27	69,9	-9,7	728,15	737,94	0,39	59,1	-13,9	724,04
РО75($D_1=6$)	738,21	0,10	69,9	-0,6	737,61	738,93	0,18	59,1	-1,8	737,13
Тип турбины	Режим 3									
	∇ НБ	σ	H_{min}	H_{s3}	отм.уст-ки					
ПЛ70 ($D_1=5,3$)	737,01	0,35	44,8	-7,7	729,31					
ПЛ70 ($D_1=5,6$)	737,21	0,53	44,8	-15,8	721,41					
ПЛД70($D_1=6$)	737,08	0,22	44,8	-0,73	736,35					
ПЛД70 ($D_1=6,3$)	737,61	0,33	44,8	-5,6	732,01					
РО75($D_1=6$)	737,02	0,2	44,8	-0,15	736,87					

Анализируя таблицу 3.3, определяемся с типом и диаметром рабочего колеса – РО75-В с $D_1=6,0$ м. Высота отсасывания данной турбины удовлетворяет условию: во всех трех режимах турбина обеспечивает бескавитационную работу, а меньшее заглубление наиболее экономически выгодно.

3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала

По чертежу проточной части модельной гидротурбины определяются основные геометрические размеры гидротурбины.

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,596 \cdot D_1 = 2,596 \cdot 6 = 15,57 \text{ м.} \quad (3.14)$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{с.к.вх}} = 1,305 \cdot D_1 = 1,305 \cdot 6 = 7,83 \text{ м.} \quad (3.15)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_{\text{с.к}} = 345^\circ.$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{\text{сп}} = 3,667 \cdot D_1 = 3,667 \cdot 6 = 22 \text{ м.} \quad (3.16)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,5 \cdot D_1 = 4,5 \cdot 6 = 27 \text{ м.} \quad (3.17)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 3,133 \cdot D_1 = 3,133 \cdot 6 = 18,79 \text{ м.} \quad (3.18)$$

По полученным данным строится бетонная спиральная камера, которая показана на рисунке 3.2.

Диаметр шахты агрегата, принимаем равной:

$$D_{\text{ш}} = 9 \text{ м.}$$

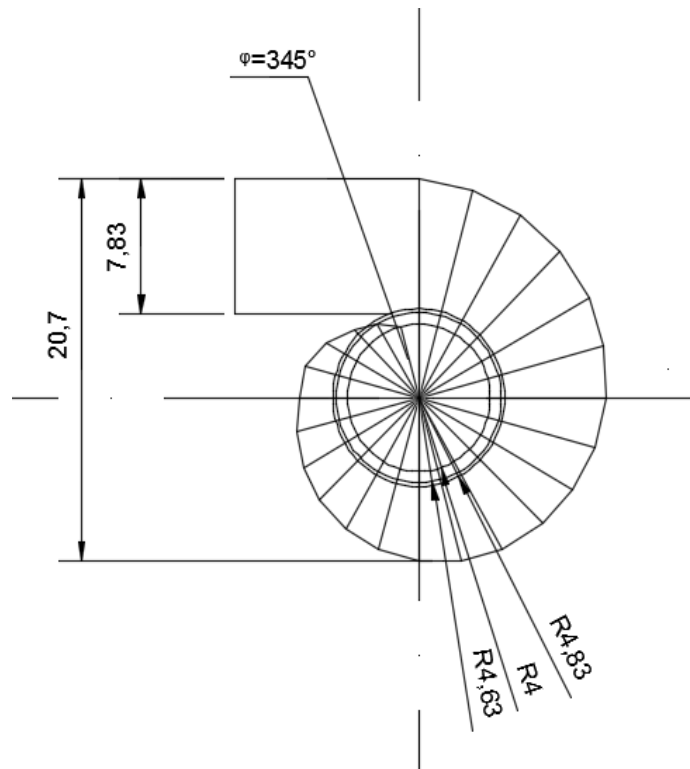


Рисунок 3.2 - Спиральная камера

Наружный диаметр вала:

$$D'_B = 105 \cdot \left(\frac{N_a}{n_c}\right)^{0,35} = 105 \cdot \left(\frac{157500}{115,4}\right)^{0,35} = 1,09 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизированного:

$$D_B = 1,1 \text{ м.}$$

По рекомендациям ширина здания ГЭС:

$$B'_{\text{ГЭС}} = D_{\text{ш}} + 4 = 9 + 4 = 13 \text{ м.} \quad (3.20)$$

$D_{\text{ш}}$ – диаметр шахты агрегата из выражения (3.21).

Принимается ширина машинного зала:

$$B_{\text{мз}} = 30 \text{ м.}$$

Для приплотинных зданий ГЭС ширина блока:

$$B_{\text{бл}} = 4 \cdot D_1 = 4 \cdot 6 = 24 \text{ м.} \quad (3.21)$$

Ширина монтажной площадки:

$$L_{\text{МП}} = (1 \div 1,3)B_{\text{бл}} = 1,3 \cdot 24 = 31,2 \text{ м.} \quad (3.22)$$

Длина машинного зала:

$$L_{\text{МЗ}} = n \cdot B_{\text{бл}} + L_{\text{МП}} = 4 \cdot 24 + 31,2 = 127,2 \text{ м.} \quad (3.23)$$

Принимаем высоту машинного зала в зависимости от проноса самого габаритного узла гидроагрегата:

$$H'_{\text{МЗ}} = 18 \text{ м.}$$

3.2.3 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслонапорная установка (МНУ), размещение которой должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания ГЭС. Габаритные размеры МНУ определяются объемом масловоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

Тип маслонапорной установки: МНУ 8/1-40-12,5-2.

3.2.4 Выбор электрогидравлического регулятора

По номограмме [4] определяем тип ЭГР. Так как турбина РО, то выбираем ЭГР (для ГА с одним регулирующим органом). Диаметр главного золотника 100 мм.

Выбираем электрогидравлический регулятор ЭГР – МП – 100 – 11.

3.3 Выбор гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным [5] серийных типов по расчетному значению его номинальной активной мощности и синхронной частоте вращения.

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{НОМ}} = \frac{N_a}{\cos\varphi}; \quad (3.24)$$

где $\cos\varphi = 0,8 - 0,9$.

$$S_{\text{НОМ}} = \frac{157,5}{0,80} = 196,9 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{6000}{n_c}; \quad (3.25)$$

$$p = \frac{6000}{115,4} = 52.$$

По каталогу гидрогенераторов НПО «ЭЛСИБ» [6] выбираем СВ-1500/130-52, основные данные которого представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Номинальные данные гидрогенератора СВ 1500/130-52

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВА	200
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном}}$	МВт	160
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,85
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$	кВ	13,8
Номинальный ток	$I_{\text{ном}}$	кА	6,7
Номинальная частота вращения	$N_{\text{ном}}$	об/мин	115,4
Сверхпереходное сопротивление	X''_d	о.е.	0,17
Система возбуждения	тиристорная		
Исполнение	зонтичное		

Гидрогенератор имеет систему косвенного воздушного охлаждения с циркуляцией охлаждающего воздуха по замкнутому контуру.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд

Основные требования предъявляемые к главным схемам ГЭС:

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

Главная электрическая схема Первомайской ГЭС должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечать требованиям необходимой надежности, маневренности, удобствам и безопасности эксплуатации, а также условиям оптимизации затрат на оборудование и его эксплуатацию.

Уровень этих требований в современных условиях повышен в связи с высокой ролью и ответственностью гидроэлектростанций в обеспечении безопасности электроснабжения потребителей и надежности функционирования энергосистем, в том числе, в периоды возникновения и ликвидации аварийных ситуаций.

В энергосистеме присутствуют подстанции 220 кВ, 500 кВ. По карте-схеме размещения линий электропередачи подстанций было определено, что ближайшей является подстанция «Эльгауголь» 220 кВ.

По условиям вышеперечисленных требований, а также для обеспечения бесперебойной работы энергосистемы, была выбрана схема с единичными блоками. На генераторном напряжении 13,8 кВ для питания собственных нужд выполняются ответвления.

Структурная схема Первомайской ГЭС представлена на рисунке 4.1.

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

Электрическая схема СН Первомайской ГЭС выполнена с напряжением 6 и 0,4 кВ.

Проект Первомайской ГЭС выполняет все требования Технической политики ОАО «РусГидро».

Согласно стандарту [2] необходимо предусматривать не менее двух независимых источников питания при любом режиме работы станции, в том числе при отключении одного из независимых источников питания. На Первомайской ГЭС в качестве источников питания будут приняты:

- от подстанции «РЦ» 35 кВ;
- дизель-генераторная установка (ДГУ).

Главная схема электрических соединений представлена на чертеже «Главная схема Первомайской ГЭС».

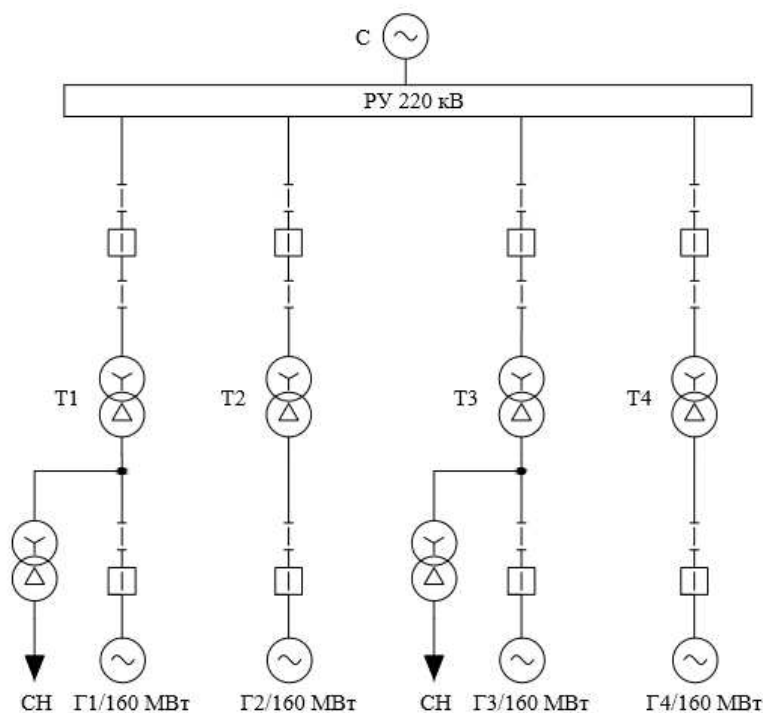


Рисунок 4.1 – Структурная схема Первомайской ГЭС

4.2 Выбор трансформаторов

4.2.1 Главные повышающие трансформаторы

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

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Гном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\text{Г}}}, \quad (4.1)$$

$$S_{\text{расч}} = \frac{160 - 1,6}{0,85} = 186,3 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦ-200000/220. Параметры трансформатора приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Каталожные данные трансформатора ТДЦ 200000/220

$S_{\text{НОМ}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{Н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{К}}, \%$	$\Delta P_{\text{К}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{ХХ}}, \text{кВт}$	$I_{\text{Х}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
200	242	13,8	11	660	130	0,4

Трансформатор имеет охлаждение с дутьем и принудительной циркуляцией воздуха (вид охлаждения ДЦ).

4.2.2 Выбор трансформаторов собственных нужд

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

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot S_{\text{ГНОМ}}; \quad (4.2)$$

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot 630/0,85 = 7,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{\text{Тс.н.}} \geq S_{\text{с.н.}}$$

Выбирается трансформатор ТСЛ-4000/13,8. Трансформатор масляный с РПН. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Каталожные данные трансформатора ТСЛ-4000/13,8

$S_{\text{НОМ}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{Н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{К}}, \%$	$\Delta P_{\text{К}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{ХХ}}, \text{кВт}$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$			
4	13,8	6	5,4	24	5,3

4.3 Распределительное устройство

4.3.1 Выбор проводов отходящих воздушных линий

Суммарная мощность РУ:

$$S_{\Sigma} = n_{\text{Г}} \cdot (S_{\text{Г}} - S_{\text{сн}}); \quad (4.3)$$

$$S_{\Sigma} = 4 \cdot (186,3 - 2) = 737,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

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

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{л} = \frac{S_{\Sigma}}{K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos \varphi_c}; \quad (4.4)$$

$$n_{л} = \frac{737,2}{1,2 \cdot 135 / 0,85} = 3,86.$$

Принимается число ВЛ равным $n_{л} = 4 + 1 = 5$.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (4.5)$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{737,5}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,352 \text{ кА.}$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}}, \quad (4.6)$$

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

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

$$I_{\text{расч}} = 1,1 \cdot 1,05 \cdot 0,352 = 0,369 \text{ кА.}$$

По величине расчётного тока выбираем провод АС – 240/39 . Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$.

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (4.7)$$

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{737,5}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,586 \text{ кА.}$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}$, следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

4.3.2 Выбор схемы распределительного устройства

Согласно СТО «РусГидро» [1] регламентирует схему распределительного устройства.

Условия выбора схемы РУ:

1. Напряжение передачи — 220кВ;
2. Число присоединений РУ-220кВ: 9 (5 ВЛЭП 220 кВ, 4 единичных блоков генератор – трансформатор).

При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ, согласно [1] и при наличии потребителя первой категории, рекомендуется схема две рабочие и обходной системы сборных шин. Выбранная схема в общем виде представлена на рисунке 4.2.

Основные требования, предъявляемые к схемам РУ, заключаются в обеспечении качества функционирования ПС: надежности, экономичности, простоте, возможности безопасного обслуживания.

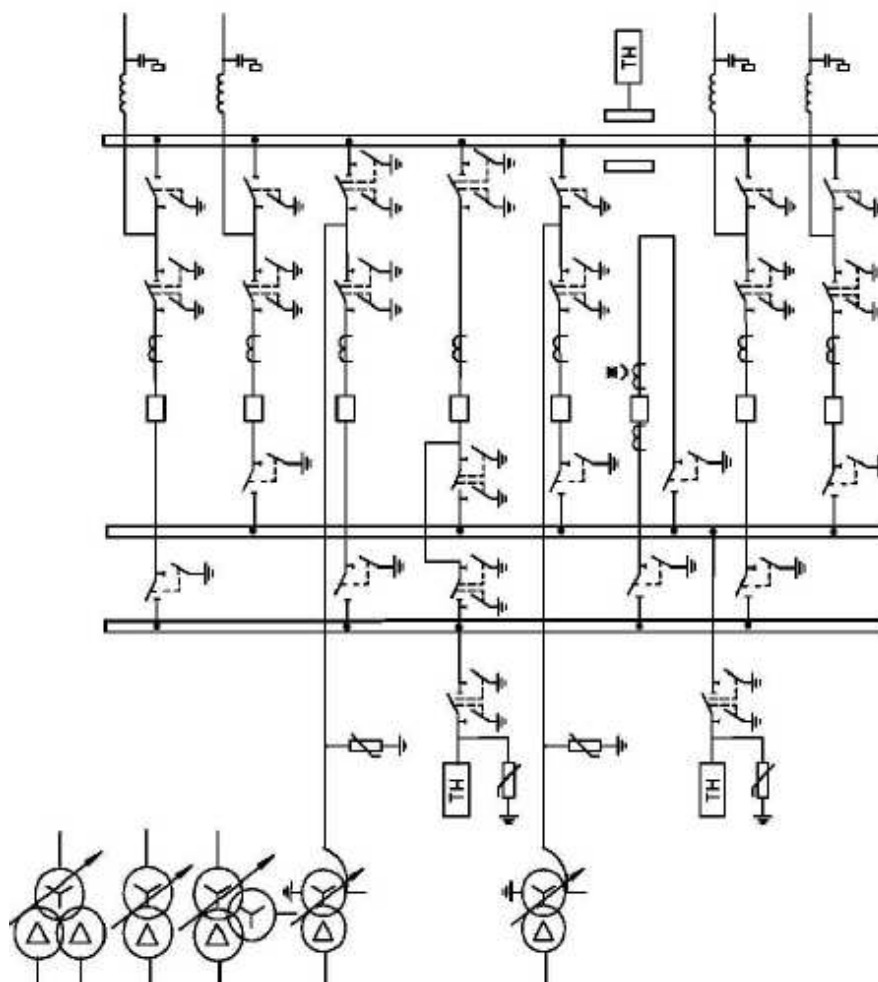


Рисунок 4.2 – Схема РУВН 220 кВ

4.3.3 Электротехническое оборудование

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

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение ряда требований, вытекающих из условий работы. Аппараты и проводники должны:

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

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

4.4 Расчёт токов короткого замыкания для выбора электрических аппаратов

4.4.1 Составление схемы замещения

Расчетная схема замещения представлена на рисунке 4.3.

Для генераторного напряжения расчетной является точка К-2 (на выводах генератора), для РУ высшего напряжения расчетной точкой является К-1 (СШ 220 кВ).

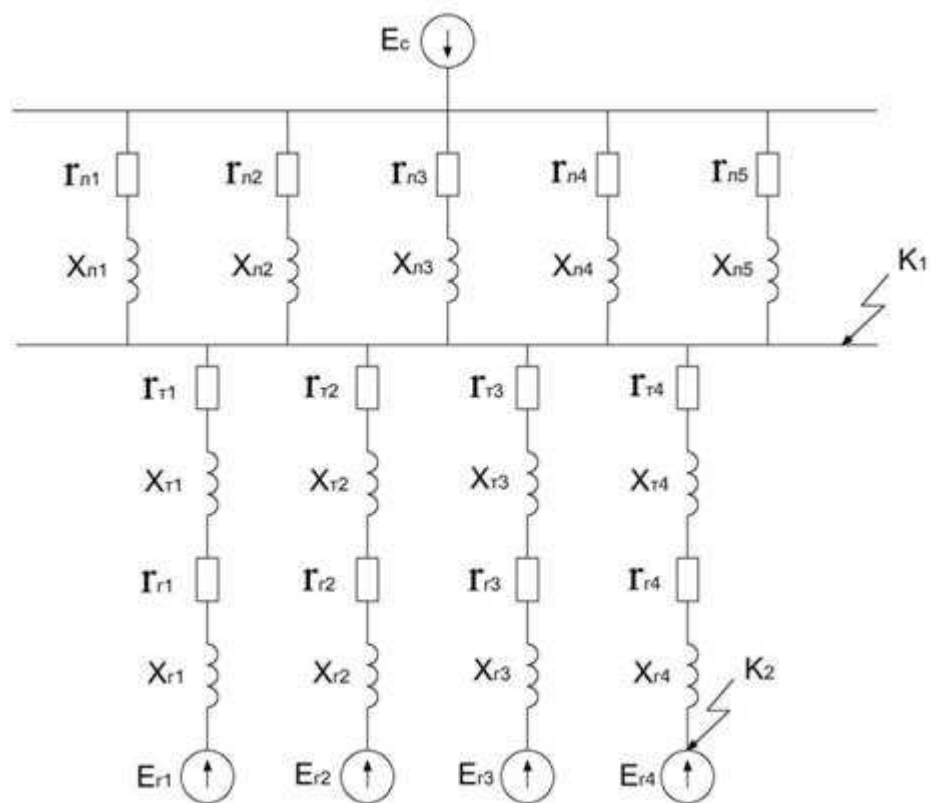


Рисунок 4.3 – Расчетная схема замещения

Так как расчет токов КЗ будет производиться в ПК «RastrWin», то значения параметров схемы замещения необходимо привести в именованных единицах.

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,17 \cdot \frac{13,8^2}{200} = 0,162. \quad (4.8)$$

где x_d'' – сверхпереходное сопротивление по продольной оси, о.е.;

$S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность генератора, МВ·А.

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_*'' \cdot U_6 = 1,1 \cdot 15,75 = 17,3 \text{ кВ}. \quad (4.9)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\Gamma} = \frac{U_K \% \cdot U_{\text{ВН}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 200} = 33 \text{ Ом}. \quad (4.10)$$

Система:

$$x_c = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{220^2}{150} = 322,67 \text{ Ом.} \quad (4.11)$$

Линии связи с энергосистемой:

$$x_{\text{л}} = \frac{x_{0,\text{уд}} \cdot l}{n} = \frac{0,435 \cdot 114}{5} = 9,91 \text{ Ом,} \quad (4.12)$$

где $x_{\text{уд}}$ – индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, для провода АС-240/39;

l – длина линии, км;

n – число параллельных линий.

ЭДС энергосистемы:

$$E_c = E_{*c} \cdot U_{61} = 230 \text{ кВ.} \quad (4.13)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_{\text{T}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{13,8}{242} = 0,06. \quad (4.14)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{50} = 0,0032 \text{ Ом.} \quad (4.15)$$

$$r_c = \frac{x_c}{20} = 16,13 \text{ Ом.} \quad (4.16)$$

$$r_{\text{л}} = \frac{r_{0,\text{уд}} \cdot l}{n} = 2,69 \text{ Ом,} \quad (4.17)$$

где $r_{0,\text{уд}}$ – индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, для провода АС-240/39.

$$r_{\text{T}} = \frac{\Delta P_k}{2} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{660 \cdot 10^{-3}}{2} \cdot \frac{242}{200^2} = 0,00013 \text{ Ом.} \quad (4.18)$$

4.4.2 Расчет токов КЗ с помощью программного обеспечения RastrWin

Пример расчета и заполнения данных в программе для точки трехфазного и однофазного короткого замыкания на сборных шинах 220 кВ, трехфазного КЗ на главных выводах генератора представлены в таблицах 4.3-4.6.

Таблица 4.3 – Задание узлов схемы в исходных данных «Узлы/Несим/ИД»

Тип	№ узла	Название	$U_{ном}$, кВ
зак	1	Выводы Г1	14
зак	2	Выводы Г2	14
зак	3	Выводы Г3	14
зак	4	Выводы Г4	14
у	5	СШ 220 кВ	220
у	6	Система	220

Таблица 4.4 – Задание ветвей схемы в исходных данных «Ветви/Несим/ИД»

Тип	№ нач.	№ кон.	Название	г	х	Кт/г	х0
Тр-р	5	1	СШ - Г1	0,46	11,5	0,17	11,5
Тр-р	5	2	СШ - Г2	0,46	11,5	0,17	11,5
Тр-р	5	3	СШ - Г3	0,46	11,5	0,17	11,5
Тр-р	5	4	СШ - Г4	0,46	11,5	0,17	11,5
ЛЭП	6	5	Система - СШ	8,76	9,91		24,63

Таблица 4.5 – Задание генераторов схемы в исходных данных «Генератор/Несим»

№ агр.	Название	№ узла	х	х2	х0	Е
1	Г1	1	0,162	0,162	0,09	17,30
2	Г2	2	0,162	0,162	0,09	17,30
3	Г3	3	0,162	0,162	0,09	17,30
4	Г4	4	0,162	0,162	0,09	17,30
5	Система	6	322,67	322,67	151,3	220

Результаты расчетов токов КЗ представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Результаты расчета токов короткого замыкания

№	Тип	$I_{п.0}$	i_y
К2	3ф	109,4	278,5
К1	3ф	8,9	22,6
К1	1ф	13,2	33,6

4.4.3 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

Значения рабочих токов присоединений необходимы для выбора аппаратов и проводников по рабочему режиму. Рабочий режим делится на нормальный и утяжелённый.

Под нормальным режимом установки понимают режим, предусмотренный планом эксплуатации. В нормальном режиме функционируют все элементы данной электроустановки без вынужденных отключений и без перезагрузок.

Утяжелённым режимом называется режим при вынужденном отключении части присоединений вследствие их повреждения или в связи с профилактическим ремонтом. При этом рабочие токи других присоединений могут заметно увеличиться и значительно превышать рабочие токи нормального рабочего режима.

Ток рабочий максимальный в цепи генератора Г1-Г4:

$$I_{Г\text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г\text{ НОМ}}} = \frac{1,05 \cdot 200}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 0,878 \text{ кА}, \quad (4.19)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение генератора;
 $S_{\text{НОМ}}$ – полная номинальная мощность генератора.
Расчётный ток присоединения трансформаторов Т1-Т4:

$$I_{Т\text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т\text{ НОМ}} \cdot K_T} = \frac{1,05 \cdot 200}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 17,5} = 0,501 \text{ кА}, \quad (4.20)$$

где $U_{Т\text{ НОМ}}$ – номинальное напряжение генератора;
 S_T – полная номинальная мощность трансформатора.
Рабочий ток в линиях связи с системой 220 кВ:

$$I_{Л1-Л2,\text{раб.мах}} = \frac{1,05 S_{\text{раб.мах}}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{S_{Г1-Г4} - S_{ТСН}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{3 \cdot 192,6}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 220} = 379 \text{ А}; \quad (4.21)$$

$$I_{Л1-Л2,\text{раб.утж}} = \frac{S_{Г1-Г4} - S_{ТСН}}{\sqrt{3} \cdot (n_W - 1) \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{3 \cdot 192,6}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 220} = 505 \text{ А}. \quad (4.22)$$

4.5 Выбор электрических аппаратов 220 кВ

ВЭБ-220УХЛ1 – элегазовый баковый выключатель предназначен для коммутаций электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц номинальным напряжением 220 кВ. Выключатели эксплуатируются на открытом воздухе с умеренным климатом при высоте установки над уровнем моря до 1000 м. Встроенные трансформаторы тока предназначены для передачи сигнала,

пропорционального току в сети, измерительным приборам и устройствам защиты. Производитель ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротрактормаш». Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Паспортные данные выключателя ВЭБ-110П

$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{наиб.раб}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{номоткл}}$, кА
220	252	2500	50

Выключатель комплектуется встроенными трансформаторами тока типа ТВГ-220. Каталожные данные ТВГ-220 представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 - Каталожные данные трансформатора тока ТВГ-220

$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{первич}}$, А	$I_{\text{вторич}}$, А	$t_{\text{протек}}$ $I_{\text{терм.ст}}$, с	$I_{\text{терм.ст}}$, кА
220	2000	5	3	50

Разъединители РГ - 220 УХЛ1 предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрических цепей переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 220, с созданием видимого разрыва, а также заземления отключенных участков при помощи стационарных заземлителей. Разъединители применяются для отключения токов холостого хода трансформаторов, зарядных токов воздушных и кабельных линий.

Производитель ОАО ВО «Электроаппарат».

Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Паспортные данные разъединителя РГ- 220 УХЛ1

$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{терм}}$, кА	$I_{\text{дин}}$, кА
220	1000	31,5	80

Трансформатор напряжения ЗНОГ-220У1.

Трансформаторы напряжения предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам учета, измерения, защиты и автоматики в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц класса напряжения 220 кВ для наружной установки.

Основные данные:

- Класс точности обмотки для учета: 0,2;
- Класс точности обмотки для защиты: 3Р.

Исходя из ПУЭ, трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений. Устанавливаем ОПН-РК-220 УХЛ1 фирмы ЗАО «ТавридаЭлектрик».

Высокочастотный заградитель исходя из тока рабочего утяжелённого режима – ВЗ-900-0,25 (высокочастотный заградитель, номинальный ток, номинальная индуктивность).

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

Микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-МЗ предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации.

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

Прибор автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии и сопоставляет с нормативными значениями (в соответствии с ГОСТ 13109-97), что позволяет отслеживать отклонения от нормативных параметров, а следовательно - предотвращать аварийные ситуации и существенно сократить эксплуатационные расходы на ремонт оборудования, обеспечив его работоспособность, надежность и долговечность.

4.6 Выбор и проверка коммутационных аппаратов на генераторном напряжении

На генераторном напряжении принят генераторный комплекс HECS-130 компании АВВ. Номинальные параметры представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Генераторный комплекс HECS-130

Параметры	Расчётные данные	HECS – 130
Номинальное напряжение, кВ	13,8	До 25,3
Ток максимальный рабочий, кА	8,78	12
Ток КЗ, кА	109,4	130
Ток ударный, кА	278,5	360

5 Релейная защита и автоматика

5.1 Перечень защит основного оборудования

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

На главном генераторе ГГ:

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

На силовом трансформаторе блока:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;

На трансформаторе СН ГЭС:

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

- Защита от потери охлаждения;
- Реле тока охлаждения;
- Защита от перегрева трансформатора.

На линиях электропередачи 220 кВ:

1. Основные защиты:

а) дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

2. Резервные защиты:

б) 3-х ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;

в) токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;

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

д) для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ предусматривается УРОВ 220 кВ.

5.2 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты

Учитывая неоспоримые преимущества цифровой техники – высокое качество, надежность срабатывания, упрощенная эксплуатация, уменьшение времени по обслуживанию, гибкость функций, постоянное диагностирование, внедрение микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики на элементах Первомайской ГЭС существенно повышает надежность обслуживания и эксплуатации оборудования и совместно с АСУТП обеспечит в достаточной степени, безаварийную работу станции.

Для защиты силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики российского научно-производственного предприятия «ЭКРА».

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.

Проведем расчет продольной дифференциальной защиты генератора реализованной в шкафах защит генератора фирмы «ЭКРА».

5.3 Расчет уставок защит генератора

5.3.1 Продольная дифференциальная защита генератора

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

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

1) Ток небаланса:

$$I_{\text{НБ(К)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{Н}} = 0,05 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.1)$$

где $K_{\text{ОДН}} = 0,5$ - коэффициент однотипности ТТ;

$f_i = 0,1$ – относительная погрешность ТТ.

$$I_{\text{НБ}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 9165 = 458 \text{ А.}$$

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{ср0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{Н}} = 0,1 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.2)$$

Принимается уставка:

$$I_{\text{ср0}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.3)$$

2) Коэффициент торможения K_{T}

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{МАКС}} = 0,05 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.4)$$

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

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

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

$I_{\text{макс}}$ - максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, определяемый как:

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_{\text{Г}}''}{x_d''} \cdot I_{\text{Н}} = \frac{1,1}{0,17} \cdot 6700 = 4335,2 \text{ А}, \quad (5.5)$$

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 4335,2 = 4335 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}}, \quad (5.6)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;
 I_T – ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_T} = \frac{4335,2 \cdot 2}{43352} \quad (5.7)$$

$$K_T > 0,2,$$

Принимается уставка $K_T=0,3$.

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

$$I_{НТ} = \frac{I_{*СР}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.8)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*СР}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.9)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты.

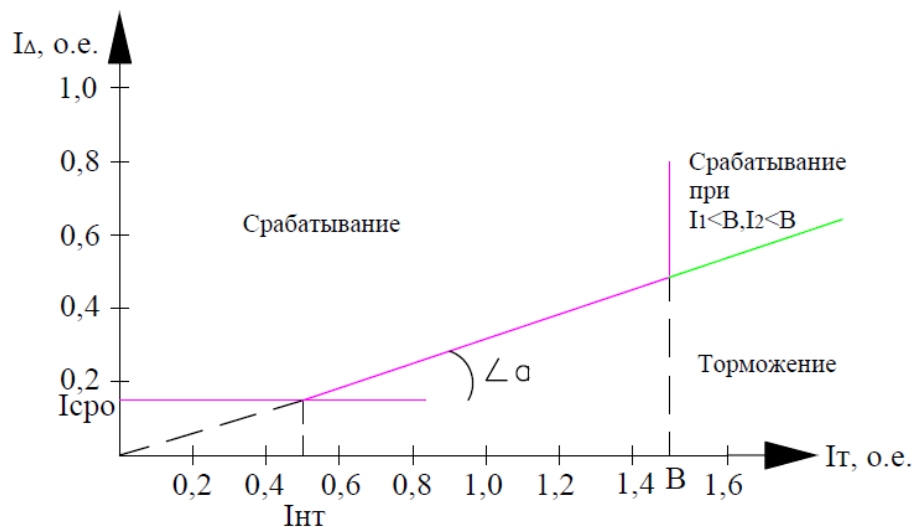


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

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

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

Напряжение срабатывания органа основной гармоники выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора блока (U₀ эл.ст.) при КЗ на землю на стороне ВН.

Напряжение нулевой последовательности U₀ эл.ст. на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 220 кВ:

$$U_{0 \text{ эл.ст.}} = k \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_\Sigma}, \quad (5.10)$$

где k – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U₀ по обмотке ВН трансформатора. В соответствии с Руководящим и Указаниями для трансформаторов, работающих с глухозаземленной нейтралью принимается равным 0,5;

C_T(μ₀) – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, по паспорту C_T(μ₀) = 0,009 мкФ/фазу;

C_Σ – суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_\Sigma = C_T + C_\Gamma + C_\Pi + C_{\text{НЕС}(T)} + C_{\text{НЕС}(\Gamma)}, \quad (5.11)$$

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

$$C_\Sigma = 0,0085 + 1,13 + 0,008 + 0,26 + 0,13 = 1,537 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$$

$$U_{0 \text{ эл.ст.}} = 0,5 \cdot 46574 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 1,537} = 135,5 \text{ В.}$$

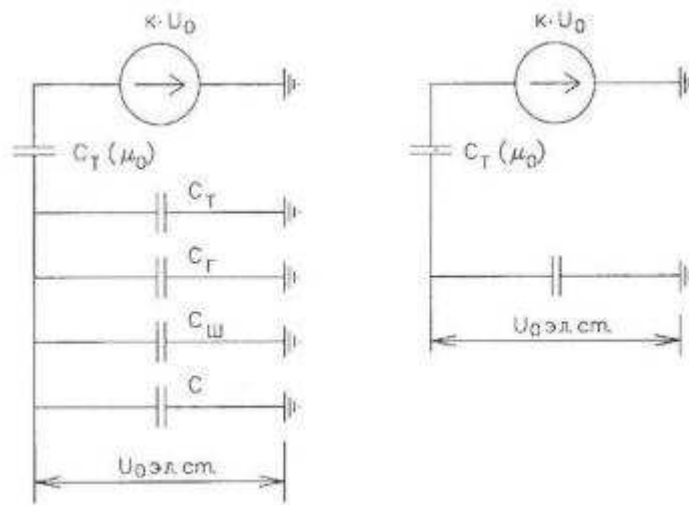


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

C_T - емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю, по данным завода равно 1,13 мкФ/фазу;

C_T - емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю по данным завода 0,0085 мкФ/фазу;

$C_{Ш}$ - емкость шинпровода по отношению к земле, принимаем 0,008 мкФ/фазу;

$C_{\text{HECS}(T)}$ - емкость генераторного комплекса выключателя 13,8 кВ HECS-130 со стороны трансформатора блока по паспортным данным 0,26 мкФ/фазу;

$C_{\text{HECS}(Г)}$ - емкость генераторного комплекса выключателя 13,8 кВ со стороны генератора по паспортным данным 0,13 мкФ/фазу.

Напряжение срабатывания защиты определяется по выражению:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ эл.ст.}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot 0,1}} \cdot 135,5 = 3,37 \text{ В,} \quad (5.12)$$

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

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

$K_B=0,95$ – коэффициент возврата.

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,1 + 2} = 0,3 \text{ о. е.} \quad (5.13)$$

При $K_T = 1,2$ орган U_{03} работает селективно и защищает 32,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

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

1) Уставка комплекта ($U2>$) выбирается:

$$U_{\text{ср2}} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{\text{ТН}}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В;} \quad (5.14)$$

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

$$U_{\text{ср1}} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{\text{ТН}}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.15)$$

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

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

5.3.4 Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора (I_2)

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган ($I_{2 \text{ сигн}}$), срабатывающий при увеличении тока I_2 выше значения уставки с независимой выдержкой времени ($t=9$ с, действует в предупредительную сигнализацию).

Уставка сигнального органа:

$$I_{*2 \text{ сигн}} = 0,08;$$

$$I_{2 \text{ сигн}} = 0,08 \cdot I_{\text{н}}. \quad (5.16)$$

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

$$t_{\text{max}} = 600 ;$$

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,183. \quad (5.17)$$

Уставка равна:

$$I_{2 \text{ пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_{\text{н}}} = \frac{0,18}{1,2} = 0,152; \quad (5.18)$$

$$I_{2 \text{ пуск}} = 0,152 \cdot I_{\text{н}}. \quad (5.19)$$

Допустимая длительность перегрузки:

$$t_{\text{доп}} = \frac{20}{0,152^2} = 864 \text{ с.}$$

3) Интегральный орган срабатывает при удаленных несимметричных режимах сопровождающимися токами перегрузки I_2 с зависимой от тока выдержкой тока:

$$t_{\text{ср}} = \frac{20}{I_{*2}^2}; \quad (5.20)$$

$$A_{\text{ИО}} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{ср}}. \quad (5.21)$$

Допустимая длительность протекания тока обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Длительность протекания тока обратной последовательности

Кратность перегрузки по току обратной последовательности	1	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	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.

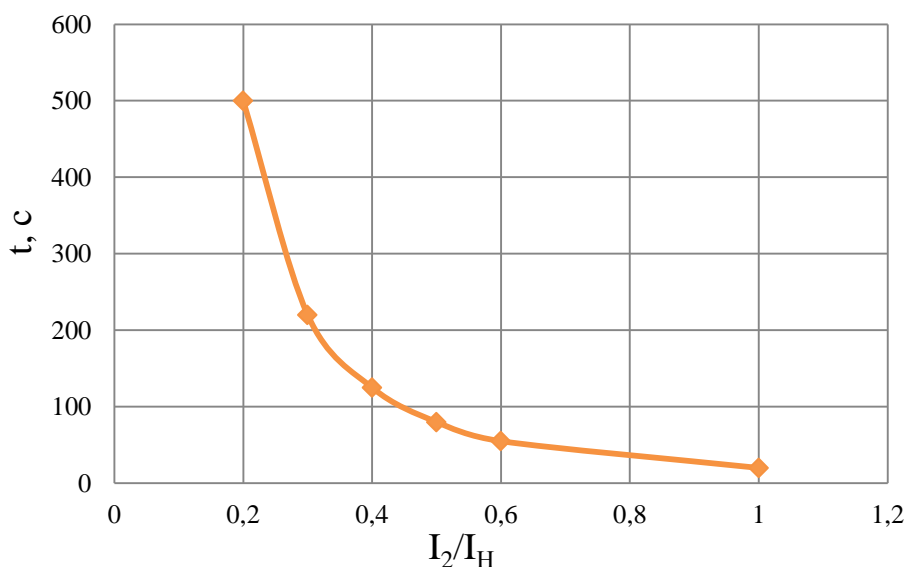


Рисунок 5.3 - Характеристика срабатывания интегрального органа

Время срабатывания интегрального органа принимается $t_{\text{мин}} = 20$ с, $t_{\text{макс}} = 600$ с.

4) Орган токовой отсечки ($I_{2\text{отс}}$) с независимой выдержкой времени срабатывает при увеличении тока I_{*2} выше уставки срабатывания 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 допустимой длительности протекания через генератор тока обратной последовательности I_2 .

По второму условию:

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

$$I_{2с.з.} \leq \frac{I_2^2}{K_{ч}} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_d'' + x_{Г} + x_{Т})} = \frac{1}{1,3 \cdot (0,17 + 0,17 + 0,11)} = 1,7 \text{ о. е.}, \quad (5.22)$$

где x_d'' - сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;
 $x_{Г}$ - сопротивление обратной последовательности генератора;
 $x_{Т}$ - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

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

$$I_{2с.з.} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^2}{K_{ч}} = \frac{I_{\text{МИН}}^2}{K_{ч} \cdot \sqrt{3}}. \quad (5.23)$$

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{\text{МИН}} = I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{E_{\Sigma Г}}{2(x_{л} + x_{\Sigma Г})} + \frac{E_c}{(x_c + \frac{x_{л}}{n-1})^2}; \quad (5.24)$$

$$I_{*}^{\text{МИН}} = \frac{1,1}{2(0,025 + 0,07)} + \frac{0,956}{(1,33 + \frac{0,025}{5-1})^2} = 5,785 + 0,357 = 6,14 \text{ о. е.}$$

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6I}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,502; \quad (5.25)$$

$$I_{\text{МИН.Г}} = I_{*}^{\text{МИН}} / (N_{\text{ген}} + N_{л}) = 6,14 / 9 = 0,682 \text{ о. е.}; \quad (5.26)$$

$$I_{\text{МИН}} = I_{*}^{\text{МИН}} \cdot I_6 = 0,682 \cdot 0,502 = 0,343 \text{ кА}; \quad (5.27)$$

$$I_{2с.з.} \leq \frac{2 \cdot I_{\text{КЗ}}^{(2)} \cdot K_{Т}}{\frac{\sqrt{3}}{K_{ч}}} = \frac{2 \cdot 0,343 \cdot 17,5}{\frac{\sqrt{3}}{1,2}} = 8,3 \text{ кА}; \quad (5.28)$$

$$I_{2с.з.} = 1,25 \cdot I_{Н}. \quad (5.29)$$

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

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

5.3.5 Защита от симметричных перегрузок статора (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа равна:

$$I_{1\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07I_H = 1,07 \cdot 9165 = 9820\text{А}, \quad (5.30)$$

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

$K_B=0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t=9,0$ с.

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

Уставка пускового органа равна:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{1,1 \cdot I_H}{1,0} = 1,1I_H = 1,1 \cdot 9165 = 10082\text{А}. \quad (5.31)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой от тока выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Интегральная перегрузочная характеристика обмотки статора

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

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

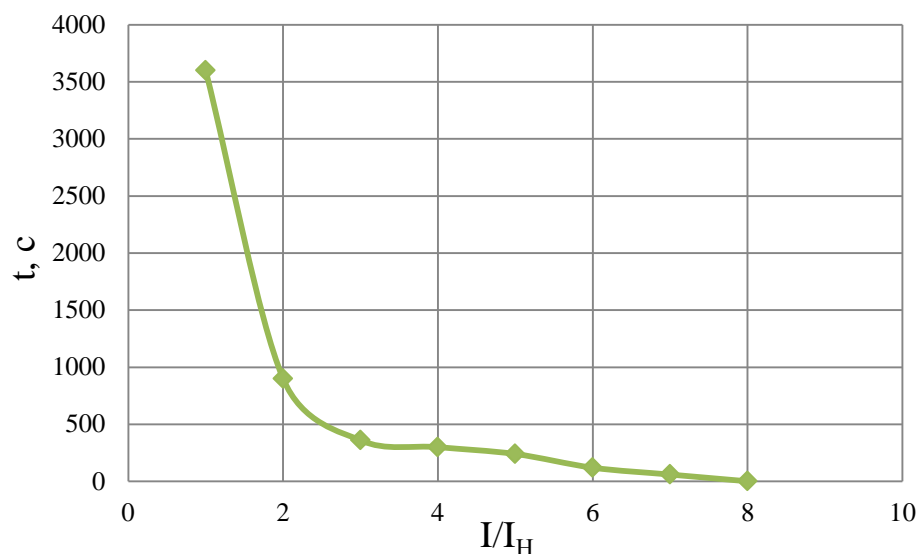


Рисунок 5.4 – Характеристика срабатывания интегрального органа

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1отс} = \frac{1,2 \cdot I_{ном}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{ном}. \quad (5.32)$$

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

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

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

5.3.6 Дистанционная защита генератора ($Z1<$), ($Z2<$).

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

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

1) Сопротивление срабатывания первой ступени выбирается по условию обеспечения действия с выдержкой времени не более 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 220 кВ.

Z_1 , приведенное к напряжению 220 кВ, может быть принято:

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

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 36,5 + \frac{0,8}{5} \cdot 6,3 = 30,2 \text{ Ом}; \quad (5.34)$$

$$Z'_{1Л} = \sqrt{x_{л}^2 + r_{л}^2} = \sqrt{6,09^2 + 1,652^2} = 6,3 \text{ Ом}, \quad (5.35)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

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

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 230^2}{200} = 29,09 \text{ Ом}.$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{200}{200} + \frac{0,8}{5} \cdot \frac{200}{230^2} \cdot 6,3 = 0,092.$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,092 \cdot 0,952 = 0,087 \text{ Ом}; \quad (5.36)$$

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{13,8^2}{200} = 0,952; \quad (5.37)$$

Уставка реле будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,087 \cdot \frac{8000}{\frac{5}{\frac{13,8}{0,1}}} = 1,01 \text{ Ом}. \quad (5.38)$$

Принимается уставка $Z_1=1,1$ Ом.

2) Функция ΔZ отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Ввиду отсутствия необходимых данных для расчета принимаем $\Delta Z=30$ Ом/с.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{нагр}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{нагр}}} = \frac{13800}{\sqrt{3} \cdot 9165} = 0,99 \text{ Ом}, \quad (5.39)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{в.ном}}}{I_{\text{в.хх}}} - 0,95}{X_d} = \frac{2 \cdot 2 - 0,95}{1,2} = 2,54, \quad (5.40)$$

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

X_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{нагр.}\phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}; \quad (5.41)$$

$$\cos\varphi_{\text{нагр.}\phi} = \frac{\cos\varphi_{\text{н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,358. \quad (5.42)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{нагр.}\phi} \approx 69,08^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{сзII}^*} = \frac{Z_{\text{нагр.}\phi}}{K_{\text{н}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}; \quad (5.43)$$

$$Z_{\text{сзII}} = Z_{\text{сзII}^*} \cdot Z_{\sigma} = 0,35 \cdot \frac{13,8^2}{200} = 0,33 \text{ Ом}. \quad (5.44)$$

Значение уставки на реле составит:

$$Z_{\text{срII}} = \frac{Z_{\text{сзII}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = \frac{0,33 \cdot 8000/5}{13800/100} = 3,83 \text{ Ом.} \quad (5.45)$$

Принимается уставка $Z_{\text{II}}=3,85 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{\text{см1}} = 0,132 \text{ Ом}$, $Z_{\text{см2}} = 0,46 \text{ Ом}$.

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

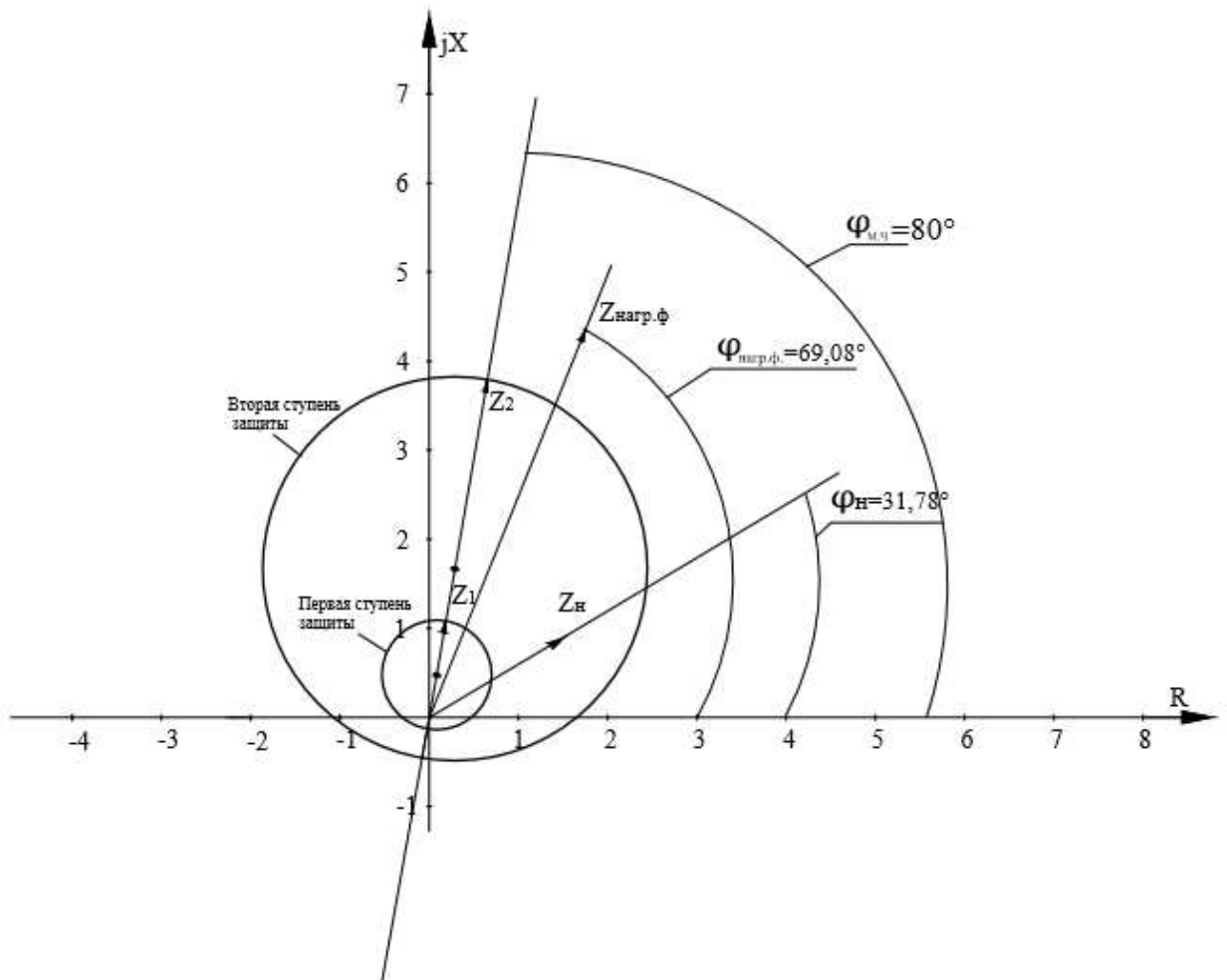


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.3.7 Защита ротора от перегрузки (I_p)

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

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

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,07I_{\text{НОМ}}. \quad (5.46)$$

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

$$I_{\text{пуск}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}}{1,0} = 1,2. \quad (5.47)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени.

Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки I/I _н	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность, с	Длительно	210	150	120	90	72	60	20

Характеристика перегрузочной способности представлена на рисунке 5.6.

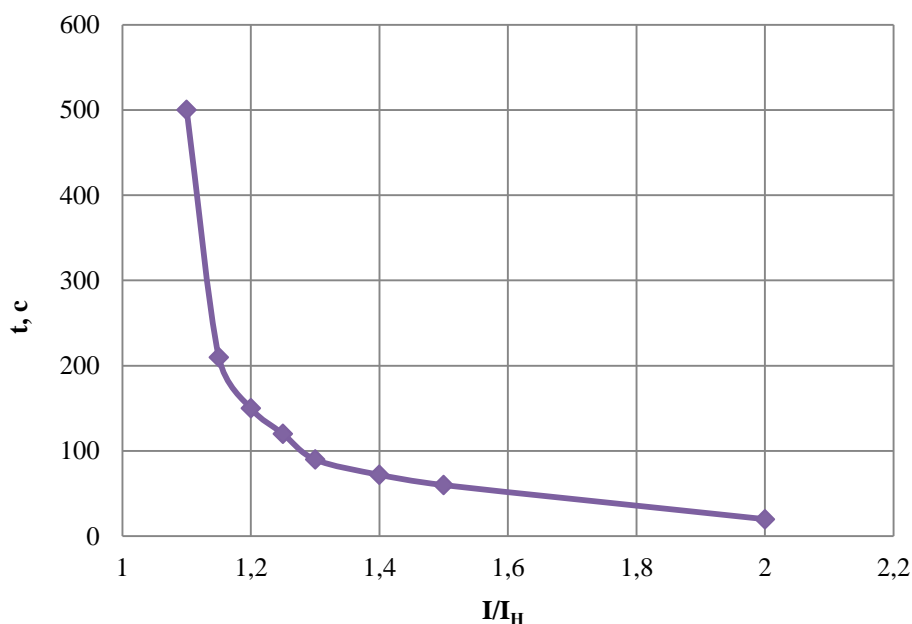


Рисунок 5.6 – Характеристика перегрузочной способности обмотки ротора

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

$$I_{отс} = \frac{2,15 \cdot I_{ном}}{0,98} = 2,19I_{ном} \quad (5.48)$$

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

5.4 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления генератором, предназначенное для защиты, управления, измерения и контроля генераторов малой и средней величины ШЭ1110М производства «ЭКРА».

ШЭ1110М применяется для защит генераторов, трансформаторов и блоков средней мощности.

Комплекс содержит защиты от всех видов повреждений и нарушений нормального режима работы системы возбуждения в соответствии с ПУЭ, действующими руководящими указаниями.

5.5 Таблица уставок и матрица отключений защит

Составляется матрица отключений защит, результаты представлены в таблице Г.1 приложения Г. Уставки защит представлены в таблице Г.2 приложения Г.

6 Компонровка и сооружения гидроузла

6.1 Проектирование бетонной водосливной плотины

Процесс проектирования включает конструктивные проработки в сочетании с гидравлическими, фильтрационными и статическими расчётами

На начальном этапе проектирования, выбрав тип плотины, определяют положение гребня плотин и ширину водосливного фронта. На последующих стадиях конструируют профиль водослива, проектируют устройства нижнего бьефа; конструируют подземную часть плотины, её быки и устои, выбирают типовое или проектируют индивидуальное гидромеханическое оборудование.

В целях облегчения поставленных задач используются данные только основного расчетного случая.

6.1.1 Определение отметки гребня плотины

Отметка гребня:

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

где h_s - превышение гребня плотины над расчётным уровнем в ВБ, создаваемое для учёта волнового воздействия.

$$h_s = h_{1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a, \quad (6.2)$$

где Δh_{set} - высота ветрового нагона;

a - конструктивный запас, принимаемый не менее 0,5 м.

$$\Delta h_{\text{set}} = K_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot (d + 0,5 \cdot \Delta h_{\text{set}})} \cdot \cos \alpha_w, \quad (6.3)$$

где α_w - угол между продольной осью водоёма и направлением ветра, градусы (рассматривается перпендикулярное направление ветра в сторону плотины, 90 град.);

V_w - скорость ветра;

L - разгон, м;

K_w - коэффициент, принимаемый по таблице 6.1;

d - средняя высота водохранилища;

g - ускорение свободного падения.

Методом последовательных приближений, величине Δh_{set} находящейся в знаменателе, присваивается нулевое значение. Расчетные характеристики ветра для данной местности указаны в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Расчётные характеристики ветра

V_w м/с	10	20	30	40	50
$K_w \cdot 10^6$	1,2	2,1	3	3,9	4,8

Для скорости ветра $V_w = 10$ м/с принимается $K_w = 1,2 \cdot 10^{-6}$.

Длина разгона: $L = 17$ км,

Средняя высота водохранилища:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}}{2} = \frac{810 - 737}{2} = 36,5 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Таким образом, высота волнового разгона равна:

$$\Delta h_{set} = \frac{1,2 \cdot 10^{-6} \cdot 10^2 \cdot 17000}{9,81 \cdot (36,5 + 0)} = 0,005 \text{ м.}$$

С помощью метода приближённых итераций:

$$\Delta h_{set} = \frac{1,2 \cdot 10^{-6} \cdot 10^2 \cdot 17000}{9,81 \cdot (36,5 + 0,5 \cdot 0,005)} = 0,005 \text{ м.}$$

Рассчитываются составляющие формулы высоты наката на откос волн обеспеченностью 1% :

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 17000}{10^2} = 1668;$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{10} = 21190,$$

где t - время разгона волны, принимается 6 часов.

С помощью полученных значений определяется период волны и время, за которое развивается одна длина волны, для этого из [1] находятся величины, сведённые в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Величины для определения периода волны

$\frac{g \cdot L}{V_w^2}$		$\frac{g \cdot t}{V_w}$	
$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$	$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$
4,19	0,07	4,6	0,1

Для определения периода волны T и средней высоты волны \bar{h} используются наименьшие значения из таблицы 6.2:

$$\frac{g \cdot T}{V_w} = 4,19 \Rightarrow T = \frac{4,19 \cdot V_w}{g} = \frac{4,19 \cdot 10}{9,81} = 4,27 \text{ с}; \quad (6.5)$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,07 \Rightarrow \bar{h} = \frac{0,07 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,07 \cdot 100}{9,81} = 0,71 \text{ м}. \quad (6.6)$$

Длина волны:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot T^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 4,27^2}{2 \cdot 3,14} = 28,5 \text{ м}. \quad (6.7)$$

Необходимо выполнить проверку на глубоководность, удовлетворяющую следующему условию:

$$d > 0,5\bar{\lambda};$$

$$36,5 > 14,25.$$

Условие выполнено, расчёты подтверждены.

Таким образом:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,71 \cdot 2,22 = 1,57 \text{ м}, \quad (6.8)$$

где k_i - принимается из [1].

Превышение гребня плотины над расчётным уровнем в ВБ:

$$h_s = 0,005 + 1,57 + 0,8 = 2,38 \text{ м},$$

$$\nabla\text{ГБП} = 810 + 2,38 = 812,38 \text{ м}.$$

6.2 Гидравлические расчёты

В результате гидравлического расчёта будут установлены:

- ширина водосливного фронта, число и размеры водосливных отверстий;
- отметка гребня водослива;
- форма водосливной грани и сопряжение ее с водобоем;
- форма сопряжения бьефов;
- размеры гасителей энергии воды в нижнем бьефе.

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяется расчётный расход; сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_p = Q_{\text{осн.мах}} - (n - 1) \cdot Q_{\text{ГА}}, \quad (6.9)$$

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

$Q_{\text{ГА}}$ - расход через один гидроагрегат;

n - количество гидроагрегатов.

$$Q_p = 10614 - (4 - 1) \cdot 311 = 9681 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_b}, \quad (6.10)$$

где q_b - удельный расход на водосливе,

$$q_b = 1,25 \cdot q_p, \quad (6.11)$$

где q_p - удельный расход на рисберме,

$$q_p = V_{\text{нр}} \cdot h_{\text{нб}}, \quad (6.12)$$

где $V_{\text{нр}}$ - допустимая скорость на рисберме (для слабой скалы 5,0 м/с);

$h_{\text{нб}}$ - глубина воды в НБ при $Q_{\text{осн.мах}}$ 0,1% - 15м.

Таким образом:

$$q_p = 5,0 \cdot 15 = 75 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$q_B = 1,25 \cdot 75 = 93,7 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$B = \frac{9186}{93,7} = 103,2 \text{ м.}$$

В связи с тем, что предварительный расчет показал превышение ФПУ_p над исходным, что нецелесообразно и приведет к большим затоплениям территории, расширяем водосливной фронт. Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому принимается $n = 7$ количество пролетов по 20 метров.

Ширина водосливного фронта $B = 140$ м.

В связи с тем, что число затворов $n > 6$, принимаю дополнительный пролет на случай неоткрытия одного затвора.

$$B = b \cdot n = 20 \cdot 8 \tag{6.13}$$

Полная ширина водосливной плотины 160 м.

Толщина быка по Березинскому:

$$\delta_B = (0,12 - 0,16) \cdot b = (0,12 - 0,16) \cdot 20 = 2,4 - 3,2 \text{ м.} \tag{6.14}$$

Принимаем разрезной бык толщиной 4 м.

6.2.2 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3}, \tag{6.15}$$

где m - коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля ($m = 0,49$).

Таким образом:

$$H_{01} = \left(\frac{9681}{0,49 \cdot 140 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,05 \text{ м.} \tag{6.16}$$

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_{п} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3}, \tag{6.17}$$

где $\sigma_{сж}$ - коэффициент бокового сжатия;
 $\sigma_{п}$ - коэффициент подтопления (принимается равным единице).

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.18)$$

где b - ширина одного пролёта;

ε - коэффициент формы береговых устоев или промежуточных берегов водослива.

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{10,05}{20} = 0,929. \quad (6.19)$$

Отсюда:

$$H_{02} = \left(\frac{9681}{0,49 \cdot 0,878 \cdot 1 \cdot 140 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,55 \text{ м.}$$

Напор на гребне водослива:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g}, \quad (6.20)$$

где V_0 - скорость подхода потока к плотине;

$\alpha = 1,1$ - коэффициент Кориолиса.

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_6)}; \quad (6.21)$$

$$V_0 = \frac{9681}{(810 - 737) \cdot (160 + (8 - 1) \cdot 4)} = 0,705 \text{ м/с.}$$

Таким образом:

$$H = 10,55 - \frac{1,1 \cdot 0,705^2}{2 \cdot 9,81} = 10,5 \text{ м.} \quad (6.22)$$

Таким образом:

$$H = 3,238 - \frac{1,1 \cdot 0,309^2}{2 \cdot 9,81} = 3,23 \text{ м.}$$

Напор должен быть округлен в большую сторону по стандартному ряду,
 $H_{ст} = 12 \text{ м.}$

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст} = 810 - 12 = 798 \text{ м.} \quad (6.23)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 798 + 1,6 \cdot 12 = 817,2 \text{ м.} \quad (6.24)$$

За отметку гребня принимается большее из получившихся значений ($\nabla_{ГБП} = 812,38 \text{ м}$ и $\nabla_{ГБ} = 817,2 \text{ м}$), то есть $\nabla_{ГБП} = 817,2 \text{ м}$.

6.2.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

Проверяется достаточность водопропускной способности водосливной плотины. Определяется расход поверочного случая, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ с учетом работы всех сооружений гидроузла:

$$Q_{р.пов} = Q_{\max \text{ повер}} - Q_{ГЭС} - Q_C, \quad (6.25)$$

где $Q_{\max \text{ повер}}$ – максимальный расчётный расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,01%;

$Q_{ГЭС}$ – максимальных расход, требующийся для выработки установленной мощности станции;

Q_C – расход, сбрасываемый через другие водопропускные сооружения гидроузла, а также через водозаборы, шлюзы, рыбопропускные сооружения.

$$Q_{р.пов} = 12672 - 4 \cdot 311 = 11428 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{11428}{0,49 \cdot 160 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 10,27 \text{ м.} \quad (6.26)$$

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

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_{п} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}}; \quad (6.27)$$

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \xi \cdot \frac{H_{01\text{пов}}}{b} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{10,27}{20} = 0,921. \quad (6.28)$$

Отсюда:

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{11428}{0,49 \cdot 0,92 \cdot 160 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 10,79 \text{ м.}$$

Скорость подхода потока к плотине:

$$V_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_6)} = \frac{11428}{(811-737) \cdot (160 + (8-1) \cdot 4)} = 0,815 \text{ м/с. (6.29)}$$

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot V_{0\text{пов}}^2}{2 \cdot g} = 10,79 - \frac{1,1 \cdot 0,815^2}{2 \cdot 9,81} = 10,75 \text{ м. (6.30)}$$

Расчётная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 798 + 10,75 = 808,75 \text{ м. (6.31)}$$

Исходное ФПУ = 811 м больше, чем ФПУ_p, поэтому оставляем исходное.

6.2.4 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в так называемом сжатом сечении С-С (рисунок 6.1). Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет большое значение для дальнейшего расчёта.

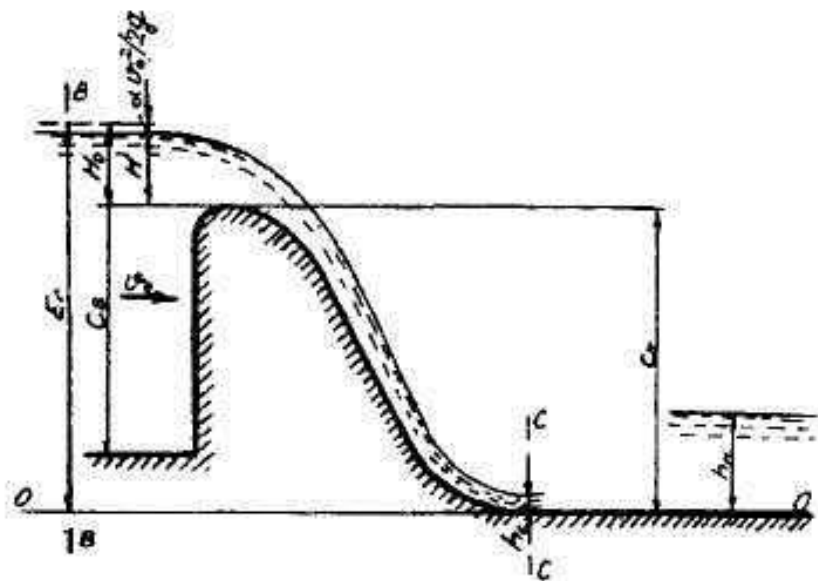


Рисунок 6.1 - Оголовок и сжатое сечение

Критическая глубина:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{g \cdot (B + \sum \delta_0)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 9681^2}{9,81 \cdot (160 + (8-1) \cdot 4)^2}} = 6,66 \text{ м.} \quad (6.32)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} = 810 - 737 = 73 \text{ м.} \quad (6.33)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{73}{6,66} = 10,96 \text{ м.} \quad (6.34)$$

$$\xi_c = 0,24 \text{ и } \xi_c'' = 2,8.$$

Сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,24 \cdot 6,66 = 1,59 \text{ м;} \quad (6.35)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 2,8 \cdot 6,66 = 18,64 \text{ м;} \quad (6.36)$$

$$h_c'' > h_{НБ};$$

18,64 > 15, следовательно, прыжок отогнанный.

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу носка-трамплина. Для этого необходимо создать с нижнем бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии.

6.2.5 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Для водосбросных плотин на скальном основании высотой более 40 м гашение энергии сбрасываемой воды часто осуществляется способом свободно отброшенной струи. Для реализации такого способа гашения энергии в конце водослива устраивают высокий уступ с носком-трамплином. Основной задачей проектирования является обеспечение отброса струи на расстояние безопасное для устойчивости водосбросной плотины и других ГТС.

Отметку уступа назначают выше максимальной отметки УНБ, соответствующей расходу воды при пропуске расхода поверочного расчетного случая (но не менее чем на 1-2 м).

$$\nabla_{носка} = \nabla_{НБmax} + 1 = 753 + 1 = 754 \text{ м;} \quad (6.37)$$

$$h_{\text{уступа}} = 754 - 737 = 17 \text{ м};$$

$$Z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}} = 810 - 752 = 58 \text{ м}; \quad (6.38)$$

$$Z_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{носка}} = 810 - 754 = 56 \text{ м}. \quad (6.39)$$

Дальность отлета струи от плотины до выхода в воду НБ можно вычислить по формуле:

$$L = k_a \cdot Z_1 \cdot \varphi^2 \cdot \text{Sin}2\alpha \left[\sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_1} - 1\right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \text{Sin}^2\alpha} + 1} \right], \quad (6.40)$$

где k_a - коэффициент аэрации потока;
 φ - коэффициент скорости потока;
 α - угол схода струи с трамплина (30° - 35°).
 Принимаем $\alpha=30^\circ$.

Коэффициент аэрации потока можно определить, зная число Фрудо:

$$Fr = \frac{v_{\text{н}}^2}{g \cdot h_{\text{н}}} \quad (6.41)$$

где $v_{\text{н}}$ – скорость потока на носке;
 $h_{\text{н}}$ –высота потока воды на носке.
 Скорость потока на высоте:

$$v_{\text{н}} = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_1} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 56} = 29,8 \text{ м/с}. \quad (6.42)$$

Высота потока воды на высоте:

$$h_{\text{н}} = \frac{q_{\text{в}}}{v_{\text{н}}} = \frac{60,5}{29,8} = 2,03 \text{ м}, \quad (6.43)$$

где $q_{\text{в}}$ - удельный расход на водосливе:

$$q_{\text{в}} = \frac{Q_p}{B} = \frac{9681}{160} = 60,5 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.44)$$

Тогда:

$$Fr = \frac{29,8^2}{9,81 \cdot 2,03} = 44,6.$$

Определив число Фрудо, коэффициент аэрации потока принимаем $k_a = 0,9$.

Таким образом:

$$L = 0,9 \cdot 56 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 2 \cdot 30^\circ \left[\sqrt{1 + \left(\frac{58}{56} - 1\right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 \cdot 30^\circ}} + 1 \right] \quad (6.45)$$

$$L = 73 \text{ м.}$$

Безопасное расстояние отлета струи для плотины на основании из прочной скалы составляет:

$$L > 0,4 \cdot Z_0,$$

где Z_0 - напор на плотину.

$$L > 0,4 \cdot 58;$$

$$73 \text{ м} > 23,2 \text{ м.}$$

Глубина ямы размыва:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}}, \quad (6.46)$$

где $t = \nabla_{\text{НБ}} - \nabla_{\text{дна ямы размыва}}$, определяется по следующей формуле:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_{\text{Н}}; \quad (6.47)$$

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{44,6}) \cdot \sqrt{44,6} \cdot \sqrt[4]{\frac{15}{1}} \cdot 2,03 = 33,7 \text{ м,}$$

где d - средняя крупность отдельностей в скале, в предварительных расчетах можно принимать равной 1м.

Таким образом:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}} = 33,7 - 15 = 18,7 \text{ м.} \quad (6.48)$$

Угол входа струи:

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2\alpha + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{НБ})}{v_H^2 \cdot \cos^2\alpha}}; \quad (6.49)$$

$$tg\alpha_1 = \sqrt{0,33 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 3,14 \cdot \cos 30^\circ + 17 - 15)}{29,8^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,61.$$

Расстояние от плотины до центра ямы размыва:

$$L_1 = L + \frac{t}{tg\alpha_1} = 81,1 + \frac{33,7}{0,61} = 127,9 \text{ м.} \quad (6.50)$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уравнение размывтого русла:

$$b_p = 2,5 \cdot h_{кр} + 3,7 \cdot h_{раз} = 2,5 \cdot 6,66 + 3,7 \cdot 18,7 = 85,9 \text{ м.} \quad (6.51)$$

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

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

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

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

Таким образом, из условия недопущения растягивающих напряжений, ширина водосливной плотины по основанию определяется, как:

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w}(1-n) + n(2-n) - \alpha_1}}, \quad (6.52)$$

где α_1 - коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства завес, дренажей и шпунтов, принимаемый 0,5;

ρ_b и ρ_w – плотности бетона и воды соответственно.

$$h = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 810 - 737 = 73 \text{ м.} \quad (6.53)$$

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

$$B_n^{\text{II}} = \frac{\gamma_n \cdot h}{\text{tg}\varphi \left(\frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.54)$$

где γ_n – коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения 1,25; $\text{tg}\varphi=0,7$.

Задаваясь различными значениями n , произведен расчёт (таблица 6.3) и построен графики зависимостей $B_n^{\text{I}} = f(n)$ и $B_n^{\text{II}} = f(n)$ (рисунок 6.2).

Точка пересечения кривых определяет искомую ширину подошвы водосливной плотины.

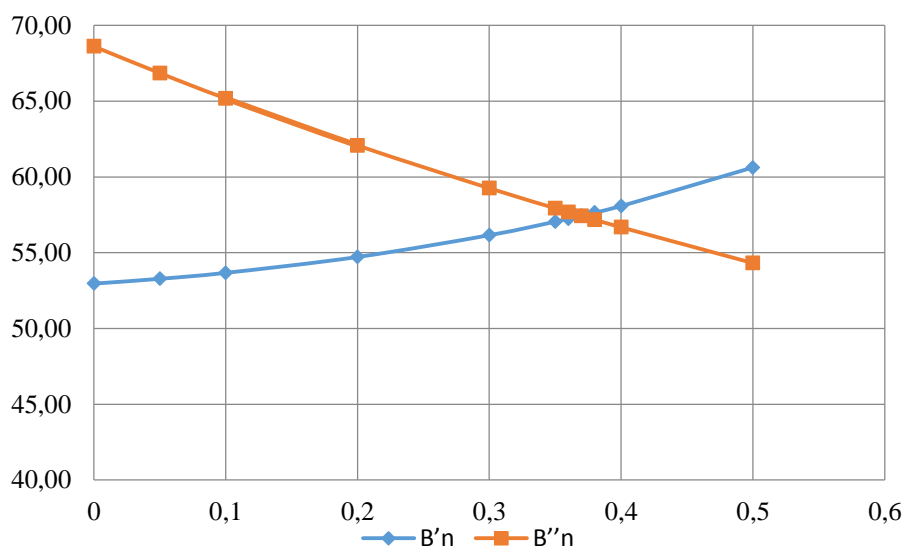


Рисунок 6.2 - Пересечение кривых $B_n^{\text{I}} = f(n)$ и $B_n^{\text{II}} = f(n)$

Таблица 6.3 - Координаты зависимостей $B_n^{\text{I}} = f(n)$ и $B_n^{\text{II}} = f(n)$

n	B_n^{I}	B_n^{II}
0	52,96	68,61
0,05	53,28	66,85
0,1	53,67	65,18
0,2	54,72	62,07
0,3	56,15	59,25
0,35	57,05	57,94
0,36	57,24	57,68
0,37	57,44	57,43
0,38	57,65	57,17
0,4	58,08	56,68
0,5	60,62	54,32

Графики пересекаются в точке $n = 0,37$ и $V_n = 57$ м.

Рассчитываются координаты оголовка водослива с помощью таблицы Кригера-Офицера.

Для получения действительных координат кривой необходимо умножить их на $H_{ст} = 12$ м. Расчеты получения координат сведены в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 - Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки

№точки	x	y	№точки	x	y
1	0	0,126	0	1,512	1
2	0,1	0,036	1,2	0,432	2
3	0,2	0,007	2,4	0,084	3
4	0,3	0	3,6	0	4
5	0,4	0,006	4,8	0,072	5
6	0,5	0,027	6	0,324	6
7	0,6	0,06	7,2	0,72	7
8	0,7	0,1	8,4	1,2	8
9	0,8	0,146	9,6	1,752	9
10	0,9	0,198	10,8	2,376	10
11	1	0,256	12	3,072	11
12	1,1	0,321	13,2	3,852	12
13	1,2	0,394	14,4	4,728	13
14	1,3	0,475	15,6	5,7	14
15	1,4	0,564	16,8	6,768	15
16	1,5	0,661	18	7,932	16
17	1,6	0,764	19,2	9,168	17
18	1,7	0,873	20,4	10,476	18
19	1,8	0,987	21,6	11,844	19
20	1,9	1,108	22,8	13,296	20

6.3.2 Разрезка бетонной плотины швами

Бетонная плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции. В плотинах скальных основаниях устройство этих швов обеспечивает свободное развитие температурных и усадочных деформаций и поэтому они называются температурно-усадочными. Эти швы, как правило, располагают на равных расстояниях по длине плотины, зависящих от климатических условий и температурного режима плотины в период эксплуатации, принимаем 24 м. Расположение швов увязывается со строительными условиями и расположением отверстий в плотине (чтобы не перерезать отверстий), а также с разрезкой на блоки бетонирования. Деформационные температурно-усадочные швы устраивают вертикальными шириной 5 мм в верхней части и 1,5 мм в пределах фундаментной плиты.

6.3.3 Быки

На водосливе устраивают быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов.

Согласно рекомендациям для $b=20$ м, толщина быка принимается в пределах:

$$\delta_B = (0,12 - 0,16) \cdot b = (0,12 - 0,16) \cdot 20 = 2,4 - 3,2 \text{ м.} \quad (6.55)$$

Оголовок быка выполняется полукруглым. Толщину принимаем 4 м. Головная часть быка обычно имеет обтекаемую в плане форму. Величина ремонтного паза $0,5 \times 0,5$ м; рабочего $0,8 \times 1,2$ м. В нижнем бьефе отметку краевого уступа принимаем примерно на 2 м выше максимальной отметки уровня нижнего бьефа:

$$\nabla_{\text{Уступ}} = 754 + 2 = 756 \text{ м.}$$

6.3.4 Устои

В гидроузле устраиваем отдельные устои (в виде отдельных стенок), которые отделяют водосливную от станционной части плотины, здания ГЭС и глухой части плотины.

6.3.5. Вертикальный дренаж тела плотины

Диаметр вертикальных дренажных скважин принимаем 0,1 м. Расстояние между осями дрен 2 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа:

$$a_{\text{др}} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{\text{кр},m}}; \quad (6.56)$$

$$a_{\text{др}} \geq \frac{71,2 \cdot 1,25}{25};$$

$$a_{\text{др}} \geq 3,56 \text{ м.}$$

Принимаем $3,6 \geq 3,56$ м.

6.3.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. Галереи расположены через 15 м размером $2 \times 2,5$ м. Одна из продольных

галерей спроектирована выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Поэтому устраиваем галерею цементационной завесы и дренажную галерею, их размеры из практических рекомендаций принимаем с учетом работающей техники 3,5x4 м.

6.4 Назначение размеров основных элементов плотины

Бетонные водосбросные плотины на скальном основании имеют следующие основные элементы: водосливную грань, быки и устои, деформационные швы и их уплотнения, противофильтрационные устройства, дренажи.

6.4.1 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

Структурная схема цементной завесы и дренажной скважины представлено на рисунке 6.3.

Геометрические данные цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B_{\text{п}}, \quad (6.57)$$

где $B_{\text{п}}$ - ширина подошвы плотины,

$$l_1 = 0,1 \cdot 57 = 5,7 \text{ м.}$$

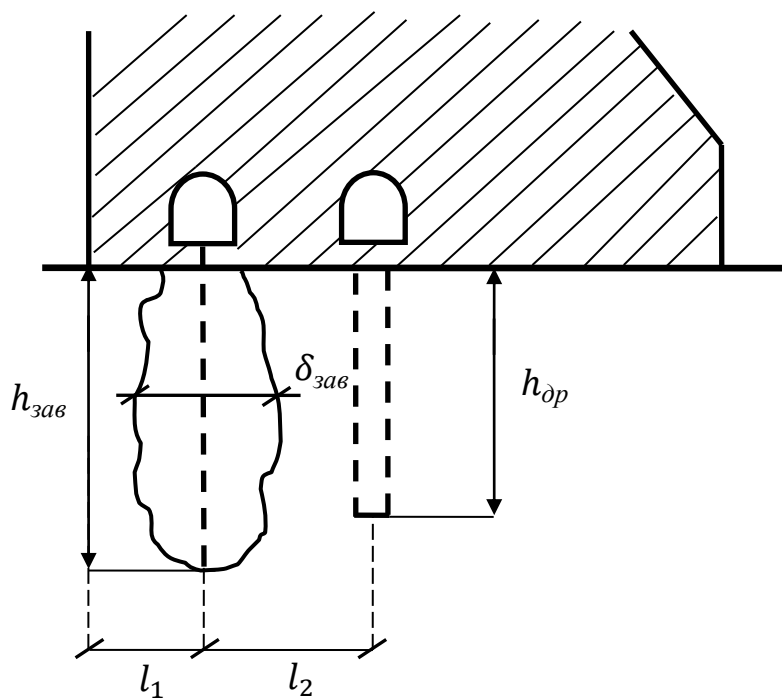


Рисунок 6.3 - Схема цементной завесы и вертикального дренажа

Расстояние l_2 принимается конструктивно $l_2 = 5$ м.

Глубина цементной завесы:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{max} = 0,5 \cdot 71,2 = 36 \text{ м.} \quad (6.58)$$

где H_{max} – максимальный напор:

$$H_{max} = \nabla_{НПУ} - h_{НБ min} = 810 - 738,8 = 71,2 \text{ м.} \quad (6.59)$$

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

Толщина цементной завесы:

$$\delta_{зав} = \frac{\Delta H}{J_{кр}} \cdot \gamma_h, \quad (6.60)$$

где ΔH – напор, действующий на завесу;

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

$\gamma_h = 1,25$ – коэффициент надёжности.

$$\Delta H = H_d - H_{as} = 71,2 - 28,48 = 42,72 \text{ м,} \quad (6.61)$$

где H_t, H_{as} - геометрические параметры эпюры фильтрации.

Таким образом:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{42,72}{15} \cdot 1,25 = 3,5 \text{ м.}$$

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 36 = 18 \text{ м.} \quad (6.62)$$

Диаметр дренажных скважин принимается 0,25 м, расстояние между ними 3 м.

6.5 Определение основных нагрузок на плотину

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

6.5.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующей силы $G_{\text{пл}}$ определяются в программе AutoCad.

$$S_{\text{пл}} = 2176,11 \text{ м}^2.$$

Вес 1п.м.водосливной части плотины:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{2176,11 \cdot 20 \cdot 9,81 \cdot 2400}{20 + 4} = 42695 \text{ кН/м}, \quad (6.63)$$

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

b - ширина пролета;

$\delta_{\text{б}}$ - толщина быка;

$\rho_{\text{б}}$ - плотность бетона.

Вес быка и точка его приложения:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot \rho_{\text{б}} \cdot g}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{2685 \cdot 4 \cdot 2400 \cdot 9,81}{20 + 4} = 10536,8 \text{ кН/м}. \quad (6.64)$$

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

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.65)$$

где f - площадь затвора:

$$f = (\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\Gamma\text{В} + 0,5) \cdot b = (811 - 798 + 0,5) \cdot 20 = 270 \text{ м}^2. \quad (6.66)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 270 \cdot \sqrt{270} \cdot 9,81 = 2394 \text{ кН.}$$

Величина силы давления воды на затвор:

$$\begin{aligned} P_3 &= \rho_w \cdot g (\nabla\text{НПУ} - \nabla\Gamma\text{В})^2 \cdot 0,5 \cdot b = 1000 \cdot 9,81 (810 - 798)^2 \cdot 0,5 \cdot 20 = \\ &= 14126 \text{ кН.} \end{aligned} \quad (6.67)$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b} = \frac{2394}{20+4} = 99,7 \text{ кН/м.} \quad (6.68)$$

6.5.2 Сила гидростатического давления воды

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

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 73^2}{2} = 26139 \text{ кН/м,} \quad (6.69)$$

$$\text{где } h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 810 - 737 = 73 \text{ м.} \quad (6.70)$$

- с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 1,8^2}{2} = 15,9 \text{ кН/м,} \quad (6.71)$$

$$\text{где } h_2 = \nabla\text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla\text{ПОД} = 738,8 - 737 = 1,8 \text{ м.} \quad (6.72)$$

6.5.3 Фильтрационное и взвешивающее давление

Фильтрационный расчёт для плотин на скальном основании производится для случая, когда уровень верхнего бьефа соответствует нормальному

подпорному уровню, а уровень нижнего бьефа соответствует минимальному, который возможен при пропуске расхода на водохозяйственные нужды.

Для первого класса сооружений:

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} = 810 - 738,8 = 71,2 \text{ м}; \quad (6.73)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 71,2 = 28,48 \text{ м}; \quad (6.74)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 71,2 = 14,24 \text{ м}. \quad (6.75)$$

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{взв}} = \gamma_{\text{в}} \cdot S_{\text{эп}}; \quad (6.76)$$

где $S_{\text{эп}}$ - площади эпюры взвешивающего давления, определена с помощью AutoCAD.

$$S_{\text{эп}} = 102,3 \text{ м}^2;$$

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_{\text{в}} = 102,3 \cdot 10 = 1023 \text{ кН}. \quad (6.77)$$

Площадь эпюры фильтрационного давления определяется как сумма площадей отдельных её участков, представляющих из себя прямоугольные трапеции и прямоугольный треугольник, или с помощью AutoCAD.

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_{\text{ф}} = \gamma_{\text{в}} \cdot S_{\text{ф}} = 10 \cdot 622 = 6220 \text{ кН}. \quad (6.78)$$

6.5.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right), \quad (6.79)$$

где $\gamma_{\text{н}}$ - удельный вес наносов во взвешенном состоянии ($9 \div 13 \text{ кН/м}^3$);

$h_{\text{н}}$ - толщина слоя наносов, принимаем 4 м;

$\varphi_{\text{н}} = (20 \div 22^\circ)$ - угол внутреннего трения наносов.

$$p_1 = 10 \cdot 4 \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 19,6 \text{ кН/м}^2. \quad (6.80)$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п. м:

$$E_H = \frac{p_1 \cdot h_H}{2} = \frac{19,6 \cdot 4}{2} = 39,2 \text{ кН.} \quad (6.81)$$

6.5.6 Волновое давление

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

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.82)$$

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,57^2}{28,5} = 0,27 \text{ м,} \quad (6.83)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,57 \cdot \left(\frac{28,5}{3,14} + \frac{0,27}{2} \right) = 70,9 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

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

$$\gamma_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{28,5}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 1,57 = 3,95 \text{ м.} \quad (6.84)$$

Плечо силы относительно оси вращения моментов:

$$\gamma_{\text{волн}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} - \gamma_c = 810 - 737 - 3,95 = 69,05 \text{ м.} \quad (6.85)$$

6.6 Расчёт прочности плотины

6.6.1 Определение напряжений

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчёт плотины проводится по расчетному сечению $\nabla_{\text{под}} = 737,00$, а также без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчёта определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

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

Для удобства расчёта составляется таблица 6.5, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надёжности по нагрузке [8].

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

Таблица 6.5 - Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	Величина силы, кН	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
T_B	26139	1,0	→	26139	24,31	635432,9
T_H	15,9	1,0	←	15,9	0,61	-9,7
G_6	10536,8	0,95	↓	10010	13,51	-135234,6
$G_{пл}$	42695	0,95	↓	40560	7,2	-292036
$W_{взв}$	1023	1,0	↑	0	0	0
W_ϕ	6220	1,0	↑	6220	13,58	84467
E_H	39,2	1,2	→	47,04	1,35	63,5
$W_{волн}$	70,9	1,0	→	70,9	69,05	4898,5
q_3	99,7	0,9	↓	89,7	21,46	-1924,4
ΣM					295655,6	

Расчёт краевых напряжений в горизонтальном сечении плотины (при расчете на 1 погонный метр длины):

1) Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_n} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_n^2}, \quad (6.86)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

b – ширина подошвы плотины.

$$N = 10536,8 + 42695 - 1023 - 6220 + 99,7 = 46089 \text{ кН};$$

$$\sigma_y^u = -46089/57 + (6 \cdot 295655,6)/57^2 = -245 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_v \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.87)$$

где $H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 810 - 737 = 73 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$$m_u = \text{tg } \alpha_1, \quad (6.88)$$

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

$$\sigma_x^u = -226 \cdot 0 - 10 \cdot 73 \cdot (1 - 0) = -730 \text{ кН/м}^2;$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_e \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0; \quad (6.89)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_e \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -226 \cdot (1 + 0) = -245 \text{ кН/м}^2; \quad (6.90)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_e \cdot H_d^u = -10 \cdot 73 = -730 \text{ кН/м}^2. \quad (6.91)$$

2) Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_n} - \frac{6 \cdot \sum M}{B_n^2} = -\frac{46089}{57} - \frac{6 \cdot 295655,6}{57^2} = -1462 \text{ кН/м}^2; \quad (6.92)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_e \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2); \quad (6.93)$$

$$\sigma_x^t = -1481 \cdot 0,726^2 - 10 \cdot 1,8 \cdot (1 - 0,726^2) = -1070 \text{ кН/м}^2,$$

где $m_t = \text{ctg } \alpha_2$, где α_2 – угол между низовой гранью и горизонталью, $\alpha_2 = 54^\circ$
 $m_t = 0,726$.

Напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа:

$$H_d^t = 738,8 - 737 = 1,8 \text{ м};$$

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_e \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t; \quad (6.94)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 1,8 - 1481) \cdot 0,726 = 1048 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_e \cdot 1,8 = -10 \cdot 1,8 = -18 \text{ кН/м}^2; \quad (6.95)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_e \cdot H_d^t \cdot m_t^2; \quad (6.96)$$

$$\sigma_3^t = -1481 \cdot (1 + 0,726) + 10 \cdot 1,8 \cdot 0,726^2 = -2223 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Расчёт краевых напряжений сведен в таблицу 6.6.

Таблица 6.6 - Краевые напряжения, действующие на плотину

Килоньютон на метр квадратный

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
σ_y	-245	-1462
σ_x	-730	-1070
τ_{xy}	0	1048
σ_1	-245	-18
σ_3	-730	-2223

6.6.2 Критерии прочности плотины

После вычисления напряжений для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность, должны выполняться следующие условия:

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot \sigma_3 \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.97)$$

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

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок $\gamma_{lc} = 1$;

γ_{cd} – коэффициент условий работы $\gamma_{cd} = 1$.

$$R_b \geq \frac{1,25 \cdot 1 \cdot 2223}{1}.$$

Таким образом, принимается бетон класса В5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$,

$$2800 \text{ кН/м}^2 \geq 2778 \text{ кН/м}^2.$$

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

$$\sigma'_y < 0;$$

$$-245 \text{ кН/м}^2 < 0.$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_B \cdot H_d^u; \quad (6.91)$$

$$245 \text{ кН/м}^2 \geq 182,5 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

6.7 Расчёт устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях определяется несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу

сооружения. Плотины рассчитываются на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n; \quad (6.98)$$

$$R = (G_{nl} + G_B - W_{взв} - W_{\phi} + Q_3) \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega; \quad (6.99)$$

$$R = (42695 + 10536,8 - 1023 - 6220 + 99,7) \cdot 0,7 + 150 \cdot 57;$$

$$R = 37266 \text{ кН/м},$$

где $\operatorname{tg} \varphi = 0,7$ – внутреннее трение для грунта основания (диорит);

$c = 150 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для скалы;

$\omega = B_n \cdot 1 = 57 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$F = T_e - T_n + W_{\text{волн}} + E_n; \quad (6.100)$$

$$F = 26139 - 15,9 + 70,9 + 39,2 = 26194 \text{ кН/м}.$$

Таким образом, условие на сдвиг имеет вид:

$$\frac{37266 \cdot 0,95}{26194 \cdot 1} \geq 1,2;$$

$$1,35 \geq 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости против сдвига по основанию.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одна из важнейших задач службы эксплуатации Первомайской ГЭС – обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС могут быть катастрофическими для всего региона. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения.

Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным из них является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений (с изменениями на 13 июля 2015 года)». Требованием закона «О безопасности гидротехнических сооружений (с изменениями на 13 июля 2015 года)» является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитального ремонта, восстановления или консервации.

Ответственными за внедрение и соблюдение правил охраны труда являются руководители гидроэлектростанции и подразделений на всех ступенях управления. Исполнение правил обязательно для всех работников, связанных с эксплуатацией сооружений и оборудования проектируемой ГЭС, а также для работодателей, в ведении которых находятся названные работники.

На основании выше перечисленного 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 Охрана труда и техника безопасности

Охрана труда и техника безопасности на предприятии – это комплекс мер, необходимых, чтобы обезопасить трудящихся во время выполнения ими порученных работодателем задач. По направлениям работы они подразделяются на:

- обеспечение безопасности электрооборудования, кабельных линий, ЛЭП, молниезащиту;
- защиту от пожаров, возгораний и задымления;
- безопасную организацию всех категорий работ;

- поддержание исправности оборудования (поверка, ремонт, своевременная замена);
- содержание в надлежащем состоянии зданий различного назначения, сооружений, построек, а также территории;
- нейтрализацию влияния на работников шума, запыленности, вибрации и других вредных факторов;
- защиту людей, которые трудятся в опасных условиях: на высоте, под землей, в условиях повышенных или пониженных температур, различных излучений, контактируют с горячими или движущимися предметами и их частями и т.д.;
- обучение работников, учащихся, управленческого персонала (инструктажи по охране труда и технике безопасности, специальные курсы, плакаты, схемы, рисунки и др.);
- мониторинг показателей здоровья работников (предварительные, предсменные, ежегодные, внеочередные медосмотры и освидетельствования), организация санаторного лечения, выдачи лечебно-профилактического питания, молока;
- общественный мониторинг организации охраны труда и техники безопасности на предприятии: работа уполномоченных по ОТ, профсоюзов, других общественных объединений. Успех функционирования системы управления охраной труда зависит от обязательств, взятых на себя на всех уровнях управления, всеми подразделениями и работниками организации.

Основными составляющими системы охраны труда являются следующие мероприятия:

- создание службы охраны труда;
- проведение аттестации рабочих мест;
- проведение инструктажа с сотрудниками организации;
- разработка и утверждение положения и инструкций по охране труда в организации.

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим строительным нормам и правилам, нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, требованиям Речного регистра Российской Федерации, Российского регистра гидротехнических сооружений, Федеральным законам «Об основах охраны труда в Российской Федерации» и «О безопасности гидротехнических сооружений», Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, нормативным актам по охране труда Ростехнадзора России, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, правилам по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок,

Правилам устройства электроустановок, Правилам пожарной безопасности в Российской Федерации и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

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, действующих введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), Стандарта, стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции будет обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, а также по электро-, пожаро-, взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройдет проверку знаний, и должен будет иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки Первомайской ГЭС будут находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и будут укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

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

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

На Первомайской ГЭС будут 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.

Рабочие инструкции по охране труда будут разработаны для всех подразделений.

7.3 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности Первомайской ГЭС изложены в Федеральном Законе от 22 июля 2008г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» Правилами пожарной безопасности для энергетических предприятий (РД 153-34.0-03-301-00) [56] и др.

Ответственными за состояние пожарной безопасности на Первомайской ГЭС являются:

1. Заместитель директора - главный инженер, несет ответственность за противопожарное состояние объектов ГЭС.

2. Руководители служб, отделов, групп несут ответственность за противопожарное состояние закрепленных за ними зданий, сооружений, помещений, оборудования, за сохранность и готовность к работе закрепленных за ними первичных средств пожаротушения.

3. Каждый работник лично отвечает за соблюдение им правил и инструкций по пожарной безопасности на своем рабочем месте и в других местах его пребывания на территории.

4. Ответственность за пожарную безопасность помещений при их аренде (обязательно должно быть оговорено в договоре) несет организация – Арендатор.

5. Лица, виновные в нарушении данной инструкции, в зависимости от характера действия или бездействия и их последствий несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

ГЭС должны быть оборудованы установками пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией людей.

Система пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС предназначена для обнаружения, оповещения и ликвидации пожара автотрансформаторов, 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 выдачи сигнала о пожаре в других 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 пожарного состояния на объекте, состояния противопожарного оборудования и запуск систем водяного пожаротушения в рамках автоматического, дистанционного и ручного управления.

Для минимизации рисков, связанных с пожарами, на проектируемой Первомайской ГЭС будут предусмотрены специальные меры. Проведение 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. Подготовка работников включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- повторные инструктажи;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Специальные места для курения будут расположены в наиболее безопасных позициях на территории гидроэлектростанции. Во всех помещениях, складах, зданиях будут размещены различные пожарные датчики. Во всех необходимых местах установлены огнетушители.

Для тушения пожаров на генераторах и трансформаторах предусмотрена система автоматического водяного пожаротушения.

Для обнаружения, оповещения, тушения и локализации пожара внутри технологических помещений с повышенной пожарной опасностью на Первомайской ГЭС предусмотрена система автоматического пожаротушения.

7.4 Охрана окружающей среды

Влияние гидроэнергетических объектов на окружающую среду носит локальный характер и обусловлено необходимостью создания водохранилищ. Воздействие водохранилищ на окружающую среду связаны с затоплением и подтоплением земель, переформированием берегов, изменением условий обитания объектов растительного и животного мира. Воздействие на водные экосистемы выражается в изменении водного режима на участке водохранилища и в нижнем бьефе гидроузла.

При эксплуатации и техническом обслуживании гидроэлектростанций, а также оборудования и гидротехнических сооружений в их составе, влияние на окружающую среду оказывает гидроузел в целом, как составная часть нового природно-технологического комплекса.

Природоохранные мероприятия при эксплуатации ГЭС осуществляются в соответствии со следующими основными законодательными и нормативными документами:

1. Конституция Российской Федерации (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.) [45];
2. Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002 [46];
3. Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999 [47];
4. Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998 [48];
5. Федеральный закон «О животном мире» № 52-ФЗ от 13.12.1996 [49];
6. Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» (14 марта 1995 года N 33-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 10.05.2007 N 69-ФЗ) [50];
7. Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» (30 марта 1999 года N 52-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 01.12.2007 N 309-ФЗ) [51];
8. Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 г. N 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 N 186-ФЗ) [52];

9. Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 N 75-ФЗ) [53];

10. Федеральный закон «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» (20 декабря 2004 г. №166-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 06.12.2007 N 333-ФЗ) [54];

11. Федеральный закон «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» (25.06.02 №73-ФЗ в ред. Федеральных законов от 08.11.2007 N 258-ФЗ) [55].

12. Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001 [56];

13. Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006 [57];

14. Лесной кодекс РФ № 200- ФЗ от 04.12.2006 [58];

15. Другие нормативные документы РФ.

Проектируемая Первомайская ГЭС расположена на территории Хабаровского края. На территории затопления отсутствуют важные экономические, производственные, социально–культурные объекты.

Комплекс мероприятий санитарной подготовки территории:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов;
- мониторинг водоохраных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению.

В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

- ликвидация скважин (артезианских, геологоразведочных и др.);
- очистка от мусора и остатков строений;
- вывоз нечистот из уборных и вывоз бытовых отходов;
- санитарная очистка территории животноводческих объектов;
- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников.

8 Техничко-экономические показатели

Для определения экономической целесообразности строительства ГЭС определим основные технико-экономические показатели:

- срок окупаемости;
- себестоимость электроэнергии;
- величина чистого дисконтированного дохода (ЧДД);
- внутренняя норма доходности (ВНД).

8.1 Объем продаж

Реализация электроэнергии это стадия производства электрической энергии, при которой происходит ее сбыт на оптовом или розничном рынке. Результаты продаж электроэнергии представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации

Год	2021	2022	2023	2024
Установленная мощность, МВт	630	630	630	630
Число часов использования установленной мощности	5200	5200	5200	5200
Выработка электроэнергии, МВт·ч	3276000	3276000	3276000	3276000
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	2,0	2,0	2,0	2,0
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	65520,0	65520,0	65520,0	65520,0
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	3210480,0	3210480,0	3210480,0	3210480,0
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	1042	1077	1110	1143
Выручка от реализации электроэнергии, млрд.руб.	0,279	0,288	0,297	0,306
НДС к выручке, тыс.руб.	42525256	43953648	45300417	46647186

Увеличение выручки обусловлено ростом тарифов на электроэнергию.

8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Формирование текущих расходов выполняем на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.17 г. №9) с учетом реализованной электроэнергии.

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 рассчитываются, исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества принимаем в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Период расчета в программе 300 месяцев, период окупаемости 66 месяца.

Эксплуатационные расходы на уровне цен первого квартала 2021 года представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, тыс.руб.
Фонд оплаты труда	255,2	160,776
Прочие расходы	274,	172,620
Итого	529,2	333,396

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из стоимости активов. Удельные значения расходов в процентах представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 - Удельное значение расходов на ремонт оборудования

Этапы проекта	Величина	Проценты
От 1 до 5 лет	0,004	
От 6 до 15 лет	0,006	
От 16 до 25	0,008	
Свыше 25 лет	0,1	

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны, исходя из тарифов без НДС, по данным единых сценарных условий ПАО «РусГидро» 2016 года, представлены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, тыс.руб.
ОАО "СО ЕЭС", тыс.руб./МВт	135,38	85289,4
ОАО «АТС» (администратор торговой системы), тыс.руб./МВт·ч	0,001097	3504,8
ОАО «ЦФР» (центр финансовых расчетов), тыс.руб./МВт·ч	0,000318	1015,9

Налог на воду, в соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации для реки Белая, составляет 4,8 рублей за 1 тыс. кВт*ч электроэнергии.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	Миллионов рублей				
	2021	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления	183,0	266,9	270,4	270,4	270,4
Расходы на страхование	26,0	33,4	31,0	28,4	25,8
Эксплуатационные затраты	333,4	333,4	333,4	333,4	333,4
Расходы на ремонт производственных фондов	1,3	2,5	2,3	2,1	1,9
Расходы на услуги регулирующих компаний	89,8	92,8	93,0	93,0	93,0
Налог на воду	13,5	25,2	26,1	26,1	26,1
Итого	647,1	754,2	756,2	753,4	750,7

Структура текущих затрат представлена на рисунке 8.1.

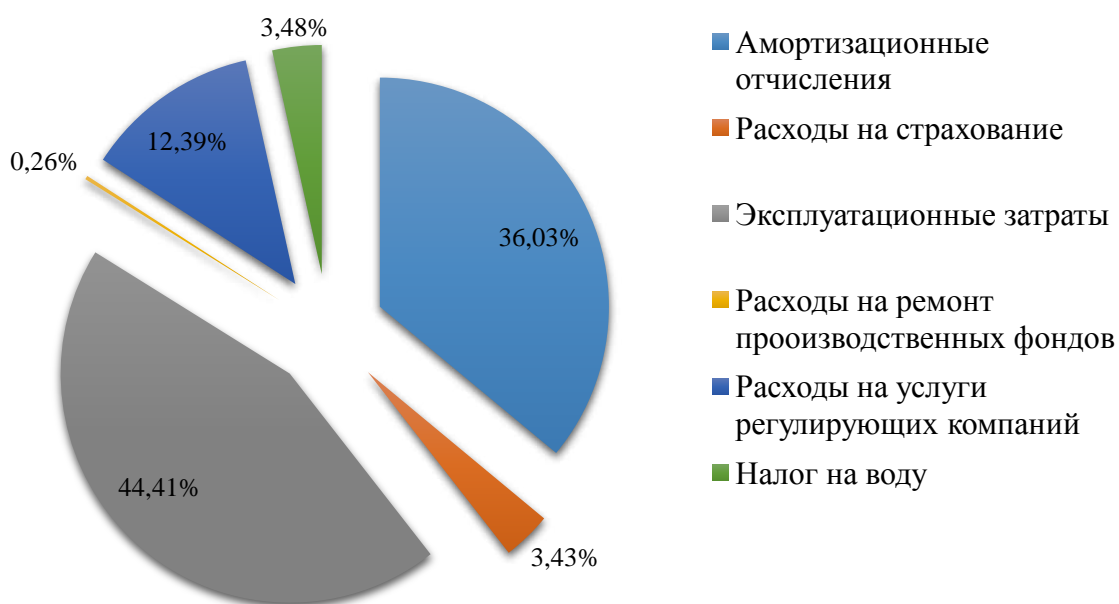


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат, %

8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьей оттоков денежных средств после завершения строительства проектируемой ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет.

Учитываем следующие налоги:

- НДС - 18% от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды - 34 % от фонда оплаты труда;
- налог на имущество - 2,2 % от среднегодовой стоимости имущества;
- налог на прибыль - 20 % от налогооблагаемой прибыли;
- налог на воду на 1 тыс. кВт·ч –4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы с начала реализации проекта приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Миллионов рублей

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025
Налог на прибыль	436,83	905,63	972,19	1006,62	1038,27
НДС	453,82	887,80	947,99	977,83	1005,25
Взносы в социальные фонды	9,78	9,77	9,77	9,77	9,77
Налог на имущество	50,00	75,13	70,47	64,11	58,19
Итого	950,43	1878,33	2000,42	2058,32	2111,48

8.4 Оценка суммы прибыли

Основной формой и отражением основной производственной деятельности Первомайской ГЭС является отчет об прибылях и убытках.

Годовая прибыль представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7– Скорректированная сумма прибыли, в первые годы эксплуатации

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто), млн.руб.	2971,40	5015,80	5279,60	5446,25	5597,32
Текущие расходы, млн.руб.	647,11	754,22	756,24	753,45	750,66
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	2956,06	4990,24	5253,47	5420,12	5571,19
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	496,49	922,19	975,17	1009,69	1041,09
НОРАТ (Чистая прибыль), млн.руб.	2181,83	3688,77	3900,70	4038,76	4164,35
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20	20

Динамика суммы чистой прибыли показана на рисунке 8.2.

Чистая прибыль, млн.руб

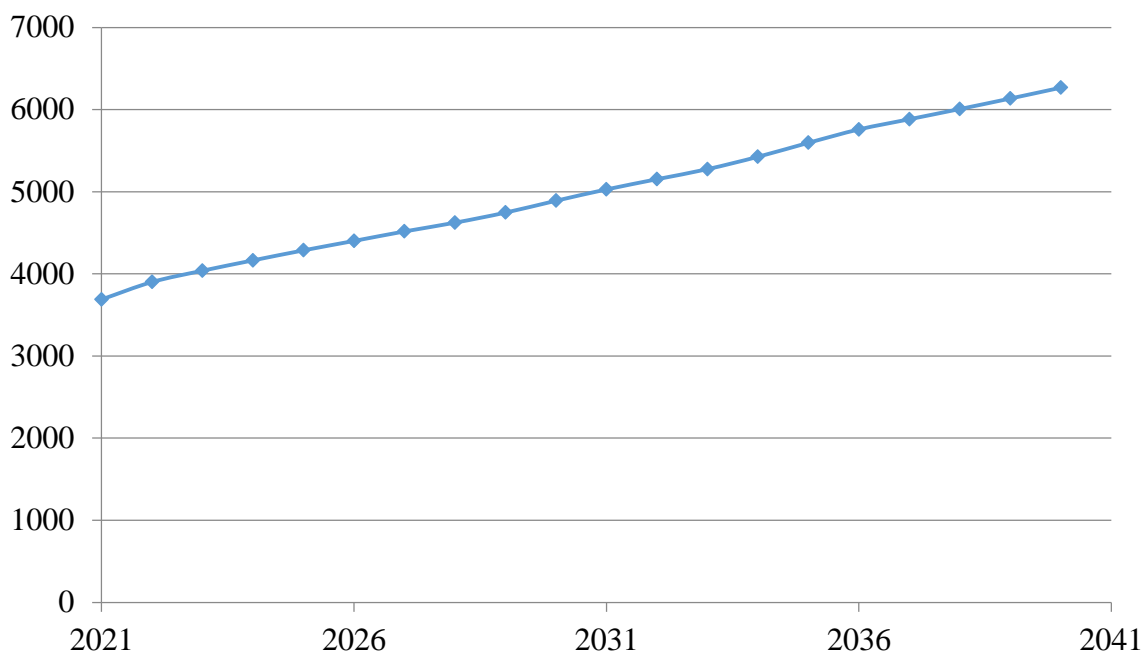


Рисунок 8.2 – Сумма чистой прибыли, млн. руб.

8.5 Методология и исходные данные оценка инвестиционного проекта

Данный раздел выполнен в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденный приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. №54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТОЭ и ТОЭ», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г. №155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.

Расчеты производились с использованием лицензионной версии программного продукта «ProjectExpert фирмы Expertsystems». Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования для Первомайской ГЭС на реке Мая мощностью 630 МВт составляет 25 лет;

- используемая при оценке эффективности финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке.

Предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

В расчетах под доходами понимается выручка от реализации электроэнергии станции.

В расчетах общественной эффективности под расходами понимались все затраты, необходимые для реализации инвестиционного проекта строительства Первомайской ГЭС, в коммерческой эффективности - затраты участников, реализующих инвестиционный проект строительства ГЭС.

Рост тарифа на электроэнергию принят в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро».

Для определения влияния результатов осуществления проекта на бюджет рассчитан чистый дисконтированный доход бюджета.

8.6 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального бюджетов. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств.

К притокам бюджетных средств относятся притоки от налогов, установленных действующим законодательством. Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральные и региональные бюджеты

Год	Миллионов рублей				
	2021	2022	2023	2024	2025
Налоговые поступления	950,43	1878,33	2000,42	2058,32	2111,48
В Федеральный бюджет	913,98	1828,37	1956,08	2020,34	2079,42
В региональный бюджет.	50,00	75,13	70,47	64,11	58,19

Налоговые поступления увеличиваются из-за повышения выручки от реализации электроэнергии.

8.7 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта сводится к определению показателей эффективности инвестиций.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии Первомайской ГЭС на реки Мая мощностью 630 МВт.

Под расходами понимаются собственные средства ПАО «РусГидро», реализующего инвестиционный проект строительства Первомайской ГЭС.

Результаты финансово-экономического расчета представлены в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Результаты финансово-экономического расчета

Ставка дисконтирования, %	11,60
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	66
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб.	21468,45
Индекс прибыльности - PI	1,326
Себестоимость руб./кВт*ч	0,11
Удельные капиталовложения, руб./кВт	90713,1

8.8 Анализ рисков инвестиционных проектов

Типы рисков инвестиционного проекта:

- рыночные – неопределенность объемов реализации электроэнергии;
- капитальные – возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменение затрат в строительство;
- операционные – неопределенность хода проекта в его продуктивный период;
- правовые (политические, юридический, суверенный) возможность изменения правовой среды, в которой осуществляется бизнес;
- финансовые (процентный, валютный) – неопределенность обменных и процентных ставок на финансовых рынках.

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски, им уделено особое внимание. Соответствующие основные параметры финансовой модели перечисленным рискам приведены в таблице 8.10.

Таблица 8.10 – Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметры финансовой модели
Рыночный	Объем продаж
Капитальный	Капитальные затраты
Операционный	Операционные расходы

Основным методом исследования риска является анализ чувствительности.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины чистого дисконтированного дохода к изменениям:

- стоимость строительства по проект;
- цены электроэнергии;
- ставки дисконтирования.

Оценка влияния стоимости строительства, цены электроэнергии, ставки дисконтирования на величину чистого дисконтированного дохода приведена на рисунках 8.2 - 8.5.

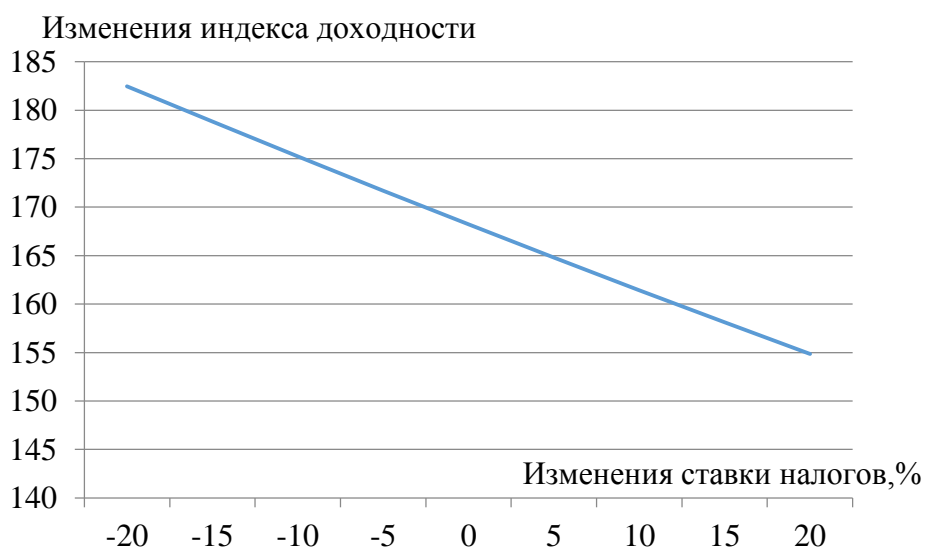


Рисунок 8.2 - Изменения индекса прибыльности (PI) от изменения ставки налогов

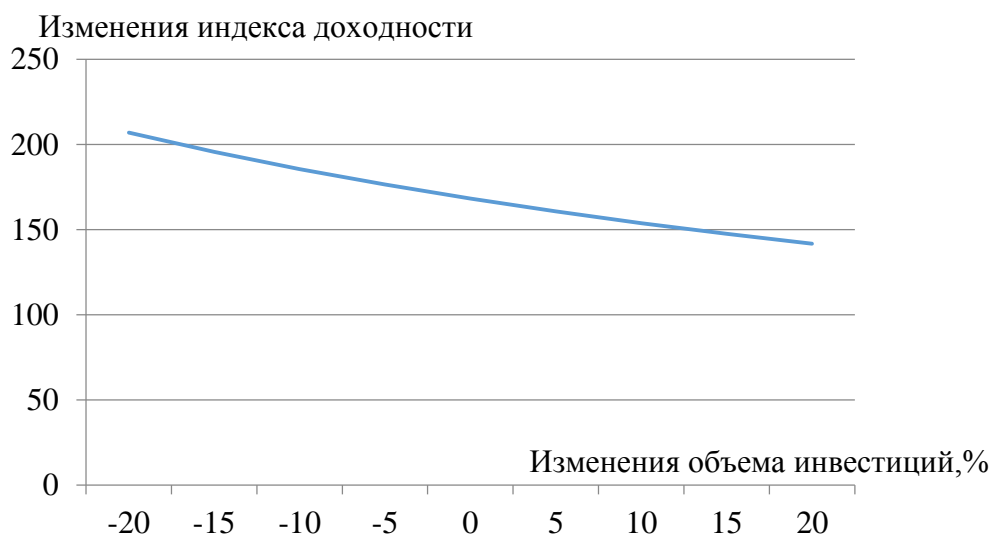


Рисунок 8.3 – Изменение индекса прибыльности (PI) от изменения объёма инвестиций

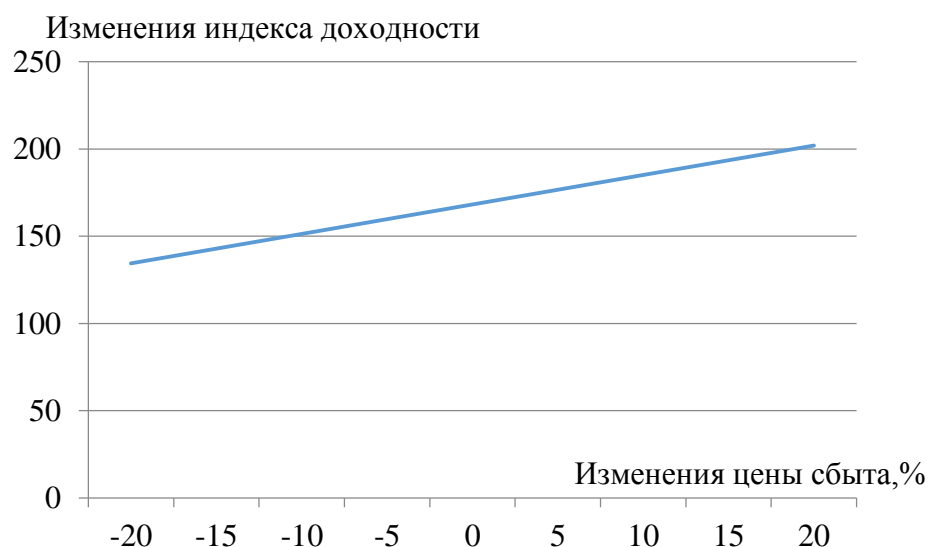


Рисунок 8.4 – Изменение индекса прибыльности (PI) от изменения цены сбыта электроэнергии

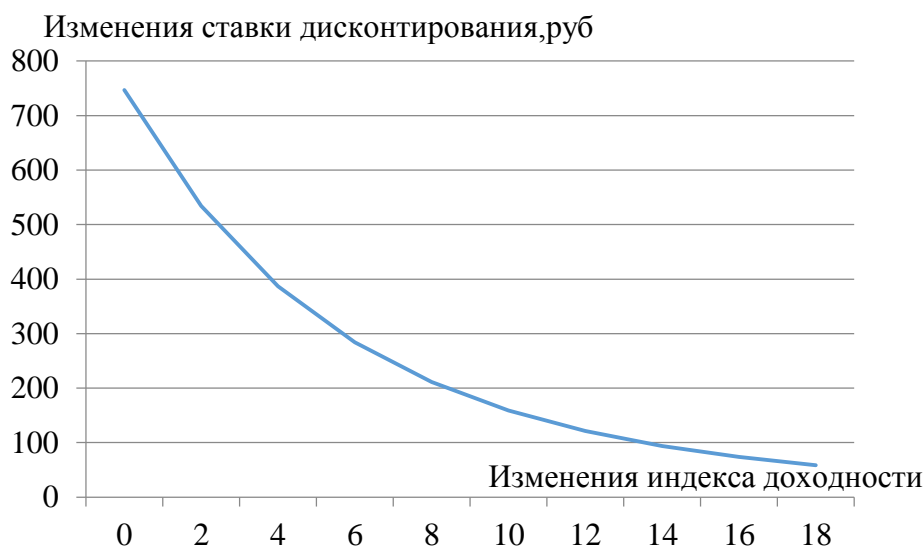


Рисунок 8.5 – Изменение индекса прибыльности (PI) от изменения ставки дисконтирования, %

Увеличение объема инвестиций, увеличение ставки дисконтирования уменьшают величину PI. При увеличении цены реализации электроэнергии PI увеличивается.

Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров: ставки дисконтирования; цены электроэнергии и мощности; налогов; инвестиций.

9 Системы технологического управления и контроля гидроагрегатов ГЭС – тепловой контроль

9.1 Назначение

Системы теплового контроля (СТК), установленные на гидроагрегатах ГЭС, предназначены для непрерывного автоматического контроля теплового состояния гидроагрегата в процессе всех режимов эксплуатации. А также предоставления информации на устройствах отображения и печати, формирования сигналов в систему сигнализации об отклонениях технологических параметров от заданных значений. С выдачей внешних сигналов управления и неисправностей. Информация о контролируемых параметрах поступает от температурных датчиков, расположенных на гидроагрегате.

Система контролирует температуры:

- Обмотки статора ГГ;
- Сердечник статора ГГ;
- Трансформатор возбуждения;
- Сегменты подпятника;
- Сегменты подшипника;
- Воздух горячий;
- Воздух холодный;
- Масло подпятника;
- Масло подшипника;
- Масло МНУ;
- Трансформатор.

9.2 Устройство СТК и принцип работы

9.2.1 Состав изделия

В состав изделия входят:

- а) компоненты подсистемы электропитания шкафа;
- б) управляющий контроллер;
- в) система сбора данных;
- г) терминал;
- д) релейные схемы контроля/ управления/ сигнализации;
- е) устройства индикации (лампы);
- ж) органы управления (ключ);
- з) устройства ввода-вывода информации (включая сетевое оборудование);
- и) вспомогательное оборудование шкафа.

9.2.2 Принцип работы

Система теплового контроля включает в себя датчики, которые ведут непрерывное измерение температуры контролируемых объектов. В зависимости от температуры контролируемого объекта, датчики применяются различного вида и исполнения. Измерительным узлом датчика является термочувствительный элемент (платиновый или медный). Элемент помещен в металлическую гильзу, запаянную с одной стороны. Выводы соединены с клеммами в датчике.

Принцип работы датчика основан на свойстве чувствительного элемента изменять свое электрическое сопротивление в зависимости от изменения температуры.

Основным устройством, входящим в состав СТК, является программируемый логический контроллер (ПЛК), который состоит из модуля процессора, модуля питания, коммуникационного модуля, комплекта блоков ввода/вывода и профильной шины. Сигналы от датчиков, передаются на входные модули ССД (система сбора данных), которые подключается к ПЛК по интерфейсу RS-422. Получая сигналы, ПЛК обрабатывает, и оценивает текущее состояние объекта. Полученные данные идут на отображение терминала панели СТК и через сеть АСУ ТП в программу «Параметры ГЭС».

Структурная схема получения данных приведена на рисунке 9.1.

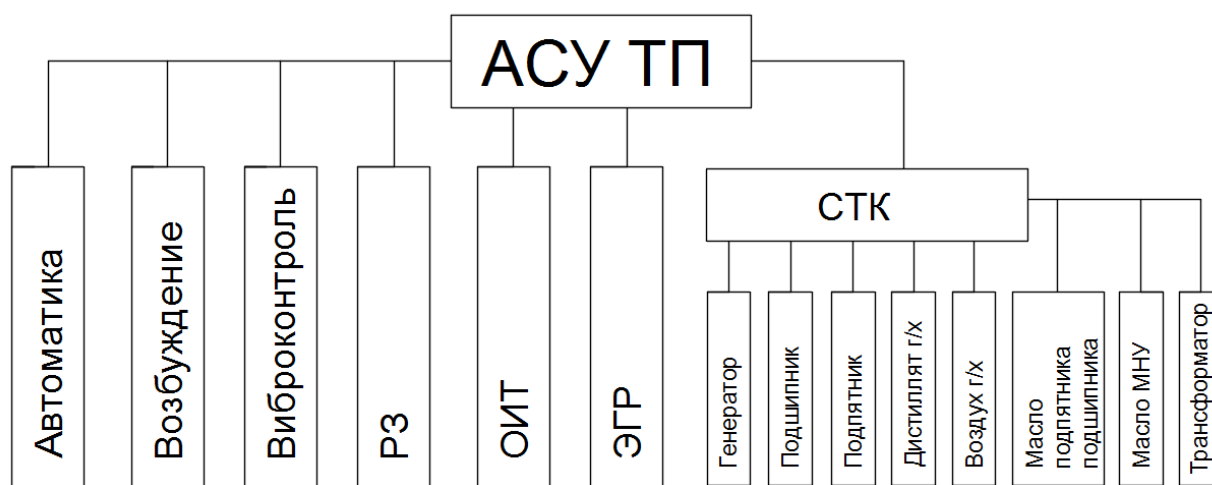


Рисунок 9.1 – Схема получения данных

9.3 Выбор оборудования СТК и основные технические данные

На гидроагрегатах Первомайской ГЭС, устанавливаем системы теплового контроля производства фирмы «Ракурс» (г. Санкт-Петербург). Для проектируемой станции в системе теплового контроля выбираем датчики типа: ТСМ_В-1288-01, ТСМ_В-1388-05, ТСП_В-1388-05 производства НПО «Вакууммаш» (г.Ижевск). Номинальные характеристики датчиков указаны в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Номинальные характеристики датчиков температуры

Показатели	Тип		
	ТСМ _В -1288-01	ТСМ _В -1388-05	ТСП _В -1388-07
Тепловая инерция	не более 20 с	не более 8 с	не более 12 с
Ресурс	не более 10000 ч	не более 10000 ч	не более 10000 ч
Диапазон температуры	от минус 50 до +150	от минус 50 до +120	от минус 50 до +200
Класс точности	В: $\pm[0,25 + 0,0035(t)]^*$	В: $\pm[0,25 + 0,0035(t)]^*$	В: $\pm[0,3 + 0,005(t)]^*$
НСХ	50М	50М	100П
Длина термопары	120 мм	100 мм	160 мм
Материал арматуры	12Х18Н10Т	12Х18Н10Т	Л63
*t - значение измеряемой температуры			

9.4 Размещение датчиков

В гидрогенераторе датчики устанавливаются в пазах статора. На дно паза статора, между стержнями и под клин закладываются плоские датчики типа ТСМ_В-1388-05.

В 6 сегментах генераторного подшипника (общее количество сегментов - 12), установлен датчик контроля температуры типа ТСМ_В-1288-01.

В сегментах подпятника (общее количество – 20) установлен датчик контроля температуры ТСМ_В-1288-01.

В камере холодного воздуха контролируется температура 12 воздухоохладителей, поэтому выполнено 12 точек измерений температуры. Для горячего воздуха установлено 2 датчика типа ТСМ_В-1288-01.

Масло подпятника контролируется в двух точках (горячее масло и холодное масло). Масло подшипника генератора также контролируется двумя измерительными каналами (горячее масло и холодное масло) Тип датчиков для обеих групп ТСМ_В-1288-01.

Тепловой контроль трансформаторов и МНУ осуществляется датчиками типа ТСП_В-1388-05.

На рисунке 9.2 показано, как устанавливается датчик в оборудование.



Рисунок 9.2- датчик СТК в сегменте подшипника.

9.5 Управление системой СТК

9.5.1 Функционирование СТК

В соответствии с технологической программой контроллера, СТК выполняет следующие функции:

- циклический опрос всех эксплуатационных и технологических параметров генератора (время опроса не более 2 с), сравнение их с предупредительными и аварийными уставками, выработку звуковых, световых и информационных сигналов при выходе одного или нескольких параметров за пределы установленных норм;
- циклический опрос и контроль в соответствии с заданным алгоритмом дискретных сигналов;
- для каждого параметра или группы однородных параметров задаются от одной до четырех уставок:
 - верхняя аварийная;
 - верхняя предупредительная;
 - нижняя предупредительная;
 - нижняя аварийная.
- автоматическая индикация на ПК, регистрация на бумажном носителе в алфавитно-цифровой форме текущих значений параметров при выходе их за пределы заданных уставок;
- индикация на терминале и регистрация на бумажном носителе отдельных измерений или групп измерений по запросу оператора и (или) заданному временному графику;
- выдача предупредительной и аварийной сигнализации при всех отклонениях от нормального режима работы, с индикацией на экране ПК номера, времени и значения параметра, явившегося причиной выработки сигнала;

- контроль неисправности основных блоков с регистрацией и выдачей световой сигнализации и информационных сообщений в случаях отклонения от режима;
- обработка измерительных параметров по заданным алгоритмам и регистрация результатов в памяти и на печати, с выдачей сигналов, когда это предусматривается алгоритмом;
- построение графического изображения изменения температуры;
- имеет встроенные часы реального времени и календарь, точность отображения – 1 с; суточный ход часов не превышает 5 с.

9.5.2 Порядок ввода и вывода СТК и их техническое обслуживание

Порядок ввода и вывода СТК и их техническое обслуживание определяется правилами технической эксплуатации (ПТЭ), а также правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭЭ). Мероприятия по ежемесячному, ежегодному техническому обслуживанию, а также проведение первичной и периодической поверки изделия производится согласно руководству по эксплуатации и документу «Методика поверки программно-технических измерительных комплексов». Методика разработана в соответствии с требованиями ГОСТ 22261 – 94.

9.5.3 Описание приборов сигнализации состояния СТК

Приборы сигнализации состояния СТК расположены на передней панели устройства. В верхней части расположены лампы: "Сеть", которая загорается при подаче напряжения питания на ПЛК, и "Неисправность СТК", которая горит при наличии в устройстве неисправного оборудования. Если лампа "Неисправность СТК" горит и терминал работает, необходимо войти в меню неисправностей, выбрать режим "Неисправность СТК" и узнать причину (причины). СТК в систему сигнализации агрегата выдает следующие сигналы: действия СТК представлены в таблицах 9.3-9.7.

- предупредительный сигнал («Действие СТК 1 степени»):

Таблица 9.3 – Действие СТК 1 степени при превышении температуры предупредительной уставки

Оборудование	Нормальная температура	Предупредительная уставка
Обмотка статора ГГ	38°С	65°С
Сердечник статора ГГ	46°С	80°С
Сегменты подпятника и подшипника	37°С	70°С
Трансформатор возбуждения	110°С	160°С
Воздух горячий	44°С	70°С
Трансформатор	28°С	55°С

Таблица 9.4 – Действие СТК 1 ступени при понижении температуры предупредительной уставки

Оборудование	Нормальная температура	Предупредительная уставка
Воздух холодный	22°C	15°C
Масло подпятника и подшипника	55°C	5°C
МНУ	27°C	5°C

- аварийный сигнал («Действие СТК 2 ступени»):

Таблица 9.5 – Действие СТК 2 ступени при превышении температуры

Оборудование	Нормальная температура	Аварийная уставка
Обмотка статора ГГ	38°C	75°C
Сердечник статора ГГ	46°C	90°C
Трансформатор	28°C	65°C
МНУ	27°C	55°C

- аварийный сигнал («Действие СТК 2 ступени») с последующим отключением выключателя и развозбуждением генератора:

Таблица 9.6 – Действие СТК 2 ступени при превышении аварийной уставки устойчиво в течение трех циклов измерений

Оборудование	Нормальная температура	Аварийная уставка
Трансформатор возбуждения	110°C	200°C (с задержкой 100 с)

- аварийный сигнал («Действие СТК 2 ступени») с запуском аварийной остановки агрегата:

Таблица 9.7 – Действие СТК 2 ступени при превышении аварийной уставки устойчиво в течение трех циклов измерений

Оборудование	Нормальная температура	Аварийная уставка
Сегменты подпятника и подшипника	37°C	80°C

Примечание: для групп сегментов подпятника и подшипника при скорости нарастания температуры 4°C/мин через 2,5 с проходит сигнал «Действие СТК 1-ой ступени». При скорости нарастания 6°C/мин через 5 с проходит сигнал «Действие СТК 2 ступени» и запускается аварийная остановка агрегата от СТК.

Все датчики сопротивления в каждом цикле измерения температуры опрашиваются трижды. Три значения температуры для каждого датчика сравниваются между собой. Если разница значения превышает 3°C эти замеры

считаются недостоверными и измеряемый канал выбрасывается из опроса с выдачей сигнала “Неисправность СТК”.

При прохождении аварийного сигнала “Действие СТК 2-ой степени” дежурный персонал действует согласно «Инструкции по эксплуатации гидроагрегатов ГЭС».

9.6 Эксплуатация СТК

Структурная схема СТК показана на рисунке 9.2.

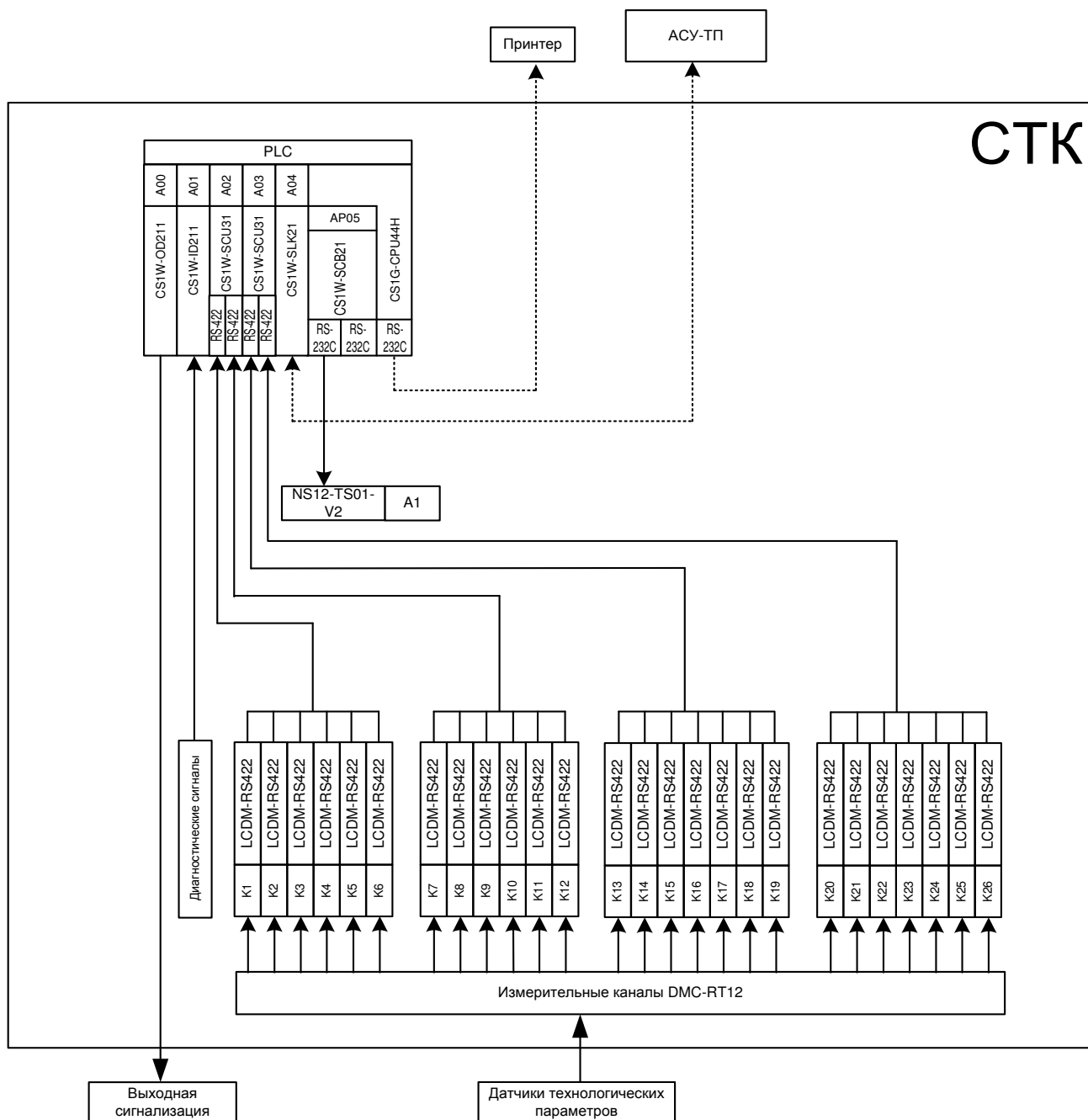


Рисунок 9.2 – Структурная схема СТК

Сигналы от датчиков технологических параметров, расположенных непосредственно на контролируемых объектах (согласно проекту), поступают в измерительные каналы термопреобразователей сопротивлений DMC-RT 12. На каждый DMC-RT 12 поступает сигнал от двух датчиков. Измерительные каналы предназначены для прецизионных измерений сигналов от термосопротивлений, преобразования полученных данных в значение температуры и выдачи результатов по запросу в ПЛК через концентраторы К1...К26, которые в свою очередь подключены к цифровым измерительным преобразователям (далее ЦИП) интерфейсов. Концентраторы линий связи и ЦИП являются системой сбора данных (ССД). К каждому концентратору подключено восемь ЦИПов. В каждом преобразователе интерфейсов осуществляется контроль двух датчиков. В итоге на выходе концентратора получаем 16 измеряемых величин, которые передаются через порты интерфейса RS-422 на коммуникационные модули CS1W-SCU31 и CS1W-SLK21. Они выполняют автономное управление обменом данными, разгружая центральный процессор контроллера от обслуживания коммуникационных задач, и являются промежуточным звеном связи между контроллером и концентратором. Далее обработка, хранение и формирование данных осуществляется на главном модуле CS1G-CPU44H, после чего данные отправляются на выходной модуль CS1W-OD211, в сеть АСУ ТП и устройство печати, через интерфейс RS-232C. Также через RS-232C осуществляется связь между терминалом NS12-TS01-V2 (далее NS терминал). NS терминал выполнен по технологии touch-screen и предназначен для отображения и ввода информации посредством сенсорных клавиш, отображаемых на экране. На входной модуль CS1W-ID211 поступают диагностические сигналы такие как: «генератор в работе», «наличие питания 220VAC,220VDC», «контроль сигнализации», «наличие питания на блоках питания». При возникновении неисправности, с выходного модуля CS1W-OD211 поступит соответствующий сигнал (цепи сигнализации, цепи защиты) в схему автоматики.

9.7 Переносная система теплового контроля

На проектируемой Первомайской ГЭС система теплового контроля состоит из: стационарной системы и переносной системы, которая осуществляет тепловизионный контроль.

С помощью тепловизионного контроля электрооборудования имеется возможность выявления различных дефектов уже в процессе их первоначального формирования, предупреждая варианты аварийного выхода электроустановок из строя, и позволяя проводить плановые ремонты. Кроме того, такое обследование сегодня считается одним из самых эффективных в плане предупреждения пожаров.

9.8 Вывод

При эксплуатации генераторов должны быть обеспечены их бесперебойная работа в допустимых режимах, надежное действие систем возбуждения, охлаждения, маслоснабжения, устройств контроля, защиты, автоматики и диагностики. При пуске и во время эксплуатации генераторов должен осуществляться контроль электрических параметров статора, ротора и системы возбуждения; температуры обмотки стали статора, охлаждающих сред, подшипников, подпятников, температур масел. Поэтому система теплового контроля станции является важной системой. Она обеспечивает непрерывный автоматический контроль теплового состояния гидроагрегата с выдачей предупредительных и аварийных сигналов о низком или высоком уровне температуры контролируемых узлов гидроагрегата, команды аварийного останова и блокировки пуска гидроагрегата по температурным параметрам, контроля исправности оборудования, датчиков и элементов системы ТК. А также предоставление информации на устройствах отображения и печати, улучшает наглядность и полноту предоставления информации диагностики средств АСУ ТП и технологического оборудования, с помощью программного обеспечения ВТЭП, что позволяет улучшить технико-экономические показатели управляемого объекта, за счет реализации более сложных и современных алгоритмов управления.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Первомайского гидроузла на реке Мая, являющимся сооружением I класса.

На основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев:

- основного (при обеспеченности 0,1 %) $Q_{0,1\%} = 10614 \text{ м}^3/\text{с}$;
- поверочного (при обеспеченности 0,01 %) $Q_{0,01\%} = 12672 \text{ м}^3/\text{с}$.

В ходе водно-энергетических расчетов была определена установленная мощность $N_{\text{уст}} = 630 \text{ МВт}$ и среднемноголетняя выработка $\mathcal{E}_{\text{ср.мнг}} = 4,71 \text{ млрд. кВт} \cdot \text{ч}$.

На следующем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

$$H_{\min} = 44,8 \text{ м};$$

$$H_{\text{расч}} = 59,1 \text{ м};$$

$$H_{\max} = 69,9 \text{ м}.$$

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет 1600 м³/с.

При выборе турбин рассматривалось три варианта ПЛ70-В, ПЛД70-В60°, РО75-В. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с четырьмя гидротурбинами РО75-В-600.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 115,4 об/мин подобран серийный гидрогенератор СВ-1500/130-52 с номинальной активной мощностью 160 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема распределительного устройства на 9 присоединений (4 единичных блока и 5 отходящих воздушных линий) ОРУ 220 кВ " схема две рабочие и обходная система шин". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование:

- блочные трансформаторы ТДЦ– 200000/220;
- трансформаторы собственных нужд ТСЛ-4000/13,8;
- для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС – 240/39

В качестве генераторного комплекса был принят НЕСС-130.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в

соответствии с ПУЭ. Компоновка гидроузла была принята приплотинная. Водосливная плотина принята бетонной.

В состав сооружений входят:

- правобережная глухая плотина – 120 м;
- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля – 192 м;
- станционная часть плотины – 127,2 м;
- левобережная глухая плотина – 169 м.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 57 м;
- число водосливных отверстий – 8;
- ширина водосливных отверстий в свету – 20 м;
- отметка гребня – 817,2 м;
- ширина гребня – 28,78 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, способ свободно отброшенной струи.

Во избежание недопустимо больших напряжений, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, в различных частях тела бетонной плотины, она разделена на секции постоянными температурно-осадочными швами.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,35 для сочетания нагрузок соответственно (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Первомайского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 5,5 лет;
- себестоимость – 0,11 руб./кВт;
- удельные капиталовложения – 90713,1 руб./кВт.

Таким образом, строительство Первомайского гидроузла в настоящее время является актуальным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затеева. – Саяногорск : СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Востока. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы». – Режим доступа : <http://so-ups.ru/>.
4. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва : Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
5. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научно-производственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». – Режим доступа : <http://www.elsib.ru/>.
6. ГОСТ 8339-84 Установки маслonaпорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва : Стандартинформ, 2008. – 8 с.
7. ГОСТ 534-78 Краны мостовые опорные. Пролеты. – Взамен ГОСТ 534-69 ; введ. 01.07.1979 – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2002. – 4 с.
8. Прошин, А. С. Монтажные краны электростанций : учебное пособие для вузов / А. С. Прошин. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Машиностроение, 1973. – 248 с.
9. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – Изд. 4-е, перераб. и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
10. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
11. Усов, С.В. Электрическая часть электростанций. / Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К.– Энергоатомиздат 2-е издание, 1987. – 617с.
12. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.
13. Типовые строительные конструкции, изделия и узлы серия 1.424.3 – 7. Строительные колонны одноэтажных производственных зданий, оборудованных мостовыми опорными кранами [Электронный ресурс]: введ:

01.05.1985 // Справочная проектировщика «DWG». – Режим доступа : <http://www.dwg.ru>.

14. Куценов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование : учебное пособие для вузов / Д. А. Куценов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск : СФУ, 2007. – 232 с.

15. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.

16. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>.

17. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.

18. СТО 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.

19. ГОСТ 2.722-68* Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Машины электрические. - Введ. 01.01.1971. – Москва : Стандартиформ, 2008. – 15 с.

20. ГОСТ 2.747-68 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Размеры условных графических обозначений. - Введ. 01.01.1971. – Москва : Стандартиформ, 2008. – 6 с.

21. Толстихина Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий / Л. В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2010. - 180 с.

22. Протокол заседания Совета директоров ОАО «РусГидро» от 03 апреля 2015 № 212 – 2015. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/>.

23. Каталог «Генераторные выключатели и трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // ОАО ВО «ЭЛЕКТРОАППАРАТ». – Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru/>.

24. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706 с.

25. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Балтэнерго». – Режим доступа : <http://www.baltenergo.spb.ru/>.

26. Каталог «Трансформаторы ТСЗФ, ТСЗ, ТСЗФС, ТСЗС, ТСЗУ трехфазные сухие, в т.ч. повышенной пожаробезопасности, класса напряжения 6 - 20 кВ, в т.ч для собственных нужд подстанций» [Электронный ресурс] // Компания «СлавЭнерго». – Режим доступа: <http://slavenergo.ru/>.

27. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа : <http://www.kondensator.su>.
28. 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.
29. Техническая политика ОАО «РусГидро» – 2011. [Электронный ресурс] // Открытое акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро». – Режим доступа : <http://www.rushydro.ru/>.
30. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
31. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.
32. Чугаев, Р.Р. Гидравлика/ Р.Р.Чугаев. – Ленинград: Энергоиздат, 1982. – 672с.
33. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике : учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.
34. Киселёв П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с.
35. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.
36. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
37. ГОСТ 12.0.230-2007 «Система стандартов безопасности труда. Система управления охраной труда. Общие требования» [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-0-230-2007-ssbt>.
38. Распоряжение РАО ЕЭС России от 14.01.98 № 5р «Об утверждении Положения о СУОТ» [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://meganorm.ru/Data2/1/4293831/4293831794.htm>.
39. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утв. приказом Министерством труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 №328. [Электронный ресурс] . – Режим доступа : <http://docs.cntd.ru/document/499037306>.
40. РД 153-34.0-03.301-00 – «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий». [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://exd.ru/pdf/norm_doc/n153-34_0-03_301-00.pdf.
41. Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://docs.cntd.ru/document/902111644>.

42. Конституция Российской Федерации (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.). [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28399.
43. Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002. [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34823.
44. Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999. [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_22971.
45. Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998. [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_19109.
46. Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» (14 марта 1995 года N 33-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 10.05.2007 N 69-ФЗ). [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_6072.
47. Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» (30 марта 1999 года N 52-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 01.12.2007 N 309-ФЗ). [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_22481.
48. Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 г. N 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 N 186-ФЗ). [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_15265.
49. Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 N 75-ФЗ). [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_8515.
50. Федеральный закон «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» (20 декабря 2004 г. №166-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 06.12.2007 N 333-ФЗ). [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_50799.
51. Федеральный закон «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» (25.06.02 №73-ФЗ в ред. Федеральных законов от 08.11.2007 N 258-ФЗ). [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_37318.
52. Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 03.07.2016. [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_33773.
53. Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006. [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_60683.
54. Лесной кодекс РФ № 200- ФЗ от 04.12.2006. [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_64299.

55. Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.
56. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.
57. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.
58. СО 153-34.20.501-2003. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [Электронный ресурс]. – Режим доступа : https://www.ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/40/40609/.
59. Рабочая конструкторская документация «Система измерения параметров турбогенераторов и гидрогенераторов СТК Р-416/1016-Т3 для гидрогенераторов Красноярской ГЭС Р20.2012.100» – Введ. 15.11.2013 – Санкт-Петербург : ПАО «Красноярская ГЭС», 2014 – 54 с.
60. Эксплуатационная документация Р68.2014.01.001.РЭ2 «Руководство по эксплуатации. Часть 1» – Введ. 14.12.2014 – Санкт-Петербург : ПАО «Красноярская ГЭС», 2014 – 50 с.
61. Эксплуатационная документация Р68.2014.01.001.РЭ1 «Руководство по эксплуатации СТК. Часть 2» – Введ. 17.10.2017 – Санкт-Петербург : ПАО «Красноярская ГЭС», 2014 – 54 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Мая за период 1950-1999 гг.

Расходы в кубических метрах в секунду

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q ср год
1950	73	53	44	34	1640	2250	1130	2070	1300	570	214	101	789
1951	46	44	40	40	3850	4690	1810	2920	1190	589	209	136	1297
1952	97	64	49	60	2820	2410	1500	1460	1440	818	285	120	926
1953	73	54	50	54	3190	2390	2610	2160	3030	949	218	136	1242
1954	80	54	46	38	1170	5860	1130	847	1550	1290	383	203	1054
1955	112	80	63	61	6020	3510	2780	3600	959	437	176	125	1499
1956	73	58	48	61	2190	8900	2100	969	1120	1240	367	204	1444
1957	124	82	65	64	3220	3060	1970	1170	1570	1610	347	164	1120
1958	82	54	45	44	1730	3260	2900	1140	1350	526	204	127	955
1959	63	55	48	56	1990	1930	2150	2490	1200	364	167	114	885
1960	69	52	41	41	1970	3890	2870	1250	1470	536	187	118	1041
1961	69	51	46	44	2710	3300	4520	2440	2640	1120	323	232	1457
1962	118	83	65	62	4800	3550	3140	1240	775	534	219	85	1222
1963	60	38	35	42	1580	3750	1580	546	659	316	151	110	1107
1964	62	44	39	36	2070	4530	1570	1940	1370	538	172	111	1221
1965	62	43	38	39	2570	3630	2900	1270	1590	697	228	138	1044
1966	87	61	56	53	3600	4820	1200	2100	1800	469	234	163	1052
1967	88	65	57	104	4190	3180	1390	1870	756	510	205	115	1240
1968	66	38	40	601	2740	5160	1110	980	780	614	196	110	1697
1969	56	43	28	29	2190	5570	3250	1110	1586	656	217	154	1360
1970	81	54	43	47	5930	8110	2160	1230	1420	814	295	191	1719
1971	85	58	52	49	4520	4270	1920	2320	2280	475	179	113	997
1972	78	34	33	213	3750	3600	3220	4460	3170	1510	372	197	1425
1973	126	76	67	67	2530	2830	1980	2150	1190	564	234	158	1437
1974	87	60	52	52	5860	3510	1872	2410	1910	921	215	158	1003
1975	100	62	52	182	3000	2600	1470	4380	3690	1100	375	236	1247
1976	129	69	56	65	3500	3810	1490	910	1280	335	243	157	1945
1977	87	59	52	59	4280	2870	1480	2230	2460	828	339	225	992
1978	142	91	75	115	4160	7510	4120	2970	2310	1170	422	263	1321
1979	125	85	60	72	3360	2050	1340	2580	1410	368	282	182	1504
1980	136	105	72	71	3040	6500	2020	1400	1350	704	272	189	1402
1981	123	91	74	76	4690	3800	2480	2940	2340	897	343	197	1243
1982	126	87	73	116	2980	3740	3660	1590	3090	1140	399	225	1048
1983	136	92	73	82	4630	3380	1130	2030	1700	1080	394	198	932
1984	118	80	66	74	3790	3400	1410	1790	1010	416	277	145	1074
1985	83	41	36	90	3270	3620	1440	1130	809	376	178	112	700
1986	76	61	46	51	2413	5424	1156	1312	1605	423	199	112	1253

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q ср год
1987	64	43	40	39	714	3281	1629	868	1018	398	204	113	1044
1988	60	46	35	51	4728	4981	2376	1386	738	369	143	126	861
1989	94	58	47	80	2360	3120	1020	1620	2240	1060	319	158	931
1990	120	69	57	79	2560	1170	2290	983	1930	632	261	182	853
1991	122	94	74	99	2810	3980	956	1250	1050	367	227	151	615
1992	104	70	59	106	2890	2290	1830	1020	1110	473	177	114	1160
1993	77	56	48	50	2000	1330	1190	838	1030	443	217	103	1315
1994	70	58	56	57	2040	2510	3610	2430	1310	531	275	147	1061
1995	77	62	56	74	4240	4640	1880	1470	1910	980	244	179	1317
1996	136	79	54	56	4710	1440	784	768	2790	1480	278	206	1065
1997	124	93	97	139	3240	2930	2150	1260	1950	681	265	203	1096
1998	74	58	51	50	3510	4800	1090	538	1970	382	202	124	973
1999	75	60	50	54	4610	6660	1620	1610	801	950	370	240	1580
	92	63	53	80	3265	3876	2006	1750	1634	725	258	158	1163

Таблица А.2 – Расчёт интегральной кривой нагрузки

Зимние сутки				Летние сутки			
час	$P_{t}^{зим}$	мощность	выработка	час	$P_{t}^{лет}$	мощность	выработка
0	521	1327	23576	0	946	957	17562
1	1327	33	33	1	544	12	12
2	1294	35	37	2	497	35	59
3	1292	61	115	3	467	37	65
4	1266	85	210	4	434	59	151
5	1242	101	288	5	423	59	151
6	1226	104	308	6	438	90	338
7	1223	114	378	7	469	100	412
8	1213	134	542	8	604	116	536
9	1193	148	668	9	760	116	536
10	1179	172	909	10	922	135	724
11	1155	176	952	11	957	144	829
12	1151	211	1371	12	899	144	829
13	1116	260	2002	13	942	165	1098
14	1067	280	2281	14	968	198	1558
15	1047	516	5829	15	899	223	1935
16	811	631	7660	16	920	354	4029
17	696	666	8263	17	813	414	5026
18	661	706	8987	18	857	460	5883
19	621	746	9742	19	842	489	6429
20	581	753	9876	20	813	491	6465
21	574	766	1054	21	735	519	7062
22	561	766	10154	22	823	523	7159
23	561	806	11069	23	793	535	7420

Окончание приложения А

Таблица А.3 – Результаты расчётов для построения годовых графиков

Мощность в МВт

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$P_{\text{ср}}$, МВт	936	919	845	739	639	587	587	639	739	845	919	936
P_{max} , МВт	1315	1226	1072	894	740	651	651	740	894	1072	1226	1315

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водно-энергетические расчёты

Таблица Б.1 – Величины необходимые для расчёта максимальных расходов заданной обеспеченности

Год	$Q_{\max}, \text{M}^3/\text{с}$	K	K-1	$(K-1)^2$	$(K-1)^3$
1 964	8900	2,06	1,06	1,13	1,198
1 938	8110	1,88	0,88	0,77	0,679
1 983	6660	1,54	0,54	0,29	0,160
1 943	6500	1,51	0,51	0,26	0,130
1 936	6220	1,44	0,44	0,19	0,086
1 970	5860	1,36	0,36	0,13	0,046
1 984	5860	1,36	0,36	0,13	0,046
1 955	5570	1,29	0,29	0,08	0,025
1 940	5424	1,26	0,26	0,07	0,017
1 958	5160	1,20	0,20	0,04	0,007
1 946	4981	1,15	0,15	0,02	0,004
1 986	4820	1,12	0,12	0,01	0,002
1 947	4800	1,11	0,11	0,01	0,001
1 951	4710	1,11	0,11	0,01	0,001
1 960	4690	1,09	0,09	0,01	0,001
1 948	4690	1,09	0,09	0,01	0,001
1 972	4640	1,09	0,09	0,01	0,001
1 985	4630	1,08	0,08	0,01	0,00
1 981	4530	1,07	0,07	0,01	0,00
1 968	4520	1,05	0,05	0,00	0,00
1 977	4460	1,05	0,05	0,00	0,00
1 942	4380	1,05	0,05	0,00	0,00
1 978	4280	1,03	0,03	0,00	0,00
1 957	4190	1,01	0,01	0,00	0,00
1 980	4160	0,99	-0,01	0,00	0,00
1 969	3980	0,97	-0,03	0,00	0,00
1 971	3890	0,96	-0,04	0,00	0,00
1 966	3810	0,92	-0,08	0,01	0,00
1 974	3790	0,90	-0,1	0,01	-0,01
1 979	3750	0,88	-0,12	0,01	-0,02
1 967	3740	0,88	-0,12	0,01	-0,02
1 962	3630	0,87	-0,13	0,02	-0,02
1 944	3620	0,87	-0,13	0,02	-0,02
1 982	3610	0,84	-0,16	0,03	-0,04
1 965	3360	0,84	-0,16	0,03	-0,04
1 963	3281	0,84	-0,16	0,03	-0,011
1 976	3260	0,78	-0,22	0,05	-0,014
1 959	3240	0,76	-0,24	0,06	-0,015
1 945	3220	0,76	-0,24	0,06	-0,015

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.1

Год	$Q_{\max}, \text{M}^3/\text{c}$	K	K-1	$(K-1)^2$	$(K-1)^3$
1 950	3190	0,75	-0,25	0,06	-0,016
1 956	3120	0,75	-0,25	0,07	-0,018
1 939	2830	0,74	-0,26	0,08	-0,021
1 953	2820	0,72	-0,28	0,12	-0,041
1 941	2560	0,66	-0,34	0,12	-0,042
1 937	2490	0,65	-0,35	0,17	-0,067
1 975	2290	0,59	-0,41	0,18	-0,076
1 949	2550	0,58	-0,42	0,22	-0,103
1 954	2000	0,53	-0,47	0,23	-0,110
1 952	1988	0,52	-0,48	0,29	-0,155
1 973	1950	0,46	-0,54	0,30	-0,160
Сумма	215796	50,00	0,00	5,11	1,679

Таблица Б.2 – Результаты расчёта эмпирических кривых обеспеченности

m	p, %	Годы	$Q_{\text{ср.год}}, \text{M}^3/\text{c}$	Годы	$Q_{\text{ср.пол}}, \text{M}^3/\text{c}$	Годы	$Q_{\text{ср.межн}}, \text{M}^3/\text{c}$
1	1,96	1978	1946	1998	4155	1954	452
2	3,92	1972	1720	1955	3995	1983	398
3	5,88	1970	1698	1970	3770	1968	381
4	7,84	1999	1581	1978	3707	1987	350
5	9,80	1981	1504	1999	3434	1991	349
6	11,76	1955	1499	1988	3368	1998	337
7	13,73	1961	1458	1972	3285	1993	318
8	15,69	1956	1444	1981	3250	1982	309
9	17,65	1965	1437	1962	3183	1975	301
10	19,61	1974	1425	1969	3148	1990	298
11	21,57	1982	1402	1961	3122	1996	295
12	23,53	1971	1360	1974	3112	1956	293
13	25,49	1980	1322	1956	3110	1969	287
14	27,45	1995	1318	1968	3070	1958	278
15	29,41	1951	1297	1971	3062	1950	277
16	31,37	1988	1253	1975	3028	1984	273
17	33,33	1997	1247	1983	2935	1961	269
18	35,29	1983	1244	1982	2932	1989	259
19	37,25	1953	1243	1951	2892	1981	257
20	39,22	1969	1240	1980	2862	1999	257
21	41,18	1962	1223	1995	2828	1955	252
22	43,14	1966	1222	1966	2708	1976	246
23	45,10	1994	1166	1991	2680	1962	243
24	47,06	1957	1121	1953	2676	1995	239
25	49,02	1975	1108	1977	2664	1967	238
26	50,98	1977	1096	1967	2658	1977	236
27	52,94	1986	1074	1996	2605	1997	229
28	54,90	1996	1065	1984	2598	1980	221

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.2

m	p, %	Годы	$Q_{\text{ср.год}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.пол}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.межн}}, \text{м}^3/\text{с}$
29	56,86	1954	1054	1994	2560	1974	221
30	58,82	1968	1053	1976	2520	1953	219
31	60,78	1984	1048	1954	2468	1970	218
32	62,75	1967	1044	1987	2455	1963	217
33	64,71	1960	1041	1965	2410	1985	216
34	66,67	1964	1040	1986	2382	1952	213
35	68,63	1989	1015	1985	2365	1988	196
36	70,59	1976	1004	1992	2337	1978	185
37	72,55	1973	998	1958	2310	1973	185
38	74,51	1979	993	1997	2310	1965	178
39	76,47	1998	973	1963	2303	1994	171
40	78,43	1958	955	1964	2296	1979	168
41	80,39	1985	932	1960	2290	1966	160
42	82,35	1991	932	1979	2148	1951	158
43	84,31	1992	927	1973	2136	1992	158
44	86,27	1959	886	1957	2100	1972	155
45	88,24	1990	861	1989	2072	1960	149
46	90,20	1952	854	1990	1988	1971	144
47	92,16	1950	790	1959	1952	1964	143
48	94,12	1963	739	1952	1926	1957	141
49	96,08	1987	701	1950	1815	1986	140
50	98,04	1993	615	1993	1507	1959	124

Таблица Б.3 – Результаты расчёта режимов работы станции

Месяц	$Q_{\text{быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пот}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пол}}, \text{м}^3/\text{с}$	$z_{\text{ВВ}}, \text{м}$	$z_{\text{НБ}}, \text{м}$	$H_{\text{н}}, \text{м}$	$N_{\text{б}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	$N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$
I	77	3	74	810	738	72	46	400	240
II	51	3	78	810	738	72	29	400	240
III	39	3	36	810	738	72	22	400	240
IV	48	1	47	810	738	72	29	800	470
V	2910	1	2909	810	748	62	1527	800	470
VI	2487	3	2484	810	747	63	1332	800	470
VII	1548	3	1545	810	744	66	870	800	470
VIII	1507	3	1504	810	744	66	849	800	470
IX	1486	3	1483	810	744	66	838	800	470
X	653	3	650	810	740	70	385	800	470
XI	227	3	224	810	739	71	136	400	240
XII	96	3	93	810	738	72	57	400	240

Продолжение приложения Б

Таблица Б.4 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году

Месяц	$Q_{\text{быт}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пот}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пол}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вдхр}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{нб}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	t	$V_{\text{н}},$ км^3	$\Delta V,$ км^3	$V_{\text{к}},$ км^3	$Z_{\text{нач}},$ М	$Z_{\text{кон}},$ М	$Z_{\text{ср}},$ М	$Z_{\text{нб}},$ М	$H_{\text{ГЭС}},$ М	$N_{\text{расч}},$ МВт	$N_{\text{гар}},$ МВт
10	828	2	828	0	828	830	800	2678400	23,3	0,0	23,3	810	810	809,99	741,17	68,08	489	По ВХК
11	339	2	339	450	789	791	400	2592000	22,1	1,17	22,1	810	808,5	809,21	741,36	67,12	460	460
12	225	2	225	626	851	853	400	2678400	20,1	1,62	20,5	808,5	806,2	807,32	741,63	64,96	480	480
1	87	2	87	803	890	892	400	2678400	18,1	2,08	18,4	806,2	803,2	807,32	741,80	62,19	480	480
2	59	2	59	838	897	809	400	2419200	16,3	2,17	16,3	803,2	800	804,72	741,83	69,06	460	460
3	52	2	52	747	799	801	400	2678400	14,3	1,94	14,3	800	796,7	801,62	741,41	56,22	390	390
4	59	2	59	1435	1494	1496	800	2592000	16,9	3,72	10,6	796,7	788,9	798,35	743,67	48,41	628	По ВХК
5	3080	2	3080	-1599	1481	1483	800	2678400	14,7	-4,14	14,7	787,9	797,5	792,81	743,63	48,34	621	По ВХК
6	2670	2	2670	-1393	1277	1279	800	2592000	18,4	-3,61	18,4	797,5	803,1	792,69	742,88	56,70	628	По ВХК
7	2680	2	2680	-1527	1153	1155	800	2678400	22,3	-3,96	22,3	803,1	887	800,31	742,82	62,77	628	По ВХК
8	2430	2	2430	-1335	1095	1097	800	2678400	22,9	-3,46	22,9	808,7	809,4	805,92	742,20	66,14	629	По ВХК
9	2452	2	2452	-994	1108	1460	800	2592000	23,3	-2,58	23,3	809,4	810	809,07	743,54	65,45	629	По ВХК

Таблица Б.5 – Сработка-наполнение водохранилища в средневодном году по способу 1

Месяц	$Q_{\text{быт}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пот}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пол}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вдхр}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{нб}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	t	$V_{\text{н}},$ км^3	$\Delta V,$ км^3	$V_{\text{к}},$ км^3	$Z_{\text{нач}},$ М	$Z_{\text{кон}},$ М	$Z_{\text{ср}},$ М	$Z_{\text{нб}},$ М	$H_{\text{ГЭС}},$ М	$N_{\text{расч}},$ МВт	$N_{\text{гар}},$ МВт
10	828	2	828	0	828	830	800	2678400	23,3	0,00	23,3	810	810	809,99	741,17	68,08	489	По ВХК
11	339	2	339	710	1049	1051	400	2592000	23,3	1,84	21,5	810	807,5	808,75	742,47	65,55	597	460
12	225	2	225	800	1025	1027	400	2678400	21,5	2,04	19,4	807,5	804,6	806,06	742,37	62,97	560	480
1	87	2	87	820	907	909	400	2678400	19,4	2,13	17,3	804,6	801,5	803,07	741,87	60,47	476	480
2	59	2	59	889	948	950	400	2419200	17,3	2,30	15,0	801,5	797,8	799,69	742,04	56,92	468	460
3	52	2	52	810	862	864	400	2678400	15,0	2,10	12,9	797,8	793,9	795,87	741,68	53,46	400	390
4	59	2	59	1030	1089	1091	800	2592000	12,9	2,67	10,2	793,9	787,9	790,90	742,18	48,00	454	По ВХК
5	3080	2	3080	-1700	1380	1382	800	2678400	10,2	-4,41	14,6	787,9	797,2	792,56	743,26	48,57	582	По ВХК
6	2670	2	2670	-1390	1280	1282	800	2592000	14,6	-3,60	18,2	797,2	802,9	800,05	742,89	56,43	627	По ВХК

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.5

Месяц	$Q_{\text{быт}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пот}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пол}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вдхр}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{НБ}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	t	$V_{\text{Н}}, \text{ км}^3$	$\Delta V, \text{ км}^3$	$V_{\text{К}}, \text{ км}^3$	$Z_{\text{нач}}, \text{ м}$	$Z_{\text{кон}}, \text{ м}$	$Z_{\text{ср}}, \text{ м}$	$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	$H_{\text{ГЭС}}, \text{ м}$	$N_{\text{расч}}, \text{ МВт}$	$N_{\text{гар}}, \text{ МВт}$
7	2680	2	2680	-1522	1158	1160	800	2678400	18,2	-3,95	22,1	802,9	808,5	805,68	742,84	62,52	628	По ВХК
8	2430	2	2430	-1330	1100	1102	800	2678400	22,1	-3,45	22,7	800,5	809,2	808,93	742,22	65,88	629	По ВХК
9	2452	2	2452	-990	1112	1464	800	2592000	22,7	-2,57	23,3	809,2	810	809,61	743,56	65,32	630	По ВХК

Таблица Б.6 – Сработка-наполнение водохранилища в среднемводном году по способу 2

Месяц	$Q_{\text{быт}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пот}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пол}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вдхр}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{НБ}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	t	$V_{\text{Н}}, \text{ км}^3$	$\Delta V, \text{ км}^3$	$V_{\text{К}}, \text{ км}^3$	$Z_{\text{нач}}, \text{ м}$	$Z_{\text{кон}}, \text{ м}$	$Z_{\text{ср}}, \text{ м}$	$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	$H_{\text{ГЭС}}, \text{ м}$	$N_{\text{расч}}, \text{ МВт}$	$N_{\text{гар}}, \text{ МВт}$
10	828	2	828	0	828	830	800	2678400	23,3	0,0	23,3	810	810	809,99	741,17	68,08	489	По ВХК
11	339	2	339	450	789	791	400	2592000	22,1	1,17	22,1	810	808,5	809,21	741,36	67,12	460	460
12	225	2	225	626	851	853	400	2678400	20,1	1,62	20,5	808,5	806,2	807,32	741,63	64,96	480	480
1	87	2	87	803	890	892	400	2678400	18,1	2,08	18,4	806,2	803,2	807,32	741,80	62,19	480	480
2	59	2	59	838	897	809	400	2419200	16,3	2,17	16,3	803,2	800	804,72	741,83	69,06	460	460
3	52	2	52	747	799	801	400	2678400	14,3	1,94	14,3	800	796,7	801,62	741,41	56,22	390	390
4	59	2	59	1435	1494	1496	800	2592000	16,9	3,72	10,6	796,7	788,9	798,35	743,67	48,41	628	По ВХК
5	3080	2	3080	-1599	1481	1483	800	2678400	14,7	-4,14	14,7	787,9	797,5	792,81	743,63	48,34	621	По ВХК
6	2670	2	2670	-1393	1277	1279	800	2592000	18,4	-3,61	18,4	797,5	803,1	792,69	742,88	56,70	628	По ВХК
7	2680	2	2680	-1527	1153	1155	800	2678400	22,3	-3,96	22,3	803,1	887	800,31	742,82	62,77	628	По ВХК
8	2430	2	2430	-1335	1095	1097	800	2678400	22,9	-3,46	22,9	808,7	809,4	805,92	742,20	66,14	629	По ВХК
9	2452	2	2452	-994	1108	1460	800	2592000	23,3	-2,58	23,3	809,4	810	809,07	743,54	65,45	629	По ВХК

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

Таблица В.1 – Сводная таблица для ПЛ70-В

Параметр	Диаметр рабочего колеса по стандартному ряду							
	4,25	4,5	4,75	5	5,3	5,6	6	6,3
D_1 , м	4,25	4,5	4,75	5	5,3	5,6	6	6,3
η_T	0,922	0,923	0,923	0,924	0,924	0,925	0,925	0,926
N'_a , МВт	97275	109117	121642,4	134850	151601	169336,8	194515,7	214549,2
z'_a	6,5	5,8	5,2	4,7	4,2	3,7	3,2	2,9
z_a	8	6	6	5	5	4	4	3
N_a , МВт	78750	105000	105000	126000	126000	157500	157500	210000
Δ	1,057	1,058	1,058	1,059	1,059	1,060	1,060	1,061
n , об/с	197,1	186,2	176,5	167,7	158,2	149,8	139,9	133,2
n_c , об/с	200	187,5	187,5	187,5	166,7	150	142,8	136,4
$n'_{I\max}$, об/с	123,5	122,6	129,4	136,1	128,3	121,9	124,3	124,6
n'_{Ip} , об/с	107,5	106,7	112,6	118,5	111,7	106,1	108,2	108,5
$n'_{I\min}$, об/с	98,9	98,1	103,6	109,0	102,7	97,6	99,5	99,8
$Q'_I \cdot \eta_T$ при H_p , л/с	1008	1199	1076	1166	1038	1162	1012	1224
$Q'_I \cdot \eta_T$ при H_{\max} , л/с	784	932	837	906	807	903	787	951
q при H_{\min} , л/с	218	870	644	323	689	617	806	731
q при H_{\max} , л/с	576	297	515	860	552	494	645	585

Таблица В.2 – Сводная таблица для ПЛД70-В60°

Параметр	Диаметр рабочего колеса по стандартному ряду							
	4,25	4,5	4,75	5	5,3	5,6	6	6,3
D_1 , м	4,25	4,5	4,75	5	5,3	5,6	6	6,3
η_T	0,926	0,926	0,927	0,927	0,928	0,928	0,929	0,929
N'_a , МВт	114938	128925,5	143719,1	159319	179103,5	200049,9	229786,5	253445,5
z'_a	5,5	4,9	4,4	4,0	3,5	3,1	2,7	2,5
z_a	6	5	5	4	4	4	4	3
N_a , МВт	105000	126000	126000	157500	157500	157500	157500	210000
Δ	1,059	1,060	1,060	1,061	1,061	1,062	1,062	1,063
n , об/с	199,2	188,2	178,3	169,4	159,9	151,4	141,3	134,6
n_c , об/с	200	200	187,5	187,5	166,7	166,7	142,8	136,4
$n'_{I\max}$, об/с	123,4	130,6	129,2	136,0	128,1	135,4	124,2	124,5
n'_{Ip} , об/с	107,4	113,7	112,5	118,4	111,6	117,8	108,1	108,4
$n'_{I\min}$, об/с	98,8	104,6	103,5	108,9	102,6	108,4	99,4	99,7
$Q'_I \cdot \eta_T$ при H_p , л/с	1345	1439	1292	1457	1297	1162	1012	1224
$Q'_I \cdot \eta_T$ при H_{\max} , л/с	1045	1119	1004	1133	1008	903	787	951
q при H_{\min} , л/с	072	956	857	774	688	925	805	730
q при H_{\max}	858	765	686	619	827	740	645	585

Продолжение приложения В

Таблица В.3 – Сводная таблица для РО75-В

Параметр	Диаметр рабочего колеса по стандартному ряду							
	4,5	4,75	5	5,3	5,6	6	6,3	6,7
D_1 , м	4,5	4,75	5	5,3	5,6	6	6,3	6,7
η_T , о.е.	0,935	0,936	0,936	0,937	0,937	0,937	0,938	0,938
N'_a , МВт	95807,5	106795	118381	133075	148631	170713	188281	213048
z'_a	6,5	5,8	5,3	4,7	4,2	3,6	3,3	2,9
z_a	8	6	6	5	5	4	4	3
N_a , МВт	78750	105000	105000	126000	126000	157500	157500	210000
Δ	1,046	1,047	1,047	1,048	1,048	1,049	1,049	1,050
n , об/с	145,0	137,4	130,6	123,2	116,6	99,0	103,7	97,6
n_c , об/с	150	142,8	136,4	125	125	115,4	107,1	100
$n'_{I_{max}}$, об/с	98,6	99,1	99,6	96,7	102,2	101,0	98,4	97,7
n'_{I_p} , об/с	85,8	86,2	86,7	84,2	88,9	87,95	85,7	85,1
$n'_{I_{min}}$, об/с	78,9	79,3	79,7	77,4	81,8	78,0	78,8	78,2
$Q'_I \cdot \eta_T$ при H_p , л/с	900	1076	971	1038	929	1012	918	1082
$Q'_I \cdot \eta_T$ при H_{max} , л/с	699	837	755	807	723	787	714	841
q при H_{min} , л/с	721	863	779	693	620	811	1470	650
q при H_{max} , л/с	577	691	623	555	497	649	1177	520

Окончание приложения В

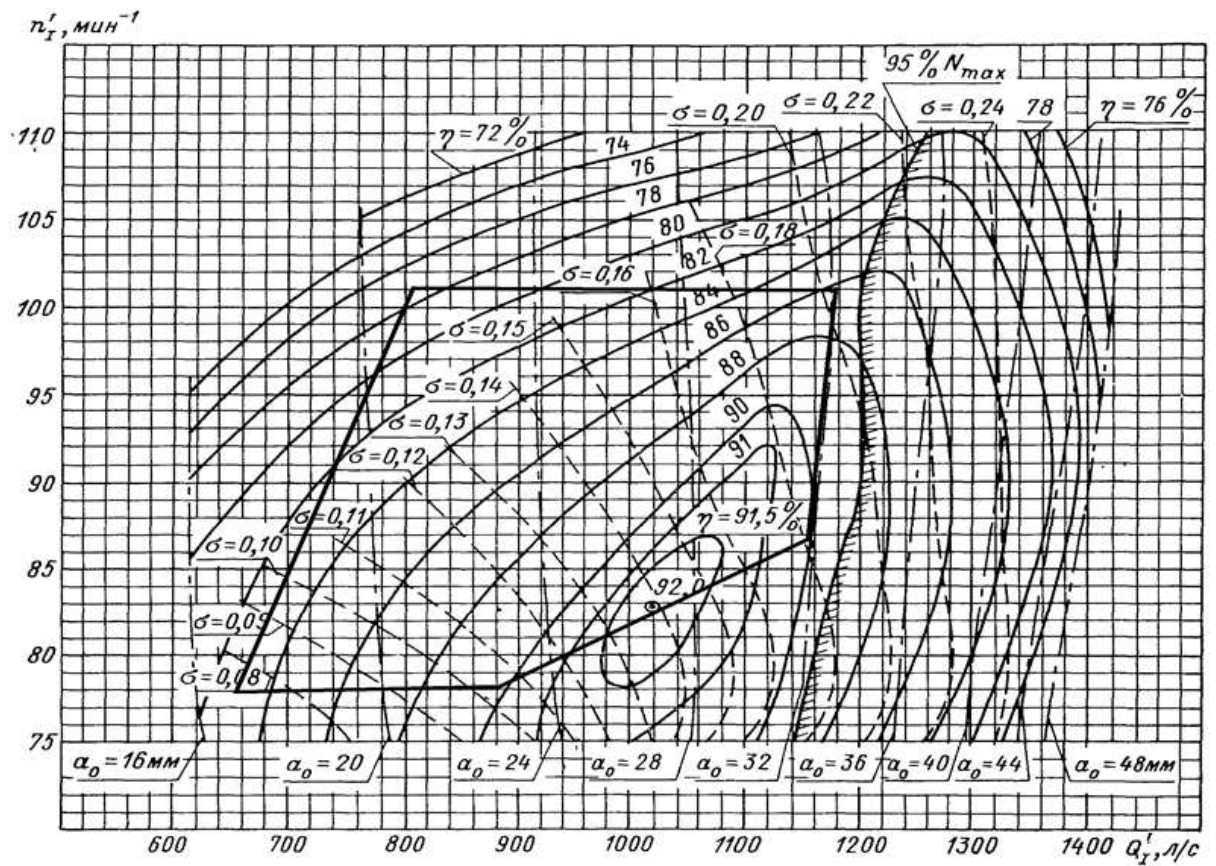


Рисунок В.1 – Главная универсальная характеристика PO75-B

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Релейная защита

Таблица Г.1 – Матрица отключений

Действие		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-110 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал	
Защиты									
наименование	обозначение								
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+				
ЗЗГ	U_0	t_1						+	
		t_2					+		
		t_3	+	+	+				
	U_0	t	+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+					
		2 ступень t_2	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС I	t_1				+		
			t_2	+	+				
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС	t_1				+		
			t_2	+	+				
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1				+		
			t_2	+	+	+			
		2 ступень	t_1				+		
			t_2	+	+				
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО						+	
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				

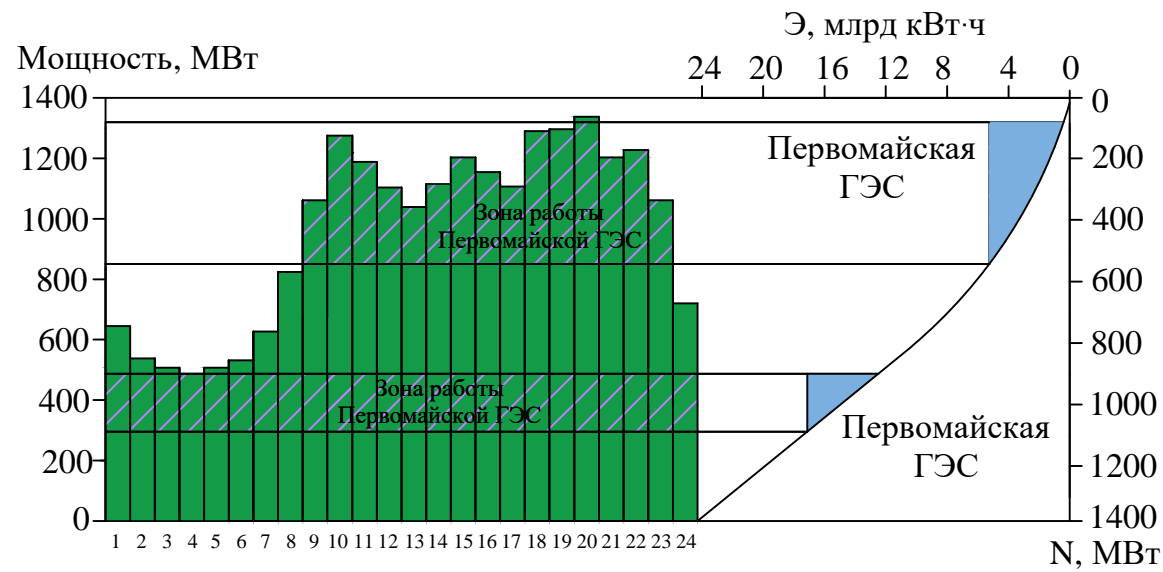
Продолжение приложения Г

Таблица Г.2 – Уставки защит

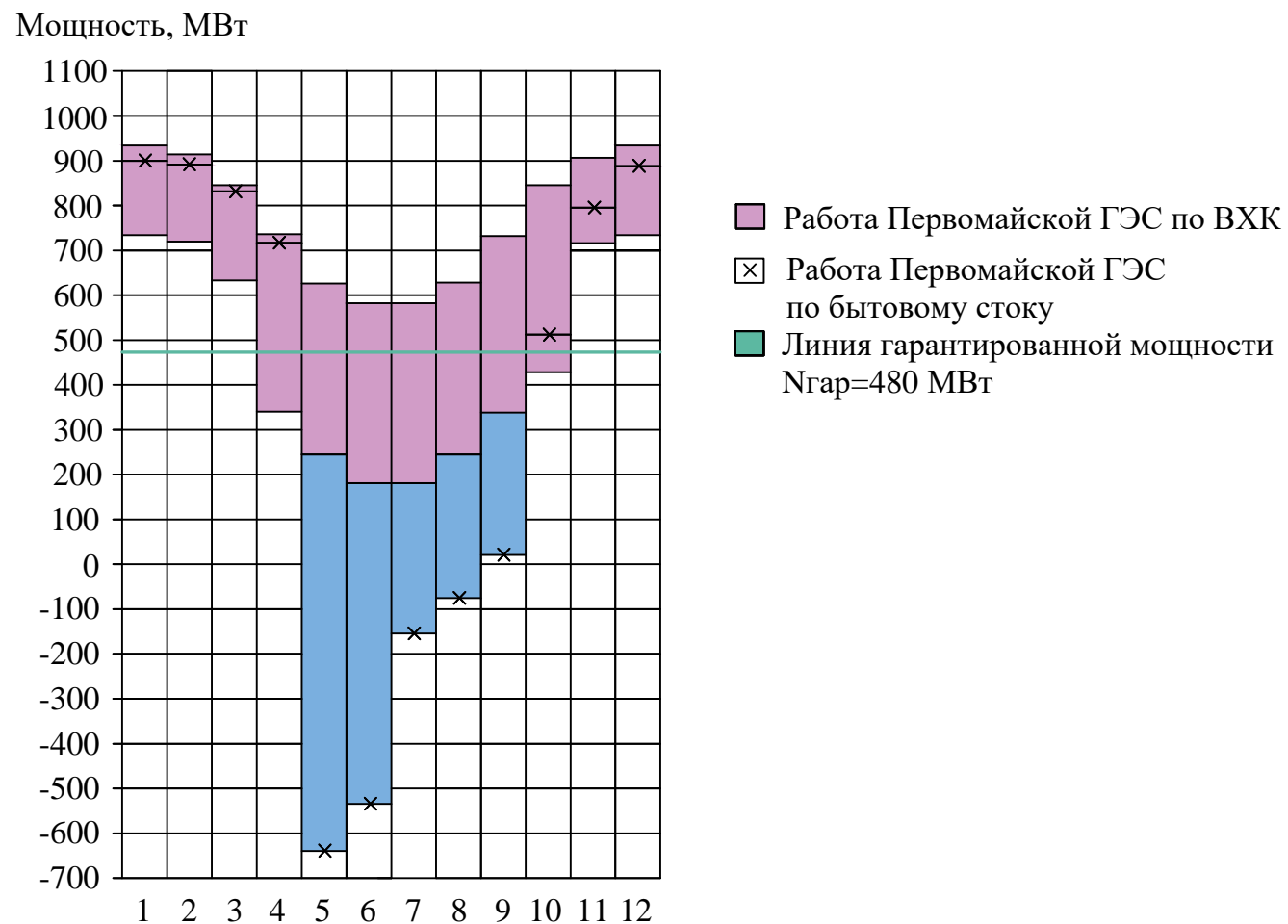
Защиты		Уставки			
наименование	обозначение	наименование	относительные единицы	именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	1,67 А	
		коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,09 А	
		тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,28 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{02G}	-	10 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	коэффициент торможения, K_T	1,1	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,08 \cdot I_H$	0,34 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	1,67 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$1,25 \cdot I_H$	5,23 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,48 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,6 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,22 \cdot I_{НОМ}$	5,12 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,092	0,087 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,35	0,33 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_p СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	3,5 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,2 \cdot I_{НОМ.P}$	3,6 А
		Отсечка	$I_p ПУСК.$	$2,19 \cdot I_{НОМ.P}$	7,1 А

Использование водной энергии Первомайской ГЭС на реке Мая

Суточный график нагрузки и интегральная кривая нагрузки зимнего периода



Баланс энергии РДУ "Хабаровска"

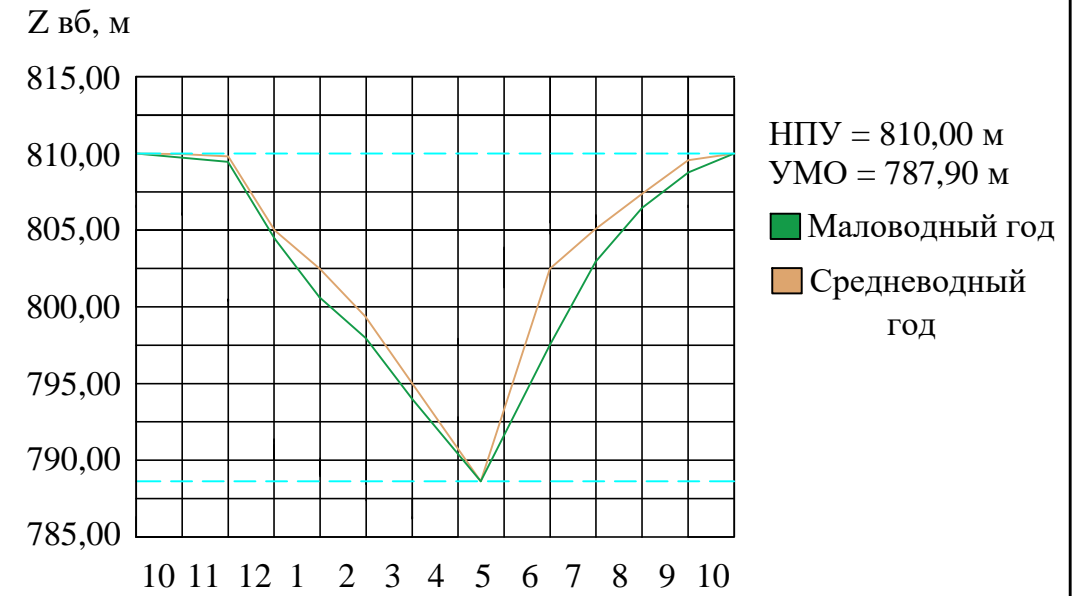


Основные показатели проектируемого гидроузла:

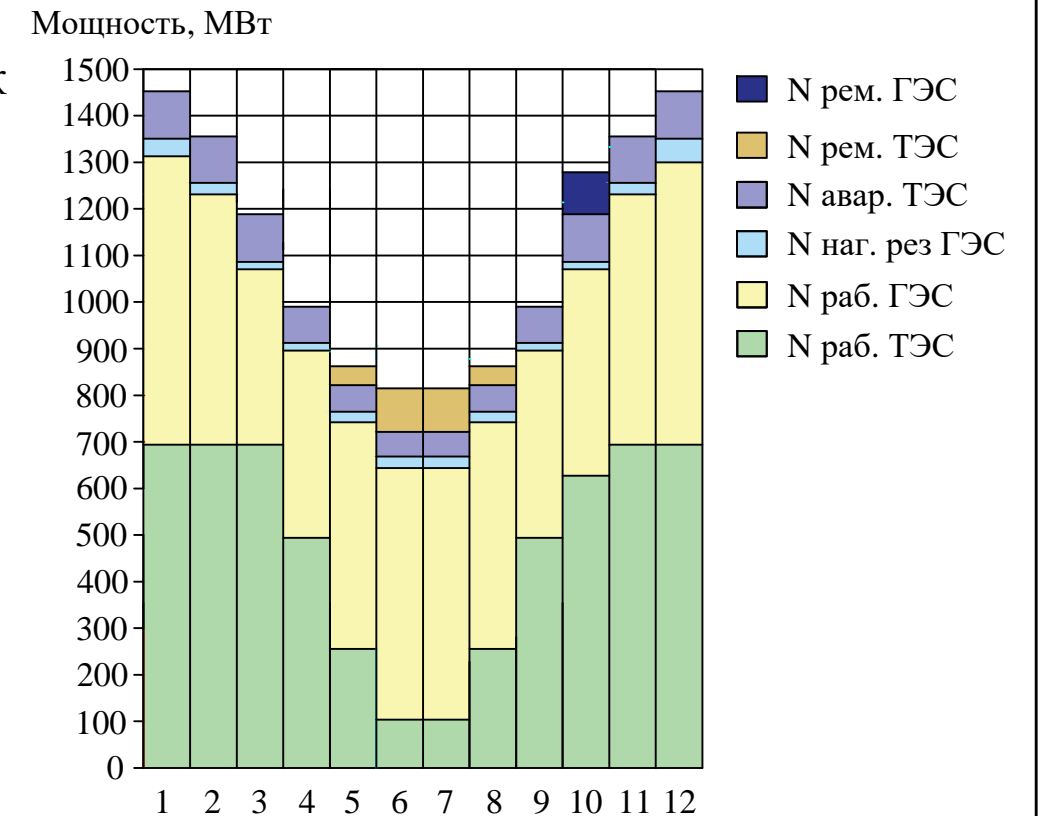
Установленная мощность $N_{уст}=630$ МВт;

Средняя многолетняя выработка $\mathcal{E}_{ср.мнг.}=4,71$ млрд кВт·ч.

Сработка и наполнение Первомайского водохранилища

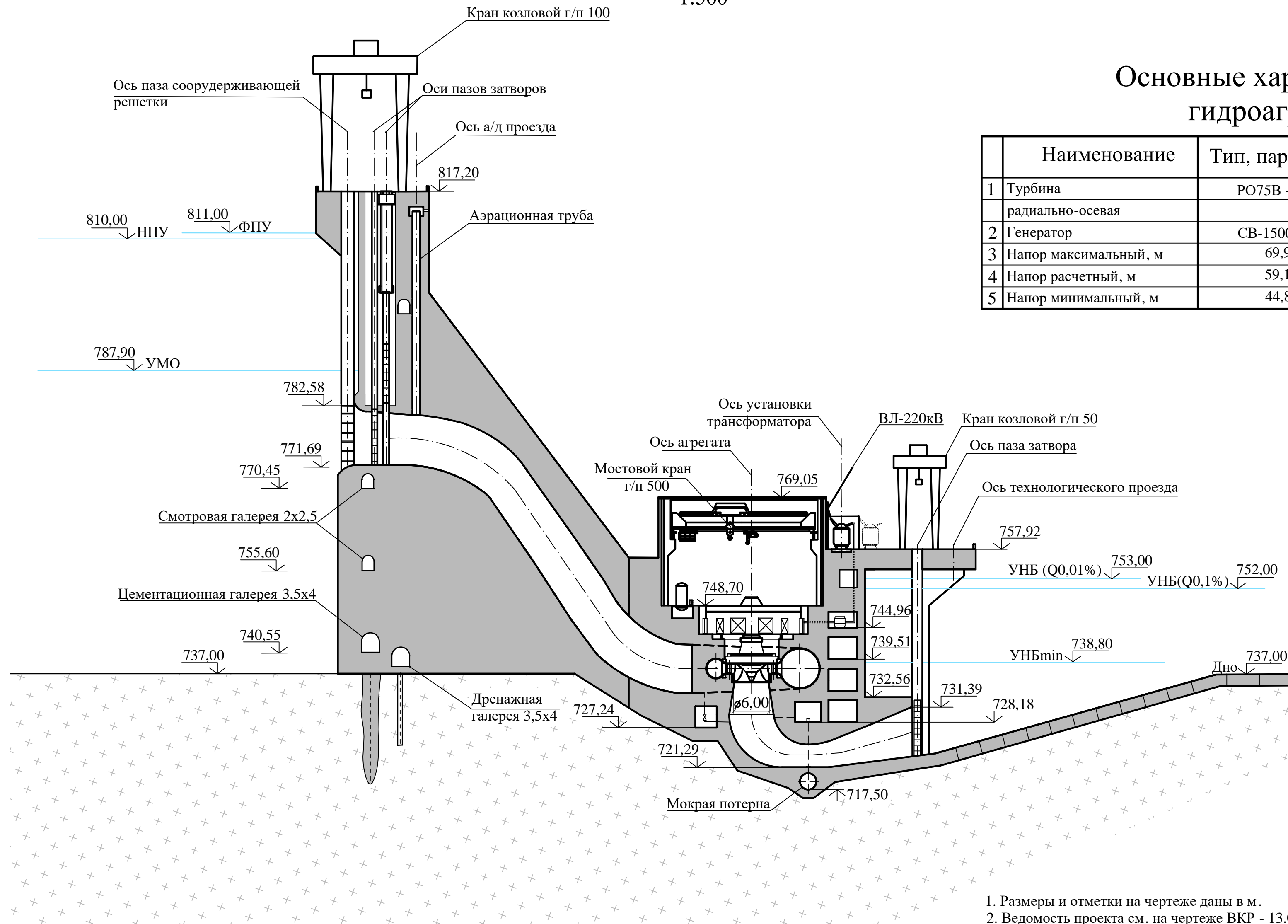


Баланс мощности РДУ "Хабаровска"



Поперечный разрез станционной части

1:500



Основные характеристики гидроагрегатов

	Наименование	Тип, параметры	Количество, шт
1	Турбина радиально-осевая	PO75B - 600	4
2	Генератор	СВ-1500/130-52	4
3	Напор максимальный, м	69,90	
4	Напор расчетный, м	59,10	
5	Напор минимальный, м	44,80	

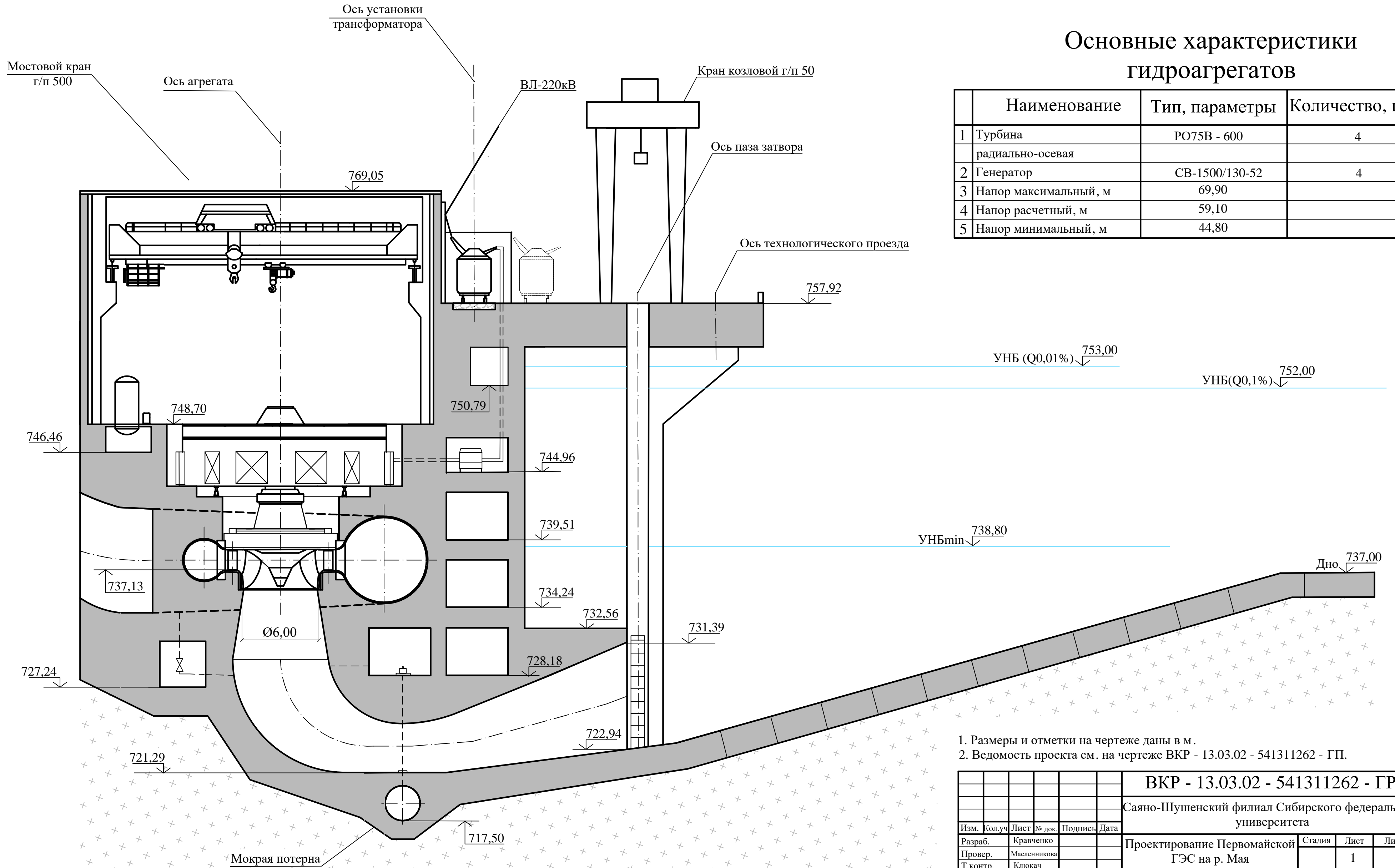
1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02 - 541311262 - ГП.

ВКР - 13.03.02 - 541311262 - ГР1					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Кравченко			
Провер.		Масленникова			
Т.контр.		Клюкач			
Н.контр.					
Утв.		Татарников			
Проектирование Первомайской ГЭС на р. Мая				Стадия	Лист
Поперечный разрез станционной части. Основные характеристики гидроагрегатов					1
ГЭЭС, 2017				Листов	1

Поперечный разрез по оси агрегата 1:200

Основные характеристики гидроагрегатов

	Наименование	Тип, параметры	Количество, шт
1	Турбина радиально-осевая	PO75B - 600	4
2	Генератор	СВ-1500/130-52	4
3	Напор максимальный, м	69,90	
4	Напор расчетный, м	59,10	
5	Напор минимальный, м	44,80	



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02 - 541311262 - ГП.

ВКР - 13.03.02 - 541311262 - ГР2					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Кравченко			
Провер.		Масленникова			
Т.контр.		Клюкач			
Н.контр.					
Утв.		Татарников			
Проектирование Первомайской ГЭС на р. Мая				Стадия	Лист
Поперечный разрез по оси агрегата. Основные характеристики гидроагрегатов					Листов
					1 1
				ГГЭС, 2017	

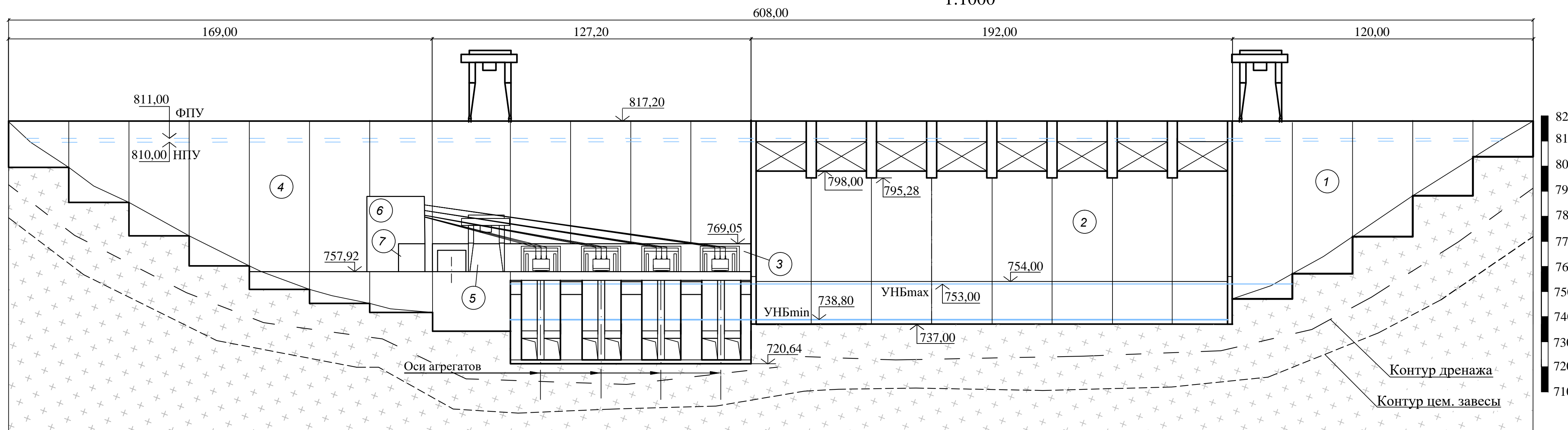
Формат А2

Согласовано

Инв. № подл. Подпись и дата Взам. инв. №

Вид с нижнего бьефа

1:1000

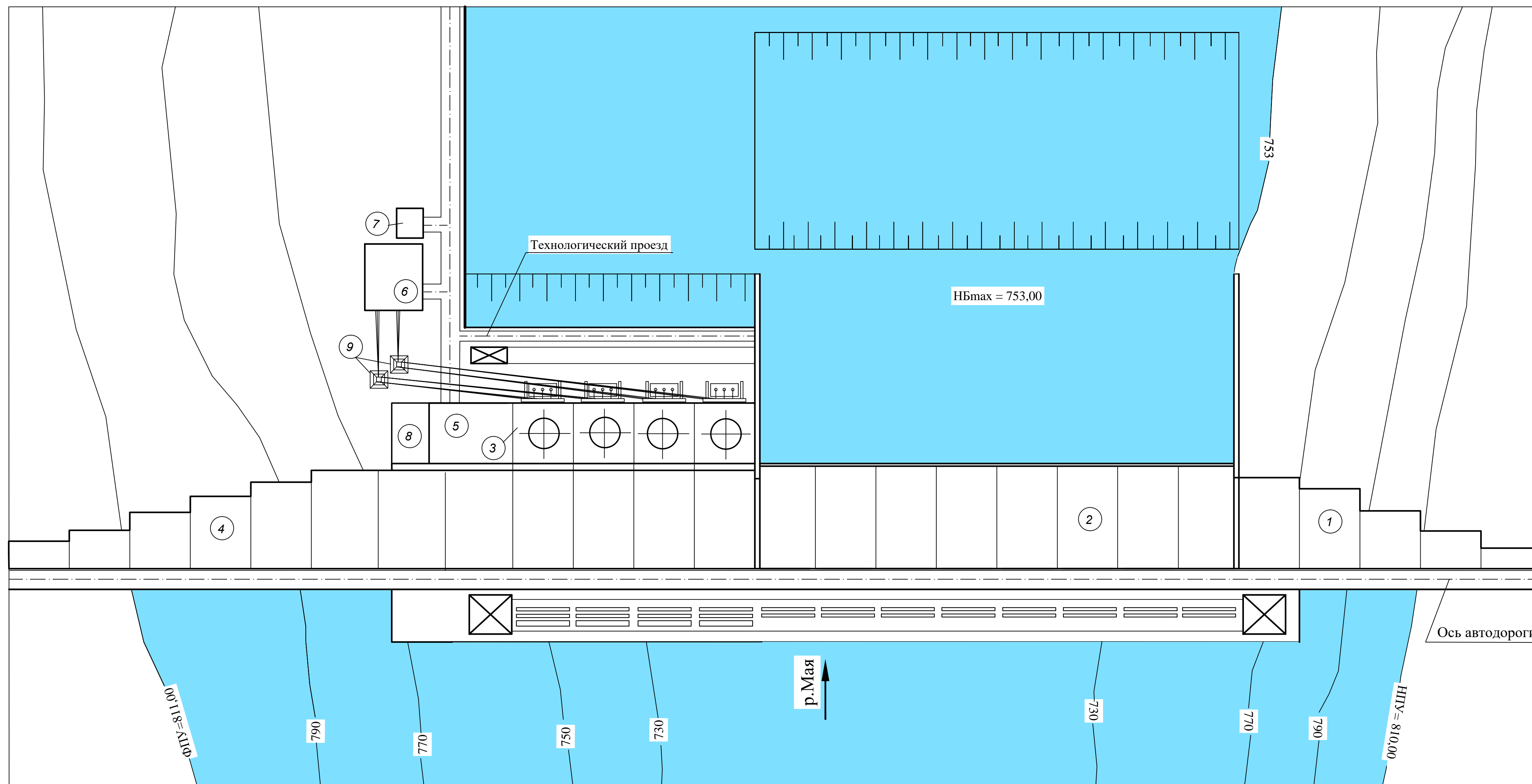


Экспликация зданий и сооружений

№	Наименование
1	Правобережная глухая бетонная плотина
2	Бетонная водосливная плотина
3	Приплотинное здание ГЭС
4	Левобережная глухая бетонная плотина
5	Монтажная площадка
6	Распределительное устройство
7	Здание администрации
8	Производственные помещения
9	Опоры ВЛ

Генеральный план

1:1000



Ведомость состава проекта

№	Обозначение	Наименование
1	ВКР-13.03.02-541311262-ГП	Генеральный план. Вид с НБ. Экспликация сооружений. Ведомость состава проекта
2	ВКР-13.03.02-541311262-ГР1	Поперечный разрез станционной части Основные характеристики гидроагрегатов
3	ВКР-13.03.02-541311262-ГР2	Поперечный разрез по оси агрегата Основные характеристики гидроагрегатов
4	ВКР-13.03.02-541311262-ГР3	Поперечный разрез по водосливной плотине
5	ВКР-13.03.02-541311262-РР	Нагрузки, действующие при основном сочетании нагрузок и воздействий. Эпоры напряжений
6	ВКР-13.03.02-541311262-Э3	Главная электрическая схема
7	ВКР-13.03.02-541311262-ПЗ	Пояснительная записка

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

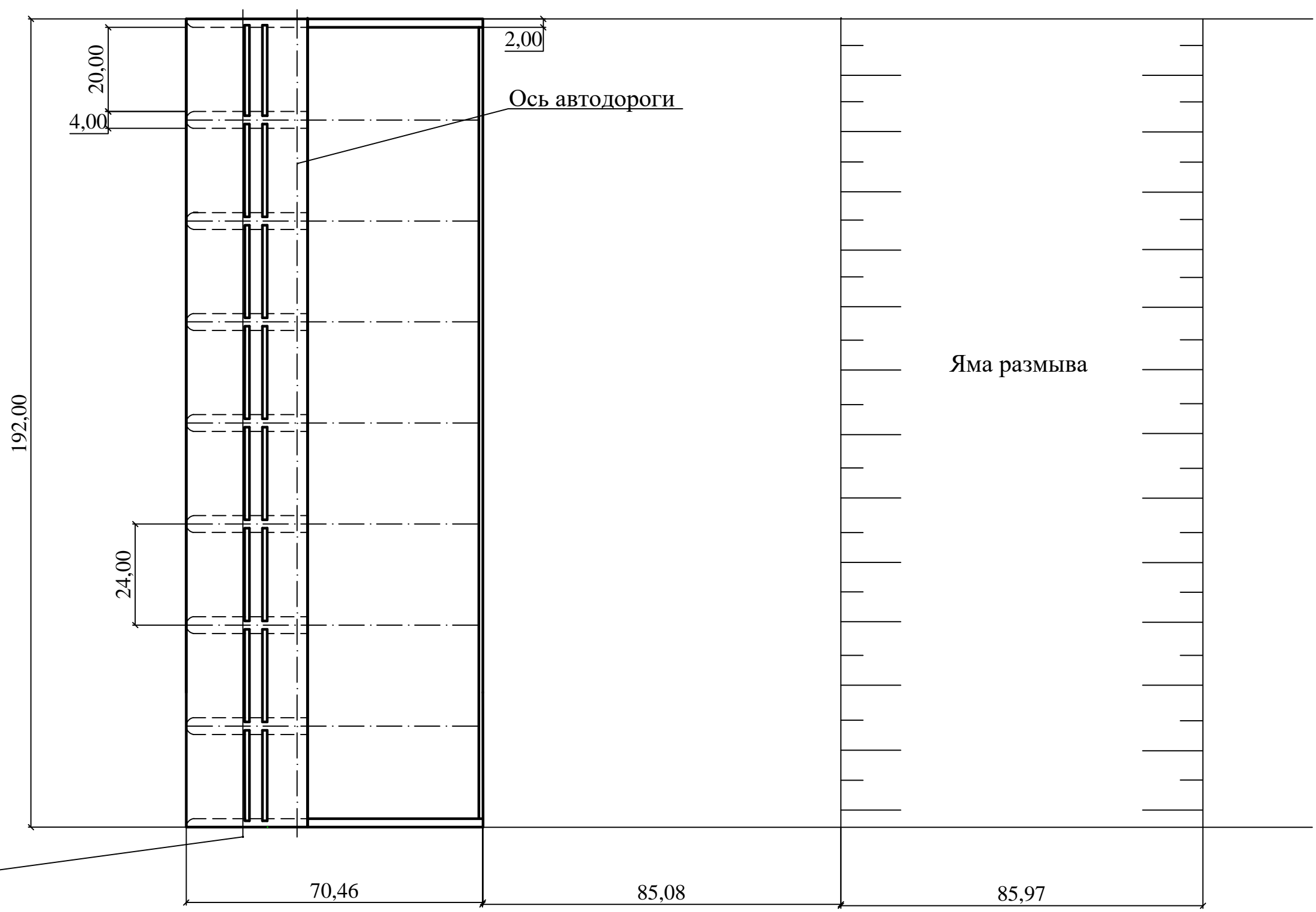
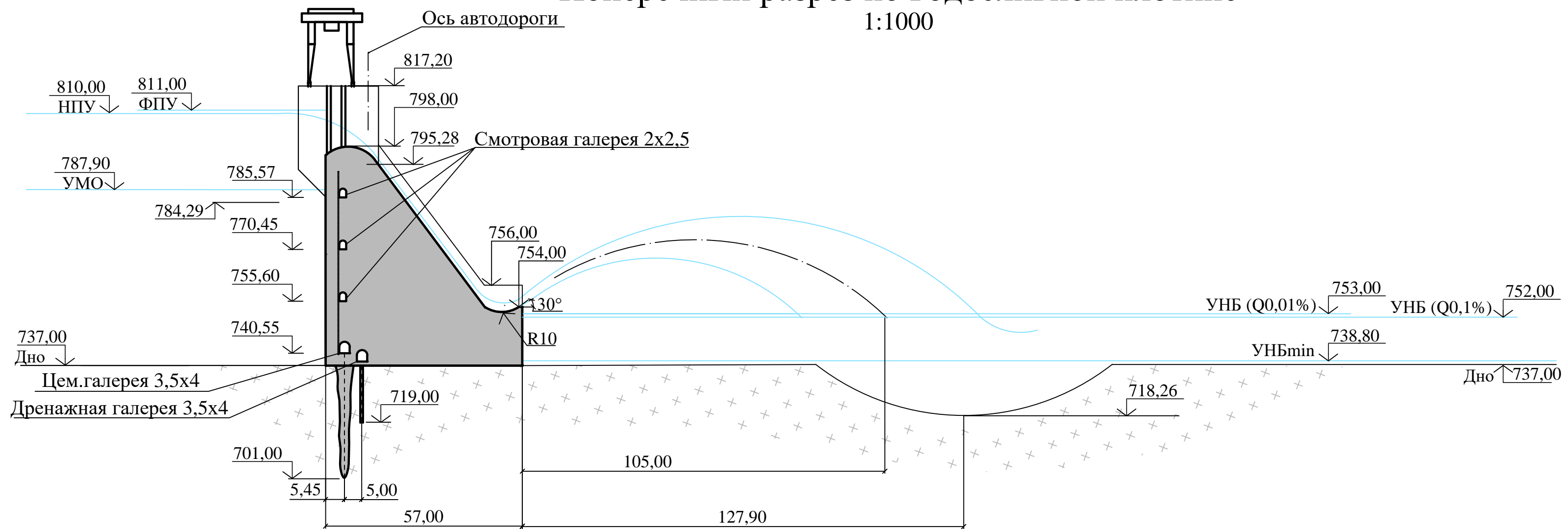
ВКР - 13.03.02 - 541311262 - ГП						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета		
Изм.	Колуч.	Лист	№зак.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Кравченко					Проектирование Первоймайской ГЭС на р. Мая	1	1
Провер.						Генеральный план. Вид с НБ. Экспликация зданий и сооружений. Ведомость состава проекта		
Т.контр.	Клюкач							
Н.контр.								
Утв.	Татарников							

Формат А1

Согласовано
Имя, № подл. Подпись и дата. Взам. инв. №

Поперечный разрез по водосливной плотине

1:1000



Яма размыва

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02 - 541311262 - ГП

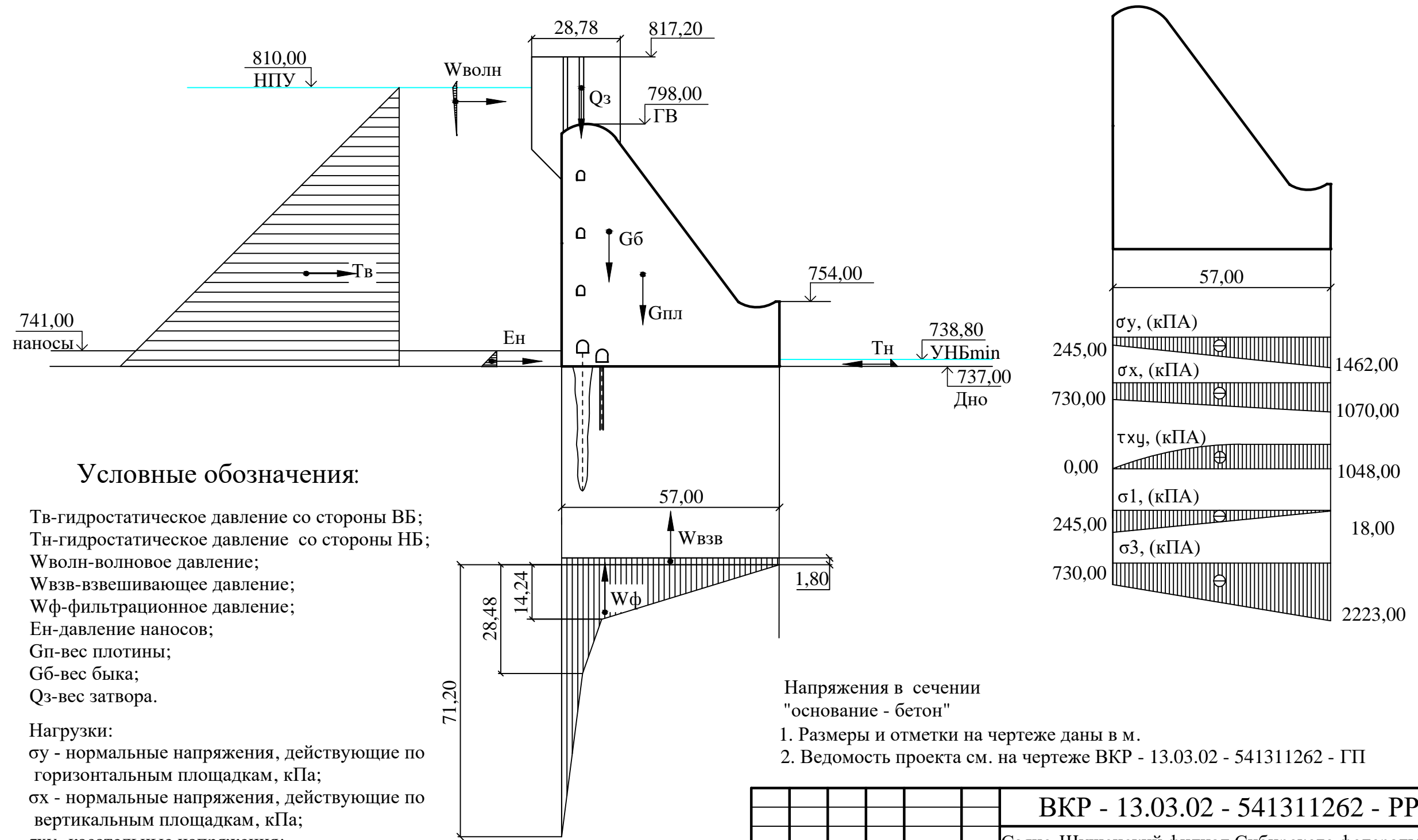
ВКР - 13.03.02 - 541311262 - ГРЗ					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Модок.	Подпись	Дата
Разраб.	Кравченко				
Провер.					
Т.контр.	Клюкач				
Н.контр.					
Утв.	Татарников				
Проектирование Первомайской ГЭС на р. Мая				Стадия	Лист
Поперечный разрез по водосливной плотине				1	1
				ГГЭЭС, 2017	

Согласовано

Инв. № подл. Подпись и дата
Взам. инв. №

Ось сооружений

Нагрузки, действующие при основном сочетании нагрузок и воздействий 1:1000



Условные обозначения:

- Тв-гидростатическое давление со стороны ВБ;
 Тн-гидростатическое давление со стороны НБ;
 Wволн-волновое давление;
 Wвзв-взвешивающее давление;
 Wф-фильтрационное давление;
 Ен-давление наносов;
 Gп-вес плотины;
 Gб-вес быка;
 Qз-вес затвора.

Нагрузки:

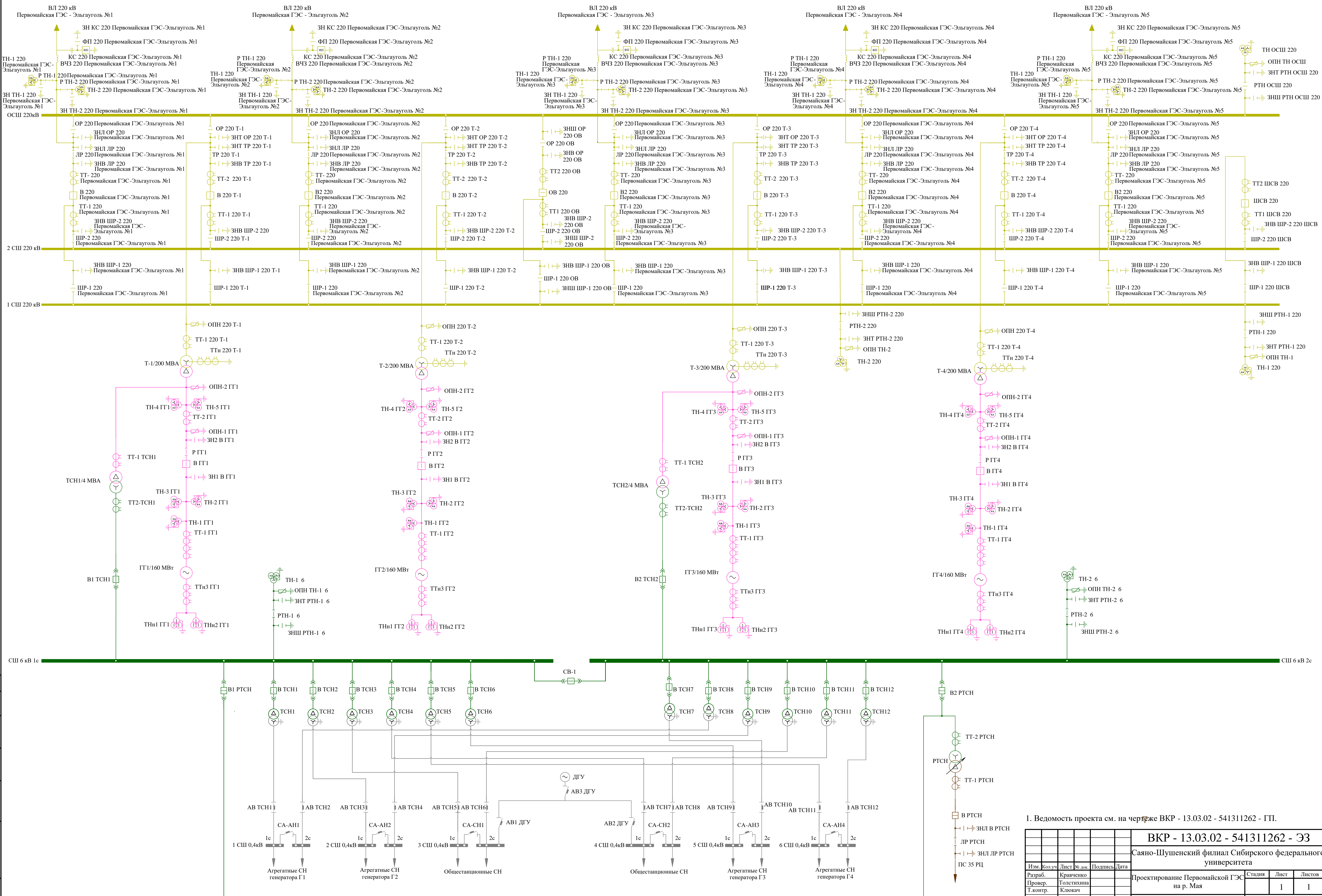
- σy - нормальные напряжения, действующие по горизонтальным площадкам, кПа;
 σx - нормальные напряжения, действующие по вертикальным площадкам, кПа;
 τxy - касательные напряжения;
 σ1, σ3 - главные напряжения.

Напряжения в сечении "основание - бетон"

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02 - 541311262 - ГП

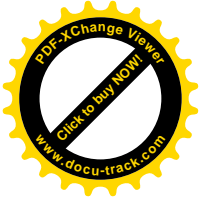
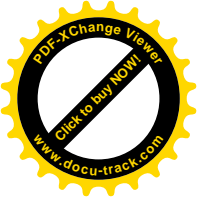
ВКР - 13.03.02 - 541311262 - РР					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Кравченко			
Провер.					
Т.контр.		Клюкач			
Н.контр.					
Утв.		Татарников			
Проектирование Первомайской ГЭС на р. Мая				Стадия	Лист
Нагрузки, действующие при основном сочетании нагрузок и воздействий					1
ГГЭЭС, 2017				Листов	1

Главная электрическая схема



1. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02 - 541311262 - ГП.

ВКР - 13.03.02 - 541311262 - ЭЗ			
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Проектирование Первоймайской ГЭС на р. Мая			
Изм.	Колуч.	Лист № док.	Подпись Дата
Разраб.	Кравченко		
Провер.	Толстикова		
Т.контр.	Клювач		
Н.контр.			
Утв.	Татарников		
Главная электрическая схема			ГЭЭС, 2017
Стадия			Лист
			1
			1



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

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
В. И. Татарников
подпись инициалы, фамилия
« 19 » 06 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПЕРВОМАЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ МАЯ.
СИСТЕМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ И КОНТРОЛЯ
ГИДРОАГРЕГАТОВ ГЭС – ТЕПЛОЙ КОНТРОЛЬ**

Руководитель Л.Р. 19.06.17
подпись, дата

Ст.преподаватель
Саяно-Шушенского филиала
СФУ
должность

А.А. Клюкач
инициалы, фамилия

Выпускник М.С. 19.06.17
подпись, дата

К.С. Кравченко
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2017



Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование и строительство гидроагрегатов ГЭС – тепловой контроль»



Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зсид 13.06.17 Э.Ю. Замеев
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

Александр 13.06.17 А.В. Масляничкин
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Тин 14.06.17 Л.В. Полотихина
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Корб 10.06.17 В.В. Козанцева
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Журич 13.06.17 Ж.А. Лобшице
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная безопасность.
Охрана окружающей среды

Журич 13.06.17 М.Т. Журич
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

Журич 13.06.17 В.В. Лапасова
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

Журич 19.06.17 А.А. Чаданцева
подпись, дата инициалы, фамилия