

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 Минжуренко Татьяне Евгеньевне.
Группа ГЭ13-02Б. Направление 140400.62–Электроэнергетика и электротехника.

Тема выпускной квалификационной работы «Проектирование Алтайской ГЭС на реке Катунь. Системы технологического управления и контроля гидроагрегатов ГЭС – технологическая автоматика АСУ ТП агрегатного уровня».

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

Руководитель ВКР А.М.Волошин, 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) Компонировка и сооружения гидроузла; 7) Охрана труда и пожарная безопасность. Охрана окружающей среды; 8) Техничко-экономические показатели; 9) Системы технологического управления и контроля гидроагрегатов ГЭС – технологическая автоматика АСУ ТП агрегатного уровня.

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

Руководитель ВКР



подпись

А.М. Волошин

Задание принял к исполнению



подпись

Т.Е. Минжуренко

« 15 » 05 2017 г.

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Алтайской ГЭС на реке Катунь. Системы технологического управления и контроля гидроагрегатов ГЭС – технологическая автоматика АСУ ТП агрегатного уровня».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зайц 13.06.17 Е.Ю. Замелло
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

Масленникова Масленникова А.В.
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Тим 17.06.17 Л.В. Пластухина
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Карац 10.06.17 В.В. Карацова
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Лобин 13.06.17 Л.А. Лобин
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная безопасность.
Охрана окружающей среды

Татарин И.А. Татарин
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

В.В. Мараева В.В. Мараева
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

А.А. Чибанова А.А. Чибанова
подпись, дата инициалы, фамилия

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

ОТЗЫВ

руководителя Волошина А.М. старшего преподавателя кафедрой ГГЭЭС
Саяно-Шушенского филиала СФУ о бакалаврской работе «Проектирование
Алтайской ГЭС на реке Катунь. Системы технологического управления и
контроля гидроагрегатов ГЭС - технологическая автоматика АСУ ТП
агрегатного уровня
Минжуренко Татьяны Евгеньевны

Бакалаврская работа «Проектирование Алтайской ГЭС на реке Катунь» выполнена в полном объеме в соответствии с выданным заданием. Представлена на 137 листах пояснительной записки, 5 чертежах и 2 плакатах. 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 спец. вопроса были изучены нормативные документы и основные технические решения по созданию систем технологического управления и контроля гидроагрегатов ГЭС, технологическая автоматика АСУ ТП агрегатного уровня. На основании опыта использования АСУ ТП в «РусГидро» и в соответствии с главной схемой проектируемой ГЭС была разработана структурная схема АСУ ТП Нижнего уровня Алтайской ГЭС.

В бакалаврской работе Т.Е.Минжуренко показала хорошие теоретические знания, творческий инженерный подход и знания, полученные на преддипломной практике.

Следует отметить качество изложения пояснительной записки, полноту, аккуратность и последовательность изложения материала, хорошее качество графической части.

Бакалаврская работа «Проектирование Алтайской ГЭС на реке Катунь. Системы технологического управления и контроля гидроагрегатов ГЭС - технологическая автоматика АСУ ТП агрегатного уровня» заслуживает отличной оценки, а автор работы присвоения квалификации «бакалавр-гидроэнергетик».

Дата: 16.06.2017г



(подпись)

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращённый паспорт Алтайской 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	11
1.1.3 Инженерно-геологические условия	12
1.1.4 Сейсмические условия	12
1.2 Энергоэкономическая характеристика района	12
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.....	20
2.2.1 Перераспределение стока маловодного года	20
2.2.2 Водноэнергетические расчёты по условию маловодного года.....	21
2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС	23
2.2.4 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года	24
2.3 Баланс мощности и энергии.....	24
2.3.1 Баланс энергии РДУ Алтайского края.....	24
2.3.2 Баланс мощности РДУ Алтайского края.....	24
3 Основное и вспомогательное оборудование	26
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	26
3.1.1 Построение режимного поля	26
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам	28
3.2 Гидротурбины и их проточная часть	32
3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины.....	32
3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала	33
3.2.3 Гидромеханический расчет и построение бетонной спиральной камеры	35
3.2.4 Выбор типа и габаритных размеров маслonaпорной установки.....	36
3.2.5 Выбор электрогидравлического регулятора	37
3.3 Выбор гидрогенератора.....	37
4 Электрическая часть	38
4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд.....	38

4.2	Выбор трансформаторов	39
4.2.1	Главные повышающие трансформаторы	39
4.2.2	Выбор трансформаторов собственных нужд	40
4.3	Распределительное устройство	40
4.3.1	Выбор проводов отходящих воздушных линий	40
4.3.2	Выбор схемы распределительного устройства	41
4.4	Расчет токов короткого трехфазного и однофазного КЗ распределительного устройства высшего напряжения с применением программного комплекса RastrWin	42
4.4.1	Расчет исходных данных	42
4.4.2	Расчёт токов короткого замыкания с помощью программного обеспечения RastrWin	43
4.4.3	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима	45
4.5	Выбор электрических аппаратов 110 кВ	45
4.6	Выбор и проверка коммутационных аппаратов на генераторном напряжении	47
5	Релейная защита и автоматика	50
5.1	Перечень защит основного оборудования	50
5.2	Описание защит и расчет их уставок	51
5.2.1	Продольная дифференциальная защита генератора	51
5.2.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_N)	54
5.2.3	Защита от повышения напряжения ($U1>$), ($U2>$)	56
5.2.4	Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных КЗ и несимметричных перегрузок генератора (I_2)	57
5.2.5	Защита от симметричных перегрузок	61
5.2.6	Дистанционная защита генератора ($Z1<$), ($Z2<$)	62
5.2.7	Защита от перегрузки обмотки ротора (I_p)	66
5.2.8	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	67
6	Компоновка и сооружения гидроузла	69
6.1	Проектирование бетонной водосливной плотины	69
6.1.1	Определение отметки гребня плотины и	69
6.2	Гидравлические расчеты	71
6.2.1	Определение ширины водосливного фронта	72
6.2.2	Определение отметки гребня водослива	73
6.2.3	Проверка на пропуск поверочного расхода	75
6.2.4	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе	76
6.2.5	Расчет параметров водобоя и водобойного колодца	77
6.3	Конструирование плотины	79
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины	79
6.3.2	Разрезка бетонной плотины швами	81
6.3.3	Быки	82
6.3.4	Устои	82
6.3.5	Галереи в теле плотины	82
6.4	Назначение размеров основных элементов плотины	82

6.4.1	Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины.....	82
6.4.2	Конструктивные элементы нижнего бьефа.....	84
6.5	Определение основных нагрузок на плотину	84
6.5.1	Вес сооружения.....	85
6.5.2	Сила гидростатического давления воды	86
6.5.3	Волновое воздействие	86
6.5.4	Фильтрационное и взвешенное давление	87
6.5.5	Давление грунта.....	88
6.6	Расчет прочности плотины.....	89
6.6.1	Определение напряжений	89
6.6.2	Критерии прочности плотины	92
6.7	Расчет устойчивости плотины	93
7	Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	95
7.1	Устройство охраны труда.....	95
7.2	Безопасность гидротехнических сооружений.....	98
7.3	Пожарная безопасность	99
7.3.1	Общие требования к пожарной безопасности	99
7.3.2	Содержание территории.....	100
7.4	Охрана окружающей среды	100
8	Технико-экономические показатели	103
8.1	Объем продаж.....	103
8.2	Текущие расходы на производство электроэнергии	103
8.3	Налоговые расходы.....	105
8.4	Оценка суммы прибыли	106
8.5	Методология и исходные данные оценка инвестиционного проекта	107
8.6	Бюджетная эффективность	108
8.7	Коммерческая эффективность	108
8.8	Анализ рисков инвестиционного проекта	109
9	Системы технологического управления и контроля гидроагрегатов ГЭС – технологическая автоматика АСУ ТП агрегатного уровня.....	113
9.1	Назначение, состав и функции системы.....	113
9.2	Состав, обеспечивающий реализацию АСУ ТП.....	114
9.2.1	Программно-технический комплекс.....	114
9.3	Описание систем технологического управления агрегатом	114
9.3.1	ПТК гидроагрегата.....	115
9.3.2	ПТК РЗА	116
9.3.3	Система возбуждения	116
9.3.4	ПТК виброконтроля	116
9.3.5	Вспомогательные системы гидроагрегата.....	117
9.3.6	ПТК системы теплоконтроля.....	117
9.4	Промышленные сети.....	118
9.4.1	Сети DeviceNet	118
9.4.2	Сети Ethernet.....	118

Заключение	119
Список использованных источников	121
Приложение А – Г	126-137

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ АЛТАЙСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Катунь;
2. Местонахождение ГЭС Алтайский край;
3. Тип проектируемой установки ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 613 м³/с;
 - б) всех турбин 1200 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 0,5% 1950 м³/с;
0,1% 2241 м³/с;
0,01% 2820 м³/с;
 - г) минимальный 300 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока годовой;
 - б) отметка: НПУ 380,00 м;
ФПУ 381,00 м;
УМО 365,50 м
 - в) объемы:
полный 10,65 км³;
полезный 4,95 км³;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 36,5 м;
 - б) расчетный 28,7 м;
 - в) минимальный 20,0 м;
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
установленная 265 МВт;
гарантированная 177 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 1,44 млрд. кВт·ч;
8. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
 - а) правобережная глухая 183 м / 53,8 м;
 - б) водосливная 50 м / 53,8 м;
 - в) стационарная 120 м / 53,8 м;
 - г) левобережная глухая 107 м / 53,8 м;
9. Водосбросные сооружения
 - а) тип поверхностный водослив;
 - б) число и ширина пролетов 4 отверстия по 10 м;
 - в) общая длина 50 м;
 - г) максимальная высота 53,8 м;
10. Здание ГЭС:
 - а) тип здания русловое;
 - б) число агрегатов 4;
 - б) грунты в основании песчаник трещиноватый;
 - в) тип спиральной камеры бетонная круглого сечения;

- г) тип отсасывающей трубы изогнутая;
д) расстояние между осями агрегатов 22,7 м;
11. Основное оборудование:
- а) тип турбины ПЛ406-В-600;
б) тип генератора СВ-850/190-48У1;
в) мощность генератора 85,5 МВт;
г) частота вращения 48 об/мин;
д) тип трансформаторов ТДЦ-100000/110У1;
12. Техничко-экономические показатели:
- а) удельные показатели 84126,45 руб./кВт;
б) себестоимость энергии 0,15 руб/кВт·ч;
в) срок окупаемости 6,7 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

Алтайский гидроузел расположен в Алтайском крае на реке Катунь в 17 км выше по течению от поселка Чемал. Катунь - крупнейшая река на Алтае, левый исток реки Обь. Берет начало на южном склоне Катунского хребта в горах Алтая у подножия горы Белухи, вытекая из ледника Геблера (Катунского) на высоте около 2000 м. Длина реки 688 км. . Площадь бассейна - 60 900 км², средний расход воды - 626 м³/с. В верхнем и среднем течении долина широкая, в низовьях более узкая. Питание смешанное. Половодье с мая по сентябрь. Замерзает во 2-й половине октября, вскрывается в мае.

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Климат Алтайского края существенно неоднородный, что обусловлено многообразием географических условий. Предгорная и приобская части края имеют умеренный климат, переходный к континентальному, который формируется в результате частой смены воздушных масс, поступающих из Атлантики, Арктики, Восточной Сибири и Средней Азии. Абсолютная годовая амплитуда температуры воздуха достигает 90 - 95 °С. Среднегодовые температуры — положительные, 0,5-2,1°С . Средние максимальные температуры июля +26...+28 °С, экстремальные достигают +40...+42 °С. Средние минимальные температуры января -20... -24 °С, абсолютный зимний минимум -50... -55 °С. Безморозный период продолжается около 120 дней. Наиболее сухой и жаркой является западная равнинная часть края. Здесь климат местами резко континентальный. К востоку и юго-востоку происходит увеличение осадков от 230 мм до 600—700 мм в год. Среднегодовая температура повышается к юго-западу края. Благодаря наличию горного барьера на юго-востоке края господствующий западно-восточный перенос воздушных масс приобретает юго-западное направление. В летние месяцы часты северные ветры. В 20—45 % случаев скорость ветров юго-западного и западного направлений превышает 6 м/с.

Снежный покров устанавливается в среднем во второй декаде ноября, разрушается в первой декаде апреля. Высота снежного покрова составляет в среднем 40—60 см, в западных районах уменьшается до 20—30 см. Глубина промерзания почвы 50—80 см, на оголенных от снега степных участках возможно промерзание на глубину 2—2,5 м.

1.1.2 Гидрологические данные

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Катунь за период 1932-1981 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	
$Z_{ВБ}, м$	$V, км^3$	$Z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$	$Z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$
344,51	0	340,00	0	340,00	0
367,00	5	343,60	500	344,10	500
385,72	10	345,10	1000	345,42	1000
388,53	15	346,20	1500	346,41	1500
388,32	20	347,00	2000	347,40	2000
389,74	25	347,80	2500	348,20	2500
390,11	30	348,20	3000	348,41	3000
390,22	35	348,31	3500	348,48	3500
390,25	40	348,44	4000	348,55	4000
390,33	45	348,50	4500	348,70	4500

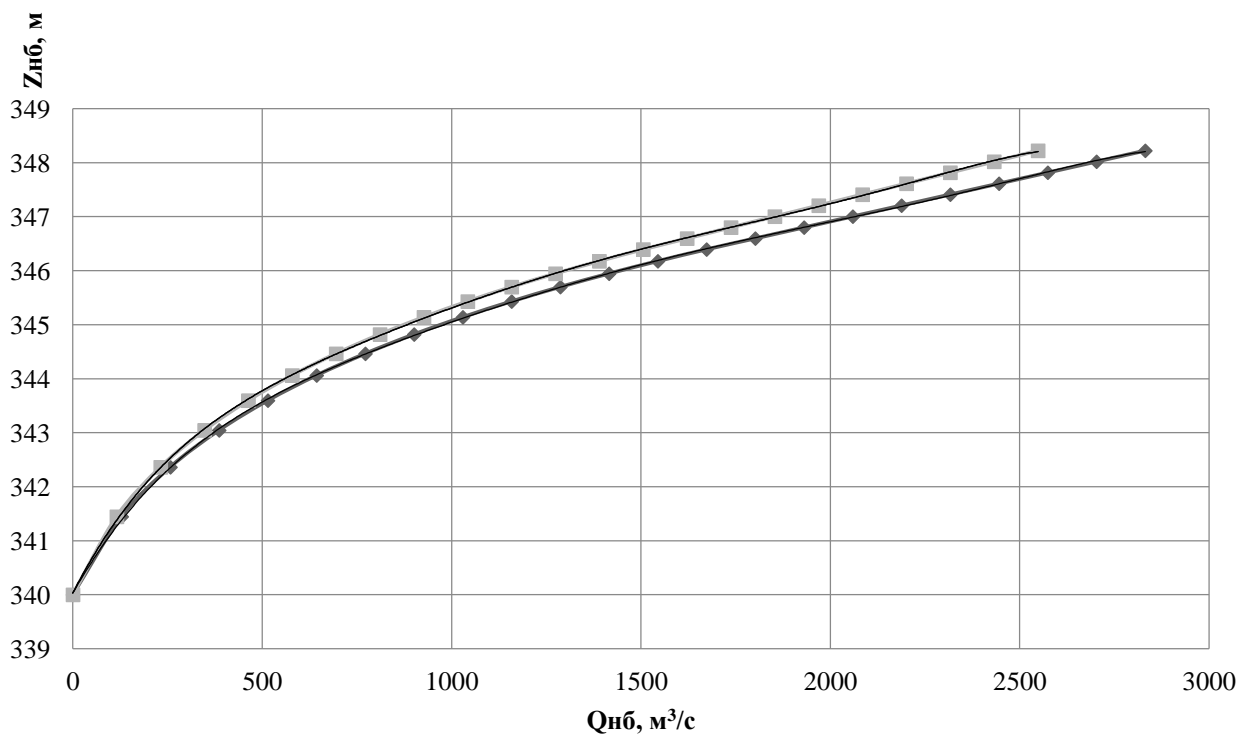


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

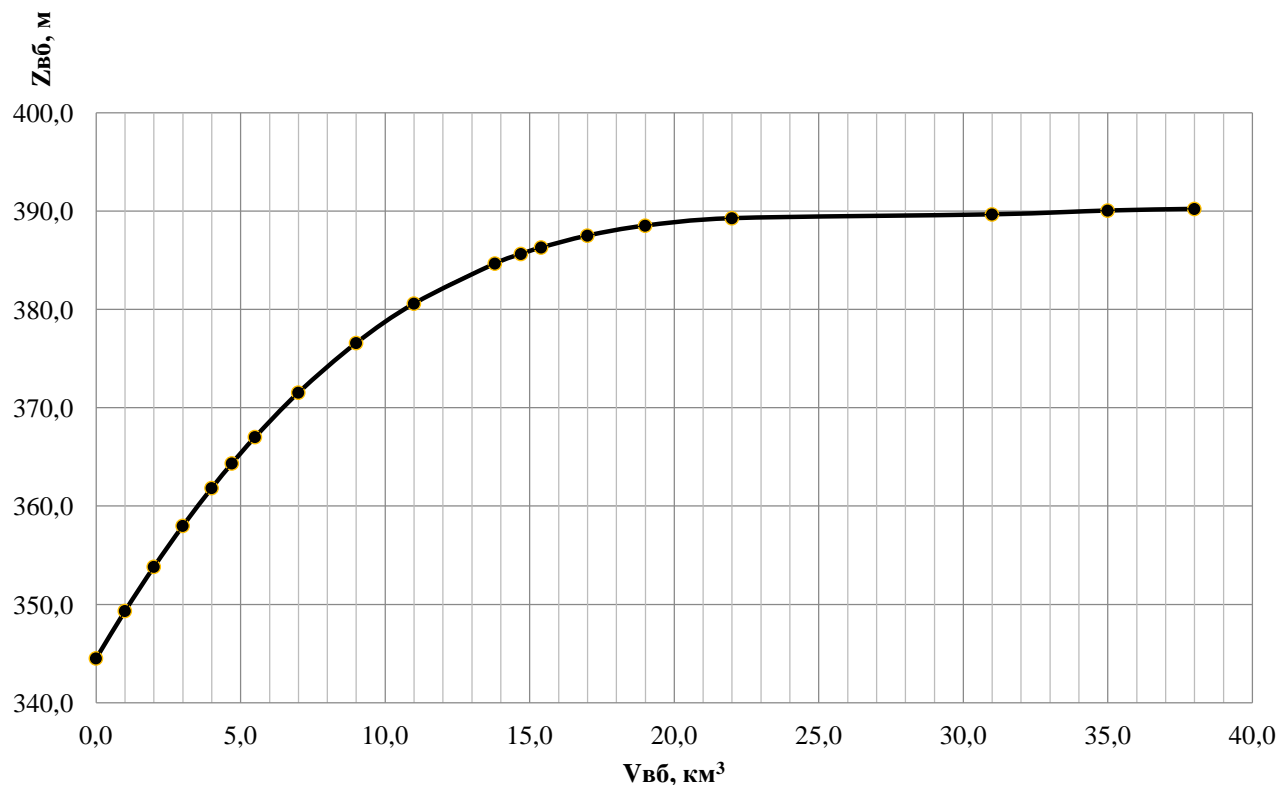


Рисунок 1.2 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

1.1.3 Инженерно-геологические условия

По геологической карте определено, что в районе створа Алтайской ГЭС нет зон тектонического контакта. В основании реки Катунь – скальные породы: песчаник трещиноватый.

1.1.4 Сейсмические условия

Согласно СНиПу [34] и в соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Алтайской ГЭС равна 6 баллам шкалы MSK-64. В результате работ по уточнению исходной сейсмичности пересмотрены первичные описания землетрясений в обширной области за период с 1905 по 2015 годы. В результате анализа воздействий от местных и удаленных землетрясений установлено, что на участке Алтайской ГЭС не наблюдалось землетрясений более 6 баллов.

1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Структура установленной мощности электрических станций, расположенных на территории энергосистемы Алтайского РДУ, представлена в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Структура установленной мощности электрических станций энергосистемы

Тип электростанции	Установленная мощность, МВт	Доля от установленной мощности энергосистемы, %
ТЭЦ	1245,2	52

Информация об установленной мощности, месторасположении электрических станций, установленная мощность которых превышает 5 МВт, представлена в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Электрические станции, расположенные на территории энергосистемы Алтайского края

Наименование электростанции	Установленная мощность, МВт
Барнаульская ТЭЦ-1	20,2
Барнаульская ТЭЦ-2	275
Барнаульская ТЭЦ-3	445
Бийская ТЭЦ	505

2 Водноэнергетические расчеты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Исходные данные

- кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа и объемов водохранилища и уровней верхнего бьефа (таблица 1.2, рисунок 1.1 и 1.2);
- энергосистема – ОДУ Сибири;
- коэффициент мощности: $k_N = 8,5$;
- потери напора в водоподводящих сооружениях: $\Delta h = 0,3$;
- НПУ Алтайской ГЭС: НПУ = 380,0 м;
- ряд гидрологических наблюдений за рекой Катунь за период 1932-1981 гг. (приложение А, таблица А.1);
- требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1;
- суточный график нагрузки (плакат «Использование водной энергии Алтайской ГЭС на реке Катунь»).

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды с водохранилища

Q, м ³ /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	300	300	300	400	400	400	400	400	400	300	300	300
Потребление из водохранилища	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Фильтрация	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Испарение	1	1	1	-1	-1	0	0	0	0	0	1	1
Льдообразование	3	3	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3

2.1.2 Определение максимальных расчетных расходов

Максимальные расходы (приложение А, таблица А.1) располагаем 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:

$$C_v = \sqrt{\frac{\Sigma(k-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{2,46}{50}} = 0,22, \quad (2.2)$$

где n – число членов ряда максимальных расходов.

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации ряда максимальных расходов:

$$\delta_{C_v} = 100 \cdot \sqrt{\frac{1 + 3 \cdot C_v^2}{2 \cdot (n - 1)}} = 100 \cdot \sqrt{\frac{1 + 3 \cdot 0,22^2}{2 \cdot (50 - 1)}} = 11,6\%, \quad (2.3)$$

где n – число членов ряда максимальных расходов.

Коэффициент асимметрии ряда максимальных расходов:

$$C_s = \frac{\Sigma(k-1)^3}{C_v^3 \cdot n} = \frac{0,925}{0,22^3 \cdot 50} = 1,7. \quad (2.4)$$

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента асимметрии ряда максимальных расходов:

$$\begin{aligned} \delta_{C_s} &= 100 \cdot \frac{\sqrt{\frac{6 \cdot (1 + 6 \cdot C_v^2 + 5 \cdot C_v^4)}{n}}}{C_s} = \\ &= 100 \cdot \frac{\sqrt{\frac{6 \cdot (1 + 6 \cdot 0,22^2 + 5 \cdot 0,22^4)}{50}}}{1,7} = 42,7\%. \end{aligned} \quad (2.5)$$

По [34] назначается класс гидротехнического сооружения. Бетонная плотина Алтайской ГЭС – сооружение I-ого класса (по объёму водохранилища). Исходя из намеченного класса сооружения, определяем обеспеченности поверочного, основного и строительного максимальных расходов.

Заполняем таблицу 2.2, используя формулы:

$$M_s = C_v \cdot \Phi; \quad (2.6)$$

$$k_s = M_s + 1; \quad (2.7)$$

$$Q_s = Q_{cp} \cdot k_s. \quad (2.8)$$

Результаты расчётов представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты расчётов максимальных расходов

P, %	Ф	M_s	k_s	Q_s	Расход
0,01	7,54	1,67	2,67	2820	поверочный
0,1	5,50	1,22	2,22	2241	основной
0,5	4,07	0,90	1,90	1950	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:

$$P(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100 (\%), \quad (2.9)$$

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.

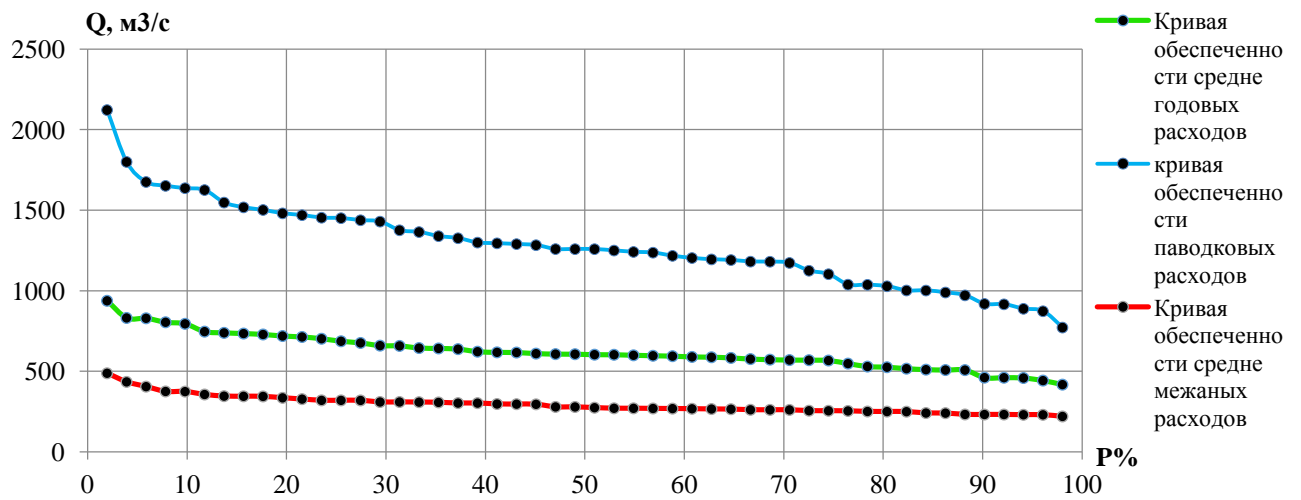


Рисунок 2.1 - Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

2.1.4 Выбор расчётного маловодного и средневодного года

По кривой обеспеченности определяем ближайшие годы справа и слева от расчётной обеспеченности 50%.

1940:

$$K_{II} = \frac{Q_{1949}}{Q_{1940}} = \frac{1259}{1181} = 1,066; \quad (2.10)$$

$$K_m = \frac{Q_{1972}}{Q_{1940}} = \frac{279}{320} = 0,873. \quad (2.11)$$

1934:

$$K_{II} = \frac{Q_{1948}}{Q_{1934}} = \frac{1259}{1189} = 1,059; \quad (2.12)$$

$$K_m = \frac{Q_{1936}}{Q_{1934}} = \frac{274}{309} = 0,886. \quad (2.13)$$

В качестве расчётного средневодного года принимаем 1934 год с приведением.

По кривой обеспеченности определяем ближайшие годы справа и слева от расчётной обеспеченности 90%.

1978:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{1953}}{Q_{1978}} = \frac{972}{1002} = 0,970; \quad (2.14)$$

$$K_m = \frac{Q_{1964}}{Q_{1978}} = \frac{232}{261} = 0,891. \quad (2.15)$$

Т.к оба коэффициента понижающие ,пользоваться ими нельзя.

1953:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{1933}}{Q_{1953}} = \frac{919}{921} = 0,997; \quad (2.16)$$

$$K_m = \frac{Q_{1935}}{Q_{1953}} = \frac{232}{231} = 1,007. \quad (2.17)$$

В качестве расчётного средневодного года принимаем 1953 год с приведением.

Результаты приведения и корректировки представлены в таблице 2.3.

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

Месяц	Расход маловодного года (90%)		Расход средневодного года (50%)	
	исходный	приведённый	исходный	приведенный
1	167	168	197	175
2	155	156	187	166
3	157	158	182	161
4	137	138	189	167
5	1097	1093	1243	1316
6	1164	1160	1662	1760
7	811	809	990	1049
8	612	610	860	911
9	531	535	722	640
10	296	298	447	423
11	220	222	297	263
12	181	182	227	201

Расчетные гидрографы маловодного и средневодного года представлены на рисунке 2.2.

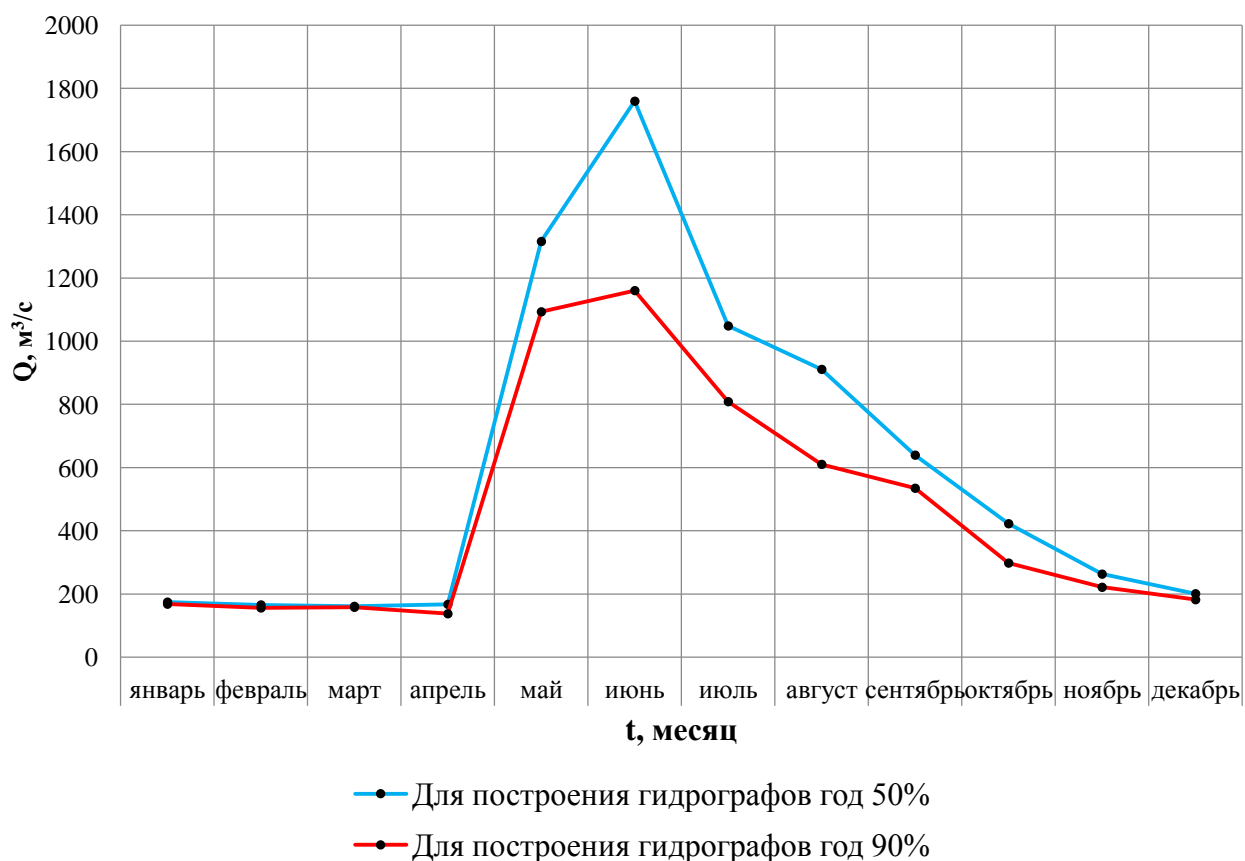


Рисунок 2.2 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

2.1.5 Определение типа регулирования

Объёмы, соответствующие отметкам НПУ и УМО, находятся по кривой связи объёмов и уровней верхнего бьефа (рисунок 1.2).

$$V_{\text{НПУ}} = 10,65 \text{ км}^3;$$

$$V_{\text{УМО}} = 5,7 \text{ км}^3.$$

Полезный объём водохранилища:

$$V_{\text{полезный}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 10,65 - 5,7 = 4,95 \text{ км}^3. \quad (2.18)$$

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

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{W} = \frac{4,95}{19,61} = 0,223, \quad (2.19)$$

где $V_{\text{полезный}}$ – полезный объём водохранилища;
 $\bar{W}_{\text{многолетний}}$ – среднемноголетний сток в заданном створе, по формуле :

$$W = \frac{Q_{\text{ср}} \cdot 365 \cdot 24 \cdot 3600}{10^9} = 19,61 \text{ км}^3. \quad (2.20)$$

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 Алтайской ГЭС.

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

$$Q_{\text{п.б}}^t = Q_{90\%}^t - Q_{\text{п}}^t - Q_{\text{и}}^t - Q_{\text{ф}}^t - Q_{\text{л}}^t, \quad (2.21)$$

где t – порядковый номер месяца;

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

$Q_{\text{п}}^t, Q_{\text{и}}^t, Q_{\text{ф}}^t, Q_{\text{л}}^t$ – 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:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t, \quad (2.22)$$

где k_N – коэффициент мощности, формула (2.1);

Q^t – расчётный расход (полезный бытовой расход по формуле (2.21) или расход ВХК);

H^t – напор, соответствующий расчётному расходу.

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

За месяц сработки принимаем первый месяц после половодья в котором полезный бытовой расход становится меньше требований водохозяйственного комплекса (сентябрь).

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 $\nabla_{НПУ} = 380,0$ м и $V_{н} = 10,65$ км³.

Расход через турбины ГЭС определяем по формуле:

$$Q_{ГЭС}^t = Q_{п.б}^t - Q_{вдх}^t, \quad (2.23)$$

где $Q_{п.б}^t$ – по формуле (2.26);

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

Величиной $Q_{вдх}^t$ варьируем для достижения нужной мощности. Причём если вода берётся из водохранилища – $Q_{вдх}^t$ имеет знак «минус».

Расход воды в НБ определяется суммой расхода воды через ГЭС и потерь воды из водохранилища на фильтрацию:

$$Q_{НБ}^t = Q_{ГЭС}^t + Q_{ф}^t. \quad (2.24)$$

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

Для определения изменения объёма водохранилища воспользуемся формулой:

$$\Delta V^t = Q_{вдх}^t \cdot t, \quad (2.25)$$

где t – число секунд в месяце равное 259200 с.

Отметка уровня воды в ВБ на конец месяца определяется исходя из известного объёма воды в водохранилище по кривой связи (рисунок 1.2).

Принимаем 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 2.1), исходя из известного расхода в НБ.

Напор на турбине рассчитываем по формуле:

$$H^t = z_{\text{ВБ.ср}}^t - z_{\text{НБ}}^t - \Delta h, \quad (2.26)$$

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:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t, \quad (2.27)$$

где Q^t – принимаем равным расходу воды через турбины ГЭС, найденному по формуле (2.23);

H^t – напор на турбине, найденный по формуле (2.26).

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

Результатом сработки наполнения являются:

– гарантированная мощность:

$$N_{\text{гар}} = 177 \text{ МВт};$$

– уровень мёртвого объёма:

$$\nabla_{\text{УМО}} = 365,5 \text{ м};$$

– полезный объём водохранилища:

$$V_{\text{полезный}} = 4,95 \text{ км}^3;$$

– график сработки-наполнения водохранилища (рисунок 2.3).

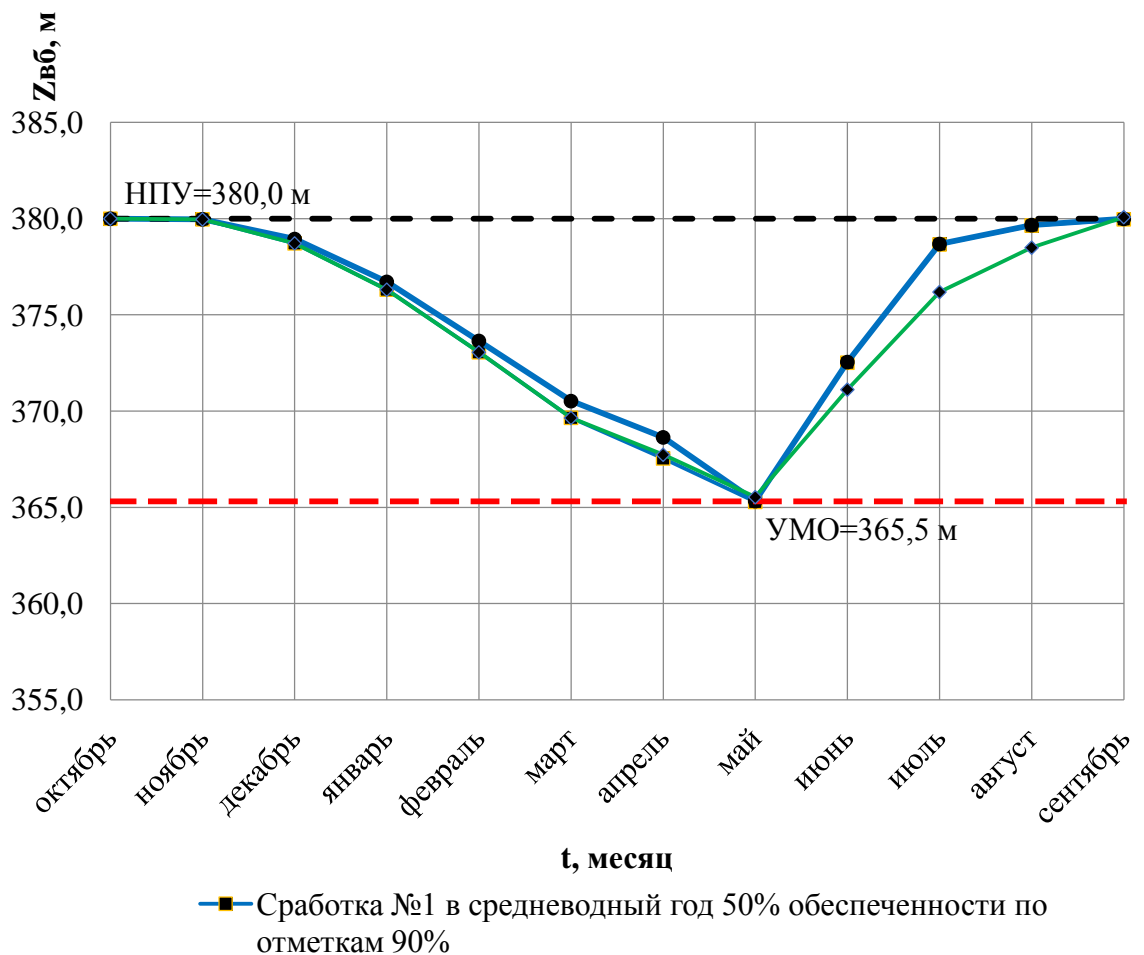


Рисунок 2.3 – График сработки-наполнения водохранилища

2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС

Алтайской ГЭС будет использована для работы в базе и покрытия пиков нагрузки энергосистемы Алтайского края на плакате «Использование водной энергии».

Так как необходимо обеспечить санитарный попуск в нижний бьеф, принимается санитарный расход:

$$Q_{\text{сан}} = 300 \text{ МВт.}$$

Рабочая мощность определяется построением прямоугольного треугольника на ИКН зимы, катетами которого являются: катет параллельный оси энергии – гарантированная мощность в пересчете на энергию (за вычетом энергии, вырабатываемой при пропуске санитарного расхода), катет параллельный оси мощностей – рабочая мощность, с которой необходимо работать, заданное количество часов, чтоб получить заданную выработку электроэнергии. Такой же треугольник строится и для выработки по санитарному расходу. Рабочие мощности суммируются.

На Алтайской ГЭС предусматриваем нагрузочный резерв 2 % и аварийный резерв 8% тогда установленная мощность проектируемой станции:

$$N_{уст} = 265 \text{ МВт.}$$

2.2.4 Водноэнергетические расчёты по условию среднегодового года

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

Сработку-наполнение среднегодового года производим двумя способами:

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

2. Работа ГЭС по режиму уровня в расчётном маловодном году.

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

Среднемноголетняя выработка – 1,44 млрд. кВт·ч.

2.3 Баланс мощности и энергии

2.3.1 Баланс энергии РДУ Алтайского края

По данным среднемесячных мощностей Алтайской ГЭС (приложение Б, таблица Б.4), мощности генерации и потребления энергосистемы (приложение А, таблица А.3), строится баланс энергий изолированной энергосистемы Алтая (плакат «Использование водной энергии Алтайской ГЭС на реке Катунь»).

2.3.2 Баланс мощности РДУ Алтайского края

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:

$$F_{рем}^{пр.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст}}{6} \cdot 1 \cdot мес = \frac{1 \cdot 265}{6} \cdot 1 \cdot мес = 44 \left(\text{МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \right), \quad (2.28)$$

где $N_{уст}$ – установленная мощность Алтайской ГЭС.

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

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

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \left(\frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = \left(\frac{1245}{4} + \frac{1245}{2} \right) \cdot \frac{1}{2} =$$

$$= 580 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.29)$$

Баланс мощности изолированной энергосистемы Алтайского края в маловодном году приведен в таблице 2.5 и на плакате «Использование водной энергии Алтайской ГЭС на реке Катунь».

Таблица 2.5 – Баланс мощности изолированной энергосистемы Алтайского края в маловодном году

Месяц	Энергосистема			Проектируемая ГЭС			ТЭС			
	P _{тmax}	N _н	N _{ав}	N _{раб}	N _н	N _р	N _{раб}	N _{ав}	N _н	N _р
1	1170	23	94	260	5	0	910	73	18	0
2	1136	23	91	227	5	0	909	73	18	0
3	1077	22	86	243	5	0	834	67	17	0
4	1009	20	81	259	5	18	749	60	15	31
5	950	19	76	275	6	0	674	54	13	94
6	916	18	73	117	2	0	799	64	16	147
7	916	18	73	117	2	0	799	64	16	147
8	950	19	76	221	4	0	729	58	15	112
9	1009	20	81	223	4	18	786	63	16	49
10	1077	22	86	225	4	0	852	68	17	0
11	1136	23	91	227	5	0	909	73	18	0
12	1170	23	94	260	5	0	910	73	18	0

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

Режимное поле – область допустимых режимов работы Алтайской ГЭС. Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижней - при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО. Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению (таблица 1.1):

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = \nabla BB - z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

где ∇BB – отметка уровня воды в верхнем бьефе, для верхней границы $\nabla BB = \nabla НПУ = 380$ м, для нижней границы $\nabla BB = \nabla УМО = 365,5$ м;

$z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка уровня воды в НБ в зависимости от расхода в НБ;

Δh – потери напора в подводящих сооружениях, $\Delta h = 0,3$.

Линия расчётного напора считается по формуле (3.1), где ∇BB будет являться средняя ∇BB января графика сработки-наполнения водохранилища маловодного года.

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый заданным ограничением по условиям функционирования водохозяйственного комплекса $Q_{min} = 300$ м³/с.

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

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

где $N_{уст}$ – установленная мощность проектируемой ГЭС;

k_N – коэффициент мощности;

$H_{ГЭС}$ – напор на ГЭС (выбирается произвольно).

Уравнение линии 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;

$H_{ГЭС}$ – напор ГЭС;

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

Данные расчета для построения режимного поля записаны в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 - Результаты расчёта режимного поля проектируемой станции

Кривые связи нижнего бьефа для летних и зимних условий			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{нб}$	$Z_{нб лето}$	$Z_{нб зима}$	$H_{НПУ}$	$H_{УМО}$	$H_{ЗВБ1}$	$H, м$	$Q, м^3/с$	$H, м$	$Q, м^3/с$
0	340	340,0	39,2	24,7	33,9	40,0	752,8	34,4	1142,1
128,7	341,4	341,5	37,8	23,3	32,5	39,3	766,3	33,7	1130,4
257,4	342,4	342,5	36,8	22,3	31,5	38,6	780,1	33,0	1118,6
386,1	343,0	343,3	36,2	21,7	30,9	37,9	794,6	32,3	1106,7
514,8	343,6	343,8	35,6	21,1	30,3	37,2	809,5	31,6	1094,6
643,5	344,1	344,3	35,1	20,6	29,8	36,5	825,0	30,9	1082,4
772,2	344,5	344,7	34,7	20,2	29,4	35,8	841,2	30,2	1070,1
900,9	344,8	345,1	34,4	19,9	29,1	35,1	857,9	29,5	1057,6
1029,6	345,1	345,4	34,1	19,6	28,8	34,4	875,4	28,8	1045,0
1158,3	345,4	345,7	33,8	19,3	28,5	33,7	893,6	28,1	1032,2
1287	345,7	346,0	33,5	19,0	28,2	33,0	912,5	27,4	1019,3
1415,7	345,9	346,3	33,3	18,8	28,0	32,3	932,3	26,7	1006,2
1544,4	346,2	346,5	33,0	18,5	27,7	31,6	953,0	26,0	992,9
1673,1	346,4	346,8	32,8	18,3	27,5	30,9	974,6	25,3	979,4
1802	346,6	347,0	32,6	18,1	27,3	30,2	997,1	24,6	965,8
1931	346,8	347,3	32,4	17,9	27,1	29,5	1020,8	23,9	952,0
2059	347,0	347,6	32,2	17,7	26,9	28,8	1045,6	23,2	937,9
2188	347,2	347,9	32,0	17,5	26,7	28,1	1071,7	22,5	923,7
2317	347,4	348,3	31,8	17,3	26,5	27,4	1099,0	21,8	909,2
2445	347,6	348,7	31,6	17,1	26,3	26,7	1127,9	21,1	894,5
2574	347,8	349,1	31,4	16,9	26,1	26,0	1158,2	20,4	879,5
2703	348,0	349,4	31,2	16,7	25,9	25,3	1190,3	19,7	864,3
2831	348,2	349,6	31,0	16,5	25,7	24,6	1224,1	19,0	848,8

По данным таблицы 3.1 строится режимное поле проектируемой станции (рисунок 3.1).

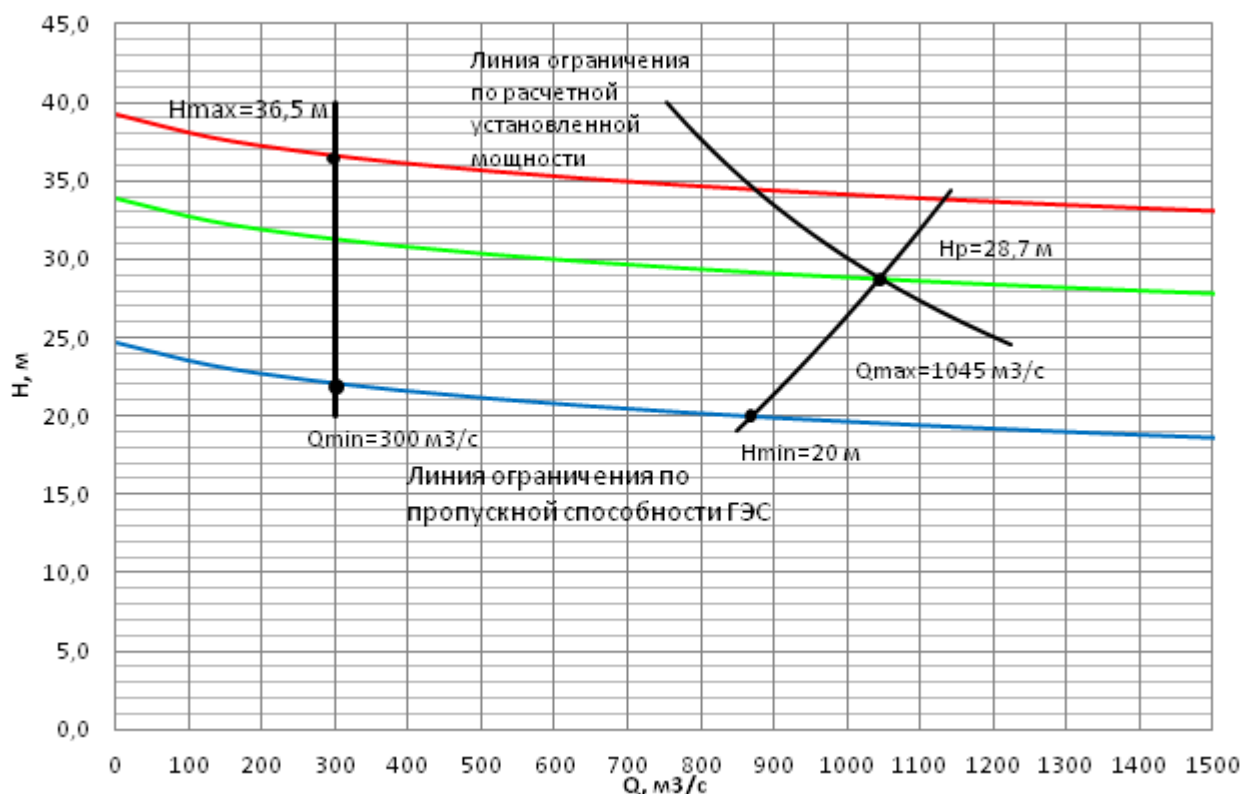


Рисунок 3.1 - Режимное поле проектируемой станции

Из построенного режимного поля определяем:

- максимальный напор $H_{max} = 36,5$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;
- максимальный расход $Q_{ГЭС}^{max} = 1045$ м³/с. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;
- расчётный напор $H_p = 28,7$ м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;
- минимальный напор $H_{min} = 20$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Необходимо выбрать систему и тип турбины с номинальным диаметром рабочего колеса D_1 и синхронной частотой вращения n , при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении и количестве установленных агрегатов.

Гидротурбины выбираем исходя из величины максимального напора на станции и отношения минимального напора к максимальному напору турбины: $H_{min}/H_{max} = 20/36,5 = 0,54$. При этом если это отношение меньше отношения выбранной турбины, значит, данный тип турбины не подходит.

Полученному напору соответствует одна система реактивных гидротурбин: поворотной-лопастной. Исходя из выше перечисленных требований выбираем гидротурбины – ПЛ40а-В и ПЛ40б-В.

Основные параметры моделей гидротурбин показаны в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Основные параметры моделей турбин

Параметр		Турбина ПЛ40а-В	Турбина ПЛ40б-В
Максимальный напор	$H_{пред}$	40	40
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{10}, \text{мин}^{-1}$	125	123
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{10}, \text{л/с}$	1020	1150
Оптимальный КПД модели	$\eta_{мо}$	0,913	0,904
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1max}, \text{л/с}$	1250-1700	1270-1750
Коэффициент кавитации	σ при Q'_{1max}	0,40-065	0,35-0,65
Приведенный диаметр РК	$D'_{1м}, \text{м}$	0,46	0,46
Напор модельной турбины	$H_m, \text{м}$	4	4
Температура	$t_m, \text{С}$	10	20

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

КПД натурной турбины η_T :

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_m) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1м}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_m}{H_p^N}} \sqrt[5]{\frac{\nu_n}{\nu_m}} \right), \quad (3.4)$$

где $\eta_m, D_{1м}, H_m$ – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

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

ν_m, ν_n – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий t_n и t_m (таблица 3.2);

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

Мощность одного агрегата:

$$N_a = 9,81 Q'_{1p} D_1^2 H_p^N \sqrt{H_p^N \eta_t \eta_r^{cp}}, \quad (3.5)$$

где Q'_{1p} – приведенный расход в расчетной точке;

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

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z'_a = \frac{N_{гэс}^{уст}}{N_a}, \quad (3.6)$$

где $N_{гэс}^{уст} = 347$ МВт – расчетная установленная мощность.

Расчитанное число агрегатов Z'_a округляется в большую сторону Z_a .
Рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной.

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a}, \quad (3.7)$$

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 расчетной 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 N_{max} , N_p и N_{min} , предварительно вычислив три значения приведенной частоты вращения:

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

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:

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

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

Приведённый расход:

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

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 ПЛ40б-В с диаметром рабочего колеса $D_1=6,0$ м, количество агрегатов принимаем $Z_a = 4$, синхронная частота вращения $n_c = 125$ об/мин.

3.2 Гидротурбины и их проточная часть

3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

Отметка рабочего колеса находится по формуле:

$$\nabla Z_{PK} = Z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_S^{\text{дон}}, \quad (3.12)$$

где $Z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка уровня воды в НБ при $Q_{НБ}$, соответствующая расчетному значению высоты отсасывания;
 H_S – высота отсасывания турбины.

Для обеспечения бескавитационной работы турбины необходимо выполнение условия: при всех возможных режимах эксплуатации турбины ее фактическая высота отсасывания не должна превышать допустимую:

$$H_S^{\phi} \leq H_S^{\text{дон}}, \quad (3.13)$$

где H_S^{ϕ} – фактическая высота отсасывания турбины;
 $H_S^{\text{дон}}$ – допустимая высота отсасывания турбины.

То есть для соблюдения условия (3.2) необходимо определить такое значение $H_S^{\text{дон}}$, которое обеспечит бескавитационную работу турбины даже в самых тяжелых условиях. С этой целью рассматриваются три случая, требующие наибольшего заглубления РК:

- 1) Работа одного агрегата с расчетной мощностью при максимальном напоре;
- 2) Работа одного агрегата с расчетной мощностью при расчетном напоре;
- 3) Работа одного агрегата при минимальном напоре и соответствующей мощностью на линии ограничения по турбине.

Допустимая высота отсасывания находится по формуле:

$$H_S^{\text{дон}} = B - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - 1,5 \cdot \sigma \cdot H + Z_{х.пл.}, \quad (3.14)$$

где $B = 10,33 \text{ м}$ – барометрическое давление;
 σ – коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчетных условий;

H – напор на турбине, определяемый уровнем ВВ и $Z_{НБ}(Q_{НБ})$;

$\Delta Z_{ХПЛ}$ – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для ПЛ турбин $\Delta Z_{ХПЛ} = 0$.

Отметка расположения РК ГТ для обеспечения ее бескавитационной работы определяется по формуле:

$$\nabla Z_{р.к.} = Z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_s. \quad (3.15)$$

- при $H_s = -1,19$ м:

$$\nabla Z_{р.к.} = 342,1 + (-1,19) = 340,91 \text{ м.}$$

- при $H_s = -6,5$ м:

$$\nabla Z_{р.к.} = 342,4 + (-6,5) = 335,9 \text{ м.}$$

- при $H_s = -1,78$ м:

$$\nabla Z_{р.к.} = 342,05 + (-1,78) = 340,27 \text{ м.}$$

Результаты расчета высоты отсасывания и отметок расположения РК представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип	D_1 , м	η , %	Z_a , шт.	N_a , МВт	n_c , об/мин	H_{s1} , м	H_{s2} , м	H_{s3} , м	$\nabla Z_{р.к.}$, м
ПЛ40а-В	5,6	92,4	4	66,25	125	-2,26	-7,6	-2,7	334,8
ПЛ40б-В	6,00	93,2	4	66,25	125	0,58	-3,6	0,22	338,9
ПЛ40б-В	5,6	93,0	4	66,25	125	-1,19	-6,5	-1,78	335,9

Проведя анализ полученных параметров турбин, принимаем турбину типа ПЛ40б-В с диаметром $D_1 = 6,00$ м, так как у нее максимальное заглубление рабочего колеса $\nabla Z_{р.к.} = 338,9$ м, при соответствующей высоте отсасывания $H_{s2} = -3,6$ м. Полученная отметка РК не противоречит экономической целесообразности заглубления.

3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала

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

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,7 \cdot D_1 = 2,7 \cdot 6 = 12,825 \text{ м.} \quad (3.16)$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{с.к.вх}} = 1,578 \cdot D_1 = 1,578 \cdot 6 = 9,468 \text{ м.} \quad (3.17)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_{\text{с.к}} = 225^\circ.$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{\text{сп}} = 2,63 \cdot D_1 = 2,63 \cdot 6 = 15,78 \text{ м.} \quad (3.18)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,42 \cdot D_1 = 4,42 \cdot 6 = 26,52 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,63 \cdot D_1 = 2,63 \cdot 6 = 15,78 \text{ м.} \quad (3.20)$$

Диаметр шахты агрегата:

$$D_{\text{ш}} = 11,05 \text{ м.}$$

По рекомендациям ширина здания ГЭС:

$$B'_{\text{ГЭС}} = D_{\text{ш}} + 7,6 = 11,05 + 7,6 = 18,65 \text{ м.} \quad (3.21)$$

Принимаем ширину машинного зала:

$$B_{\text{мз}} = 19 \text{ м.}$$

Ширина агрегатного блока с округлением до целого в большую сторону:

$$B_{\text{бл}} = (2,7 \div 3,7) \cdot D_1 = 3,7 \cdot 6 = 22,2 \approx 23 \text{ м.} \quad (3.22)$$

Ширина монтажной площадки для ГЭС с числом агрегатов 4-6 рекомендуется принимать [8]:

$$L_{\text{мп}} = (1 \div 1,3) B_{\text{бл}} = 1,2 \cdot 23 = 27,6 \text{ м.} \quad (3.23)$$

Принимаем ширину монтажной площадки $L_{МП} = 28$ м.

Длина машинного зала:

$$L_{МЗ} = n \cdot B_{бл} + L_{МП} = 4 \cdot 23 + 28 = 120 \text{ м.} \quad (3.24)$$

Принимаем высоту машинного зала:

$$H_{М.з.} = 16 \text{ м.}$$

3.2.3 Гидромеханический расчет и построение бетонной спиральной камеры

Задаваясь максимальным напором $H_{max} = 36,8$ м, к проектировке выбирается бетонная спиральная камера круглого сечения с углом охвата $\varphi = 225^\circ$.

Целью гидромеханического расчета спиральной камеры является определение размеров её радиальных сечений и формы спирали в плане.

В основу гидромеханического расчёта спиральной камеры заложены три условия, которым должен подчиняться поток протекающей в ней жидкости:

1. Равномерное распределение расхода по окружности направляющего аппарата. Это условие обеспечивается, если в любом радиальном сечении будут одинаковы радиальные составляющие скорости v_r .

2. Одинаковая закрутка потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом, т.е. $v_u r = \text{const}$, где v_u – окружная составляющая скорости в любой точке потока; r – радиус расположения точки.

3. Размеры радиальных сечений спиральной камеры должны быть такими, чтобы средние скорости потока в них не превосходили предельных значений, определяемых уровнем допустимых потерь. Для расчета спиральной камеры используем ГУХ.

Наружный радиус входного сечения:

$$r_{вх} = 1,578 \cdot D_1 = 1,578 \cdot 6 = 9,468 \text{ м.} \quad (3.25)$$

Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_{нар} = 9,35 \text{ м;}$$

$$r_a = \frac{D_{нар}}{2} = \frac{9,35}{2} = 4,675 \text{ м.} \quad (3.26)$$

Диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_{\text{вн}} = 8,15 \text{ м};$$

$$r_b = \frac{D_{\text{вн}}}{2} = 4,07 \text{ м.} \quad (3.27)$$

Высота статора:

$$B_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 0,0033 \cdot 6 = 2,27 \text{ м,} \quad (3.28)$$

где b_0 высота направляющего аппарата:

$$b_0 = 0,375 \cdot D_1 = 0,375 \cdot 6 = 2,25 \text{ м.} \quad (3.29)$$

Закон изменения положения вершин сечений – линейный.

Форму меридианного сечения спиральной камеры принимаем с плоским потолком ($n = 0$) с углом $\gamma = 15^\circ$. При таком сечении наиболее просто осуществляются проходы в шахту турбины, установка вспомогательного оборудования и трубопровода.

По данным расчета строим спиральную камеру, представленную на рисунке 3.2.

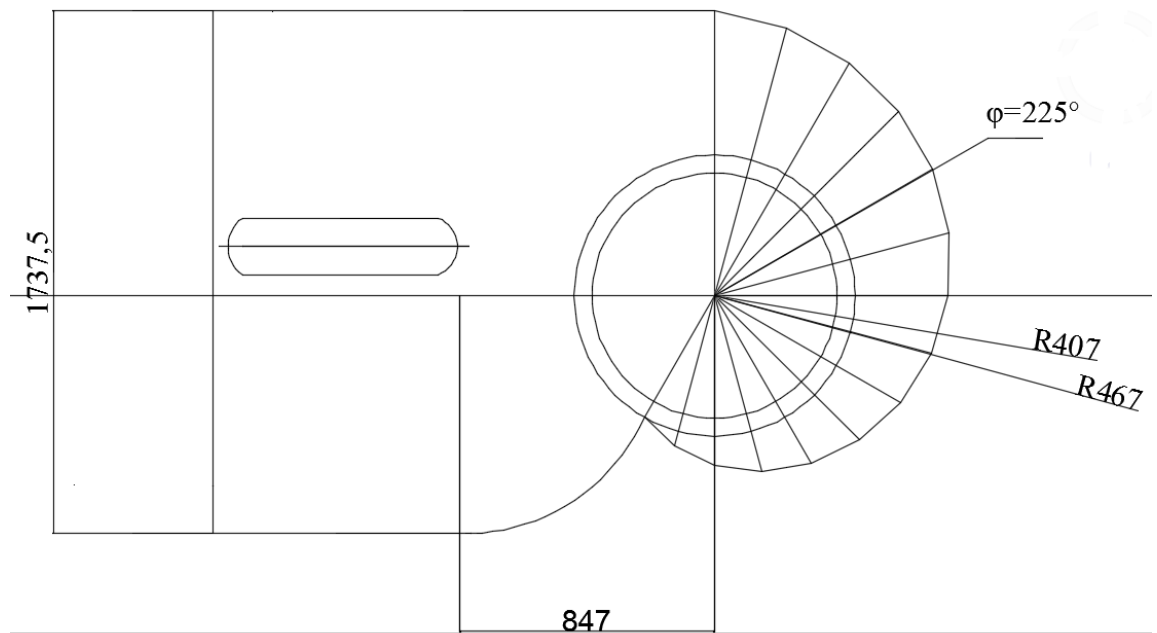


Рисунок 3.2 – Спиральная камера

3.2.4 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.

Для турбины ПЛ40/587а-В-46 определяем тип маслонапорной установки: МНУ 10/1 – 40 – 12,5 – 2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором ГА 10/1-40 вместимостью 10 м³, состоящим из одного сосуда на давление 4 МПа

(40 кгс/см²); с маслонасосным агрегатом, имеющим сливной бак МА12,5-2 вместимостью 12,5 м³ с двумя насосами.

3.2.5 Выбор электрогидравлического регулятора

Для турбины ПЛ, то выбираем ЭГРК (для ГА с двумя регулирующими органами). Диаметр главного золотника 100 мм. Выбранный регулятор ЭГРК МП1-100-4.

3.3 Выбор гидрогенератора

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi}; \quad (3.30)$$

где $\cos\varphi = 0,8 - 0,9$;

$$S_{\text{ном}} = \frac{66,25}{0,8} = 82,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{6000}{n_c}; \quad (3.31)$$

$$p = \frac{6000}{125} = 48.$$

По каталогу гидрогенераторов НПО «ЭЛСИБ», выбираем гидрогенератор по номинальной мощности и числу пар полюсов: СВ 850/190-48.

Основные параметры генератора представлены в таблице 3.4

Таблица 3.4- Параметры генератора СВ 850/190-48.

$S_{\text{ном}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ном}}, \text{МВт}$	$\cos\varphi$	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	ОКЗ	x_d''	x_q''	x
85,5	72,5	0,85	13,8	1	0,23	0,34	1,1

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 Алтайской 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.

По карте-схеме размещения линий электропередачи подстанций было определено, что ближайшей является подстанция «Чарга» 110 кВ.

По условиям вышеперечисленных требований, а также для обеспечения бесперебойной работы энергосистемы, была выбрана схема с единичными блоками. На генераторном напряжении 10,8 кВ для питания собственных нужд выполняются ответвления.

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

Электрическая схема СН Алтайской ГЭС выполнена с одним напряжением 0,4 кВ.

Проект Алтайской ГЭС выполняет все требования Технической политики ОАО «РусГидро» [1].

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 Алтайской ГЭС в качестве источников питания будут приняты:

- от подстанции «Ермак» 110 кВ;
- дизель-генераторная установка (ДГУ).

Структурная схема электрических соединений представлена на рисунке

4.1

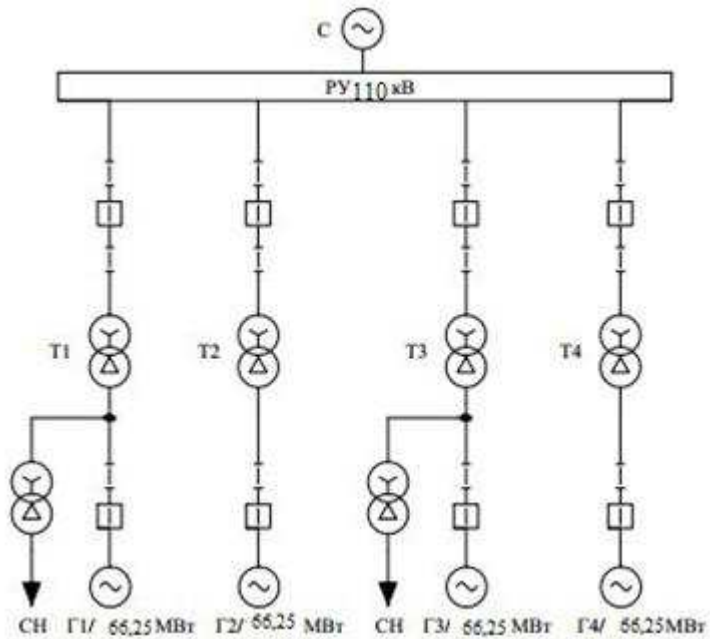


Рисунок 4.1 – Структурная схема Алтайской ГЭС

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:

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{72,5 - 7,25}{0,85} = 76,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦ-100000/110. Параметры трансформатора приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1-Параметры трансформатора ТДЦ-100000/110

Тип изделия	S _{ном} , МВ·А	U _{ном} , кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряжение КЗ, %	Ток XX, %	Габаритные размеры, мм
		ВН	НН		XX	КЗ			
ТДЦ- 100000/110-У1	100	121	13,8	Y/D-11	60	350	11,0	0,35	7100x 4532 x 6600

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 $S_{\text{ГНОМ}}$:

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

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot \frac{265}{0,85} = 3,117 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

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

В соответствии со стандартом «РусГидро», в сети до 110 кВ включительно, как правило, должны применяться сухие трансформаторы.

Выбирается трансформатор ТСЗ-1600/15/0,4. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Каталожные данные трансформатора ТСЗ-1600/15/0,4

$S_{\text{НОМ}}$, МВТ	$U_{\text{Н}}$, кВ		$U_{\text{К}}$, %	$\Delta P_{\text{К}}$, кВт	$\Delta P_{\text{ХХ}}$, кВт
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$			
1,6	13,8	0,4	8	16	4,3

4.3 Распределительное устройство

4.3.1 Выбор проводов отходящих воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 110 кВ:

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

$$S_{\Sigma} = 4 \cdot (76,8 - 0,855) = 303,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 110 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 30 \text{ МВт}; \quad K = 1,4; \quad \cos\varphi_{\text{с}} = 0,85.$$

Число отходящих линий 110 кВ:

$$n_{л} = \frac{S_{\Sigma}}{(K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos \varphi_c)} = \frac{303,6}{(1,4 \cdot 30 / 0,85)} = 2,9 \text{ шт.} \quad (4.4)$$

Принимается число ВЛ 110 кВ равным $n_{л} = 3 + 1 = 4$ шт.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{303,6}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 121} = 0,362 \text{ кА.} \quad (4.5)$$

Расчётный ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 362 = 380,1 \text{ А.} \quad (4.6)$$

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

$\alpha_T = 1,0$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

По величине расчётного тока выбираем провод марки АС – 185/29, которому соответствует минимальный допустимый ток.

Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 510 \text{ А.}$

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{303,6}{4-1 \cdot \sqrt{3} \cdot 121} = 0,482 \text{ кА.} \quad (4.7)$$

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

Параметры провода приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Параметры провода марки АС-185/29

Число проводов в фазе	R_0 Ом/км	X_0 Ом/км	b_0 См/км
1	0,162	0,413	$2,75 \cdot 10^{-4}$

4.3.2 Выбор схемы распределительного устройства

Число присоединений РУ-110 кВ: 8 (4 ВЛЭП 110 кВ, 4 блока). При данном числе присоединений для данного класса напряжения и в связи с наличием потребителя I категории (деревообрабатывающий завод), РУ выбираем вариант две рабочие и обходная система шин при наличии присоединений, не допускающих даже кратковременную потерю напряжения при плановом выводе выключателей из работы. Выбранная схема РУ – 110 кВ представлена на рисунке 4.2.

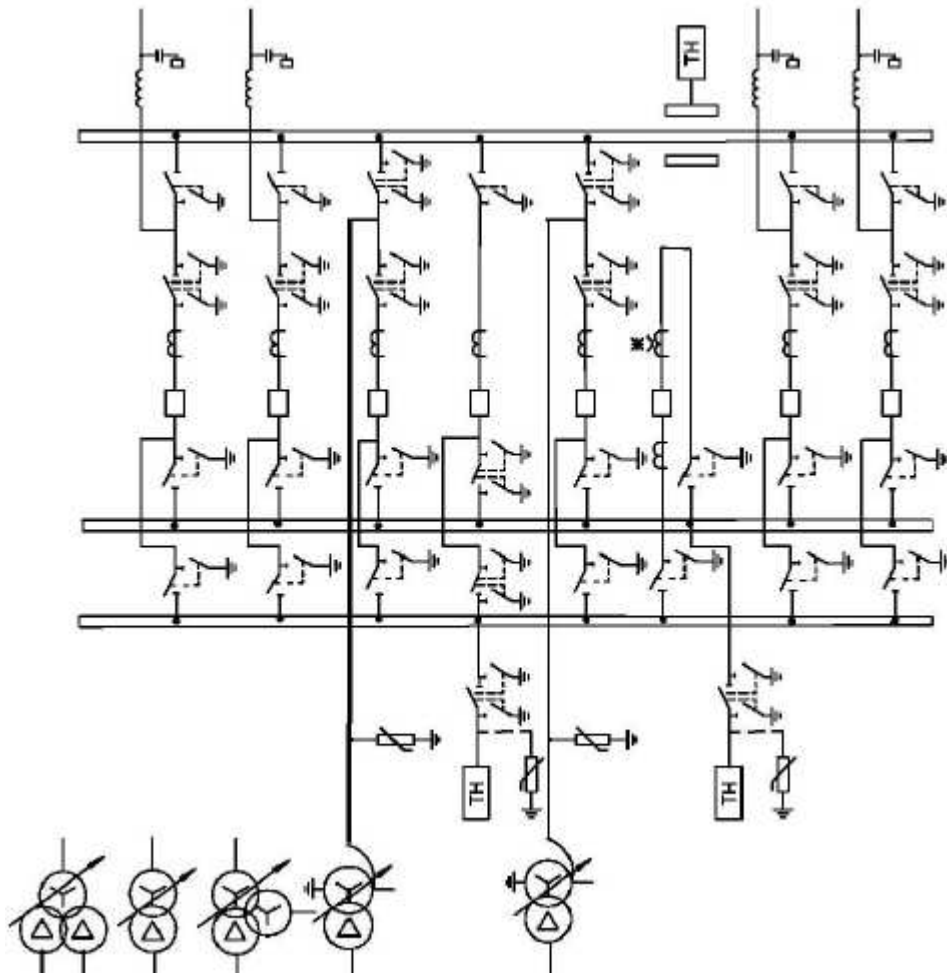


Рисунок 4.2 - Схема РУВН 110 кВ

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

4.4.1 Расчёт исходных данных

Сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,22 \cdot \frac{13,8^2}{85,5} = 0,49. \quad (4.8)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_*'' \cdot U_{\phi} = 1,1 \cdot 15,75 = 17,325 \text{ кВ}. \quad (4.9)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_T = \frac{U_{к\%} \cdot U_{ВН}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{11 \cdot 121^2}{100 \cdot 80} = 20,13 \text{ Ом.} \quad (4.10)$$

Система:

$$x_C = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{КЗ}} = \frac{110^2}{150} = 80,6 \text{ Ом.} \quad (4.11)$$

Линии связи 35 кВ с энергосистемой:

$$x_L = \frac{x_{0,уд} \cdot l}{n} = \frac{0,413 \cdot 17}{4} = 1,75 \text{ Ом.} \quad (4.12)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_C = E_{*C} \cdot U_{б1} = 1 \cdot 110 = 110 \text{ кВ.} \quad (4.13)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = \frac{13,8}{121} = 0,11. \quad (4.14)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах:

$$r_\Gamma = \frac{x_{*\Gamma}}{50} = 0,0098 \text{ Ом;} \quad (4.15)$$

$$r_C = \frac{x_C}{20} = 4,03 \text{ Ом;} \quad (4.16)$$

$$r_L = \frac{r_{0,уд} \cdot l}{n} = \frac{0,162 \cdot 17}{4} = 0,7 \text{ Ом;} \quad (4.17)$$

$$r_T = \Delta P_k \cdot \frac{U_{ВН}}{S_{НОМ}^2} = 310 \cdot \frac{121}{80^2} = 0,006 \text{ Ом.} \quad (4.18)$$

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 110 кВ, трехфазного КЗ на главных выводах генератора представлены в таблицах 4.4-4.9.

Таблица 4.4 – Задание узлов схемы в исходных данных «Узлы/Несим/ИД»

Тип	№ узла	Название	U _{НОМ} , кВ
зак	1	Первая	110
зак	2	Вторая	110
зак	3	Г1-Т1	14
зак	4	Г2-Т2	14
зак	5	Г3-Т3	14
зак	6	Г4-Т4	14

Таблица 4.5 – Задание ветвей схемы в исходных данных «Ветви/Несим/ИД»

Тип	№ нач.	№ кон.	Название	r	x	Кт/г
ЛЭП	1	2	Первая-вторая	0,70	1,75	
Тр-р	2	3	Вторая-Г1-Т1	0,01	20,13	0,110
Тр-р	2	4	Вторая-Г2-Т2	0,01	20,13	0,110
Тр-р	2	5	Вторая-Г3-Т3	0,01	20,13	0,110
Тр-р	2	6	Вторая-Г4-Т4	7,01	20,13	0,110

Таблица 4.6 – Задание генераторов схемы в исходных данных «Генератор/Несим»

№ агр.	Название	№ узла	x	x2	x0	E
1	Г1	3	0,490	0,490	0,490	17,325
2	Г2	4	0,490	0,490	0,490	17,325
3	Г3	5	0,490	0,490	0,490	17,325
4	Г4	6	0,490	0,490	0,490	17,325
5	Система	1	80,60	80,60	80,60	110,00

Таблица 4.7 – Расчет трехфазного КЗ на СШ 110 кВ

№ опыта	№ сост.	Тип	П 1	I 1, кА
1	1	3ф	3	6,8

Таблица 4.8 – Расчет однофазного КЗ на СШ 110 кВ

№ опыта	№ сост.	Тип	П 1	I 1, кА	I 2, кА	I 0, кА
2	1	1ф	3	10,2	10,2	10,2

Таблица 4.9 – Расчет трехфазного КЗ на выводах генератор

№ опыта	№ сост.	Тип	П 1	I 1, кА
---------	---------	-----	-----	---------

3	1	3ф	1	41,8
---	---	----	---	------

Результаты расчетов токов КЗ представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Результаты расчета токов короткого замыкания

№	Тип	$I_{п.0}$	i_y
К2	3ф	41,8	106,5
К1	3ф	6,8	17,3
К1	1ф	10,2	25,9

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 перегрузок.

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.

Рабочий ток в присоединениях трансформаторов Т1-Т4:

$$I_{Т,раб.мах} = 1,05 \cdot I_{Т,НОМ} = 1,05 \cdot \frac{S_{Т,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,НОМ} \cdot K_T} = 1,05 \cdot \frac{80}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 8,7} = 0,43 \text{ кА.} \quad (4.19)$$

Рабочий ток в присоединениях генератора Г1-Г4:

$$I_{Г,раб.мах} = 1,05 \cdot I_{Г,НОМ} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г,НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{85,5}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 0,715 \text{ кА.} \quad (4.20)$$

Рабочий ток в линии связи с системой 110 кВ:

$$I_{Л1-Л2,раб.мах} = \frac{1,05 \cdot S_{раб.мах}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{НОМ}} = \frac{S_{Г1-Г6} - S_{ТСН}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{НОМ}} = \frac{3 \cdot (85,5 - 3,117)}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 110} = 627 \text{ А;} \quad (4.21)$$

$$I_{Л1-Л2,раб.утж} = \frac{S_{Г1-Г6} - S_{ТСН}}{\sqrt{3} \cdot (n_W - 1) \cdot U_{НОМ}} = \frac{3 \cdot 82,4}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 110} = 471 \text{ А.} \quad (4.22)$$

4.5 Выбор электрических аппаратов 110 кВ

ВЭБ-110П - элегазовый баковый выключатель.

Предназначен для коммутаций электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц номинальным напряжением 110 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) – Уралэлектротяжмаш».

Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Паспортные данные выключателя ВЭБ-110П

$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{наиб.раб}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{номоткл}}$, кА
110	126	2500	40

Выбран: Разъединитель РГ- 110 УХЛ1.

Разъединители наружной установки горизонтально-поворотного типа РГ-110 предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрических цепей переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 110, с созданием видимого разрыва, а также заземления отключенных участков при помощи стационарных заземлителей как с одной стороны, так и с двух сторон. Серия разъединителей РГ- 110 на номинальное напряжение 110 кВ сертифицирована для российского рынка. Разъединители соответствуют российским стандартам, ГОСТ Р 52726-2007, а также полностью адаптированы к российским условиям. Разъединители применяются для отключения токов холостого хода трансформаторов, зарядных токов воздушных и кабельных линий

Каталожные данные трансформатора представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Каталожные данные разъединитель РГ-110/1000 УХЛ1

$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{терм}}$, кА	$I_{\text{дин}}$, кА
110	1000	31,5	80

Выбран: трансформатор напряжения ЗНОГ-110(У1).

Двухполюсный трансформатор напряжения, предназначен для применения в электрических цепях измерения, устройств защиты, управления и автоматики в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц класса напряжения 110 кВ.

Основные данные:

Класс точности обмотки для учета: 0,2;

Класс точности обмотки для защиты: 3Р;

Номинальное напряжение вторичной обмотки В: 100;

Номинальная мощность В·А: 1200.

Выбор ограничителя перенапряжения (ОПН).

Ограничители перенапряжений нелинейные серии ОПН-РК предназначены для защиты от коммутационных и грозовых перенапряжений

электрооборудования электрических сетей переменного тока промышленной частоты 50 Гц. Производитель «ТавридаЭлектрик».

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

Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега. АС-МЗ изготавливается в климатическом исполнении У категории размещения 4 по ГОСТ 15150 (температура окружающего воздуха от 1 до 45°C; верхнее предельное значение температуры 55°C; относительная влажность воздуха 98 % при температуре 35°C). АС-МЗ предназначен для эксплуатации в атмосфере, соответствующей группе П по ГОСТ 15150.

Выбран отечественный анализатор, производимый фирмой ООО «ЮПЗ ромсвязькомплект». 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. Подключение к сети напряжением свыше 0,4 кВ производится через измерительный трансформатор напряжения.

4.6 Выбор и проверка коммутационных аппаратов на генераторном напряжении

В качестве коммутационного аппарата на генераторном напряжении примем вакуумный выключатель ВГГ-15 фирмы «Высоковольтный союз».

Вакуумные высоковольтные выключатели серии ВГГ, предназначены для эксплуатации в электроустановках номинальным напряжением 15 кВ.

Выключатели предназначены для эксплуатации в закрытых помещениях с умеренным климатом при высоте установки над уровнем моря до 1000 м.

Каталожные данные выключателя представлены в таблице 4.13.

Таблица 4.13- Каталожные данные ВГГ-15

Параметры	Расчётные данные	ВГГ-15
Номинальное напряжение, кВ	13,8	15

Ток максимальный рабочий, кА	6,8	8
Ток КЗ, кА	41,8	63

Выбран: Разъединитель РВРЗ 20/8000 У1.

Разъединитель типа РВРЗ 20/8000 У1, производства «Уральский завод трансформаторных технологий».

Каталожные данные разъединителя представлены в таблице 4.14.

Таблица 4.14- Каталожные данные разъединитель РВРЗ 20/8000

Каталожные данные
Разъединитель РВРЗ 20
$U_{ном} = 20\text{кВ}$
$I_{ном} = 8000\text{ А}$
$I_{терм.ст.} = 100\text{ кА}$ $I_{дин.ст.} = 250\text{ кА}$

Выбран: трансформатор напряжения ЗНОЛ-15.

Трансформатор напряжения, производства, «Самарский трансформатор» (холдинговая компания «ОЭНТ»), предназначен для применения в электрических цепях измерения, устройств защиты, управления и автоматики в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц класса напряжения 15 кВ. Климатическое исполнение УХЛ1(умеренный и холодный климат с категорией размещения 1 на открытом воздухе).

Основные данные:

Класс точности обмотки для учета: 0,2;

Класс точности обмотки для защиты: 3Р;

Номинальное напряжение вторичной обмотки В: 100;

Номинальная мощность В·А: 25.

Выбран: трансформатор тока ТШЛ 20.

Трансформатор тока шинный с литой изоляцией ТШЛ 20 (ООО «Свердловский завод трансформаторов тока») предназначен для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам, устройствам защиты и управления в установках переменного тока. Трансформатор ТШЛ 20 рассчитан для эксплуатации в районах с умеренным климатом на открытом воздухе (климатическое исполнение «У1»), по ГОСТ 15150.

Основные данные:

Класс точности обмотки для учета: 0,2;

Класс точности обмотки для защиты: 5Р;

Номинальный ток вторичной обмотки В: 5.

Ограничители перенапряжений нелинейные серии ОПН-15/17,5/10/550 УХЛ1 предназначены для защиты от коммутационных и грозовых перенапряжений электрооборудования электрических сетей переменного тока промышленной частоты 50 Гц на напряжение 15 кВ. Производитель «Завод энергозащитных устройств».

В данном проекте ОПН были выбраны упрощенно, только по параметру напряжения.

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 СВ 850/190-48У1:

- 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 ТДЦ 100000/110 У1:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 110 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от потери охлаждения;
- Защита от перегрева трансформатора;

На трансформаторе СН ГЭС:

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

- Защита от перегрузки;
 - Реле тока охлаждения.
- На линиях электропередачи 110 кВ:
- Основные защиты:
 - дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.
 - Резервные защиты:
 - 3-х ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
 - токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
 - 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
 - для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 110 кВ предусматривается УРОВ 110 кВ.

5.2 Описание защит и расчет их уставок

5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IDG)

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

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

Номинальный ток генератора: $I_{НОМ} = 4208 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{ТТ} = 5000/5 \text{ А}$.

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

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

где $K_{ОДН} = 0,5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;
 $f_i = 0,1$ - относительная погрешность трансформаторов тока.

Уставка выбирается из условия:

$$I_{CP.0} \geq K_N \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_N = 0,1 \cdot I_N, \quad (5.2)$$

где $K_N = 2$ - коэффициент надежности.

Принимаем уставку: $I_{CP.0} = 0,15 \cdot I_N$.

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K \cdot I_{МАКС}; \quad (5.3)$$

$$I_{НБ(КЗ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,1}{0,23} \cdot 4208 = 2012,52,$$

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

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

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

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

$$I_{МАКС} = \frac{E''}{x_d} \cdot I_H; \quad (5.4)$$

$$I_{МАКС} = \frac{1,1}{0,23} \cdot 4208 = 20125,2 \text{ А.}$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.3):

$$I_{НБ(КЗ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,1}{0,23} \cdot 4208 = 2012,5 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_T}; \quad (5.5)$$

$$K_T > \frac{2012,5 \cdot 2}{20125,2};$$

$$K_T > 0,2,$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;

I_T - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

$$I_T = I_{\text{МАКС}}$$

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*\text{СР}}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.6)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*\text{СР}}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.7)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

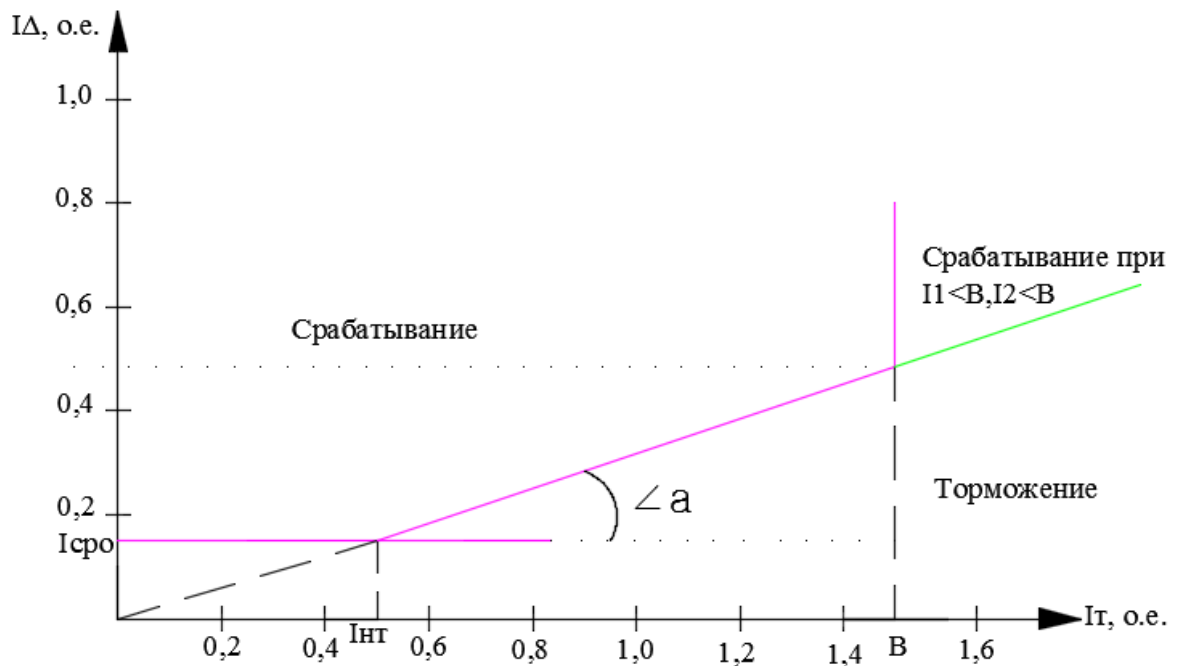


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_0)

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

Расчет $U_{0\text{ЭЛ.СТ.}}$ выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями.

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

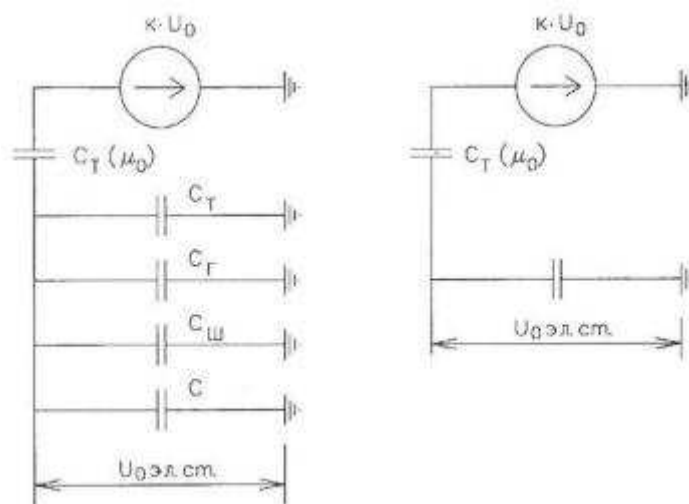


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

Суммарная емкость:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{Ш} + 0,03 \cdot C_{ВГ} = 0,0073 + 0,82 + 0,008 + 0,0246 = 0,860 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.8)$$

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

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$U_{O \text{ ЭЛ.СТ}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_\Sigma}, \quad (5.9)$$

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

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

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{121}{\sqrt{3}} = 23,3 \text{ кВ.} \quad (5.10)$$

Суммарный емкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_\Sigma; \quad (5.11)$$

$$I_C = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 314 \cdot 0,860 = 6,44 \text{ А.}$$

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

$$U_{O \text{ ЭЛ.СТ.}} = 0,5 \cdot 23286 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 0,860} = 120,6 \text{ В.} \quad (5.12)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СП}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{O \text{ ЭЛ.СТ.}}; \quad (5.13)$$

$$U_{\text{СП}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 120,6}{\frac{11}{\sqrt{3}} \cdot \frac{0,1}{3}};$$

$$U_{CP} \geq 2,99,$$

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

n_{TH} – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

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

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал; U_{02G} с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5с действует на разгрузку агрегата; U_{0G} с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

2) Второй орган U_{03} реагирует на соотношение напряжение третьей гармоники 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 :

$$X = \frac{1}{K_T + 2}. \quad (5.14)$$

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

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

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

1) Уставка защиты $U2>$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В}. \quad (5.15)$$

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

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

Уставка $U1>$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.16)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 110 кВ принимается минимальной и равной $0,09 \cdot I_H$.

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

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

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

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.17)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора,

I_H – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.18)$$

где $A = 20$ – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

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

2) Пусковой орган ($I_{2\text{ПУСК}}$) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_2 выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при $t_{\text{МАКС}} = 600$ с.

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.19)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.20)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H. \quad (5.21)$$

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

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{20}{0,15^2} \approx 880 \text{ с.}$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{15}{(I_{*2})^2}. \quad (5.22)$$

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

Таблица 5.1 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

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

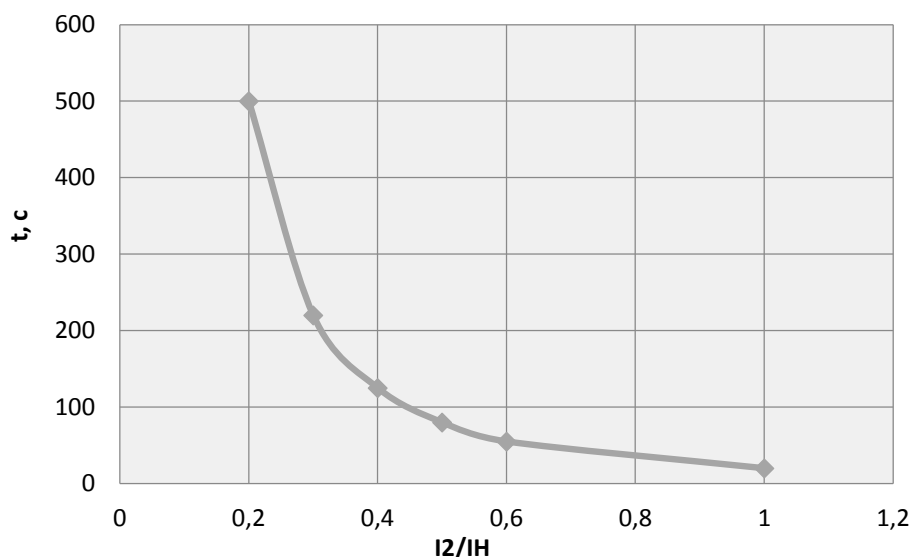


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

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

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

4) Орган токовой отсечки ($I_{2\text{ОТС}}$) срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_2 выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных коротких замыканий.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

По второму условию:

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

$$I_{2С.З.} \leq \frac{I_2^2}{K_{ч}} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_d'' + x_{Г} + x_{Т})} = \frac{1}{1,3 \cdot (0,23 + 0,21 + 0,11)} = 1,4 \text{ о. е.}, \quad (5.23)$$

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 110 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

$$I_{2С.З.} \leq \frac{I_{2МИН}^2}{K_{ч}} = \frac{I_{МИН}^2}{K_{ч} \cdot \sqrt{3}}. \quad (5.24)$$

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{МИН.}^* = I_{КЗ}^{(2)} = \frac{E_{\Sigma Г}}{2 \cdot (X_{л} + X_{\Sigma Г})} + \frac{E_c}{2 \cdot (X_c + \frac{X_{л}}{n-1})}; \quad (5.25)$$

$$I_{МИН.}^* = \frac{1,1}{2 \cdot (0,046 + 0,08)} + \frac{0,956}{2 \cdot (0,53 + \frac{0,046}{4-1})} = 5,24 \text{ о. е.};$$

$$I_{МИН.Г}^{(2)} = \frac{I_{МИН.}^*}{(N_{Ген} + N_{л})} = \frac{5,24}{8} = 0,655 \text{ о. е.}; \quad (5.26)$$

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502.; \quad (5.27)$$

$$I_{МИН} = I_{МИН.Г}^{(2)} \cdot I_6 = 0,655 \cdot 0,502 = 0,329 \text{ кА}; \quad (5.28)$$

$$I_{2С.З.} \leq \frac{2I_{МИН.Г}^{(2)} \cdot K_{Т}}{\sqrt{3}} \cdot K_{ч} = \frac{2 \cdot 0,329 \cdot 8,77}{\sqrt{3}} \cdot 1,2 = 3,9 \text{ кА}. \quad (5.29)$$

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 выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.2.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

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

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 0,9$ с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H. \quad (5.31)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

Таблица 5.2 - Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

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

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

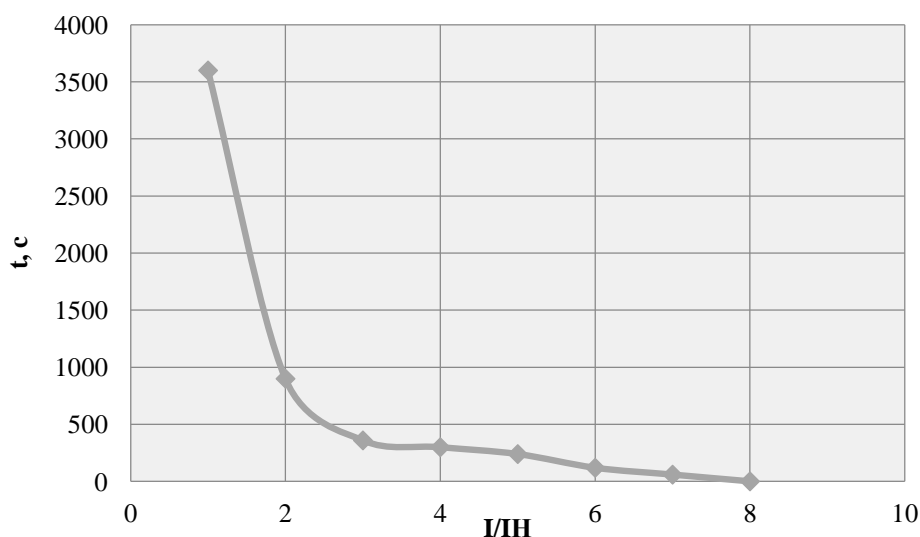


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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:

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

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

$$U_{\text{ср}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_{\text{В}} \cdot n_{\text{T}}} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 138,0} = 66 \text{ В}. \quad (5.33)$$

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

5.2.6 Дистанционная защита генератора ($Z_1 <$), ($Z_2 <$)

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

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

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит вл 110 кВ Алтайской ГЭС:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 18,2 + \frac{0,8}{4} \cdot 1,88 = 14,93 \text{ Ом}, \quad (5.34)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 110 кВ.

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 115^2}{80} = 18,2 \text{ Ом}.$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{85,5}{100} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{85,5}{115^2} \cdot 1,88 = 0,077.$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,077 \cdot 2,23 = 0,17 \text{ Ом}, \quad (5.35)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{13,8^2}{85,5} = 2,23$.

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,17 \cdot \frac{\frac{5000}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 1,23 \text{ Ом}. \quad (5.36)$$

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

2) Функция ΔZ отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции

ΔZ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается исходя из данных, рассчитанных ранее, $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4208} = 3,4 \text{ Ом},$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{2 \cdot 2 - 0,95}{1,1} = 2,77 \text{ о. е.}; \quad (5.37)$$

$$I_{\text{В.НОМ}} = 1215 \text{ А},$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.38)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,358. \quad (5.39)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 69,08^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗП}} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}, \quad (5.40)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,35 \cdot \frac{13,8^2}{85,5} = 0,78 \text{ Ом.} \quad (5.41)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,78 \cdot 5000/5}{13800/100} = 6,2 \text{ Ом.} \quad (5.42)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 6,2 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,16 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,74 \text{ Ом}$.

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 выключателей 110 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.

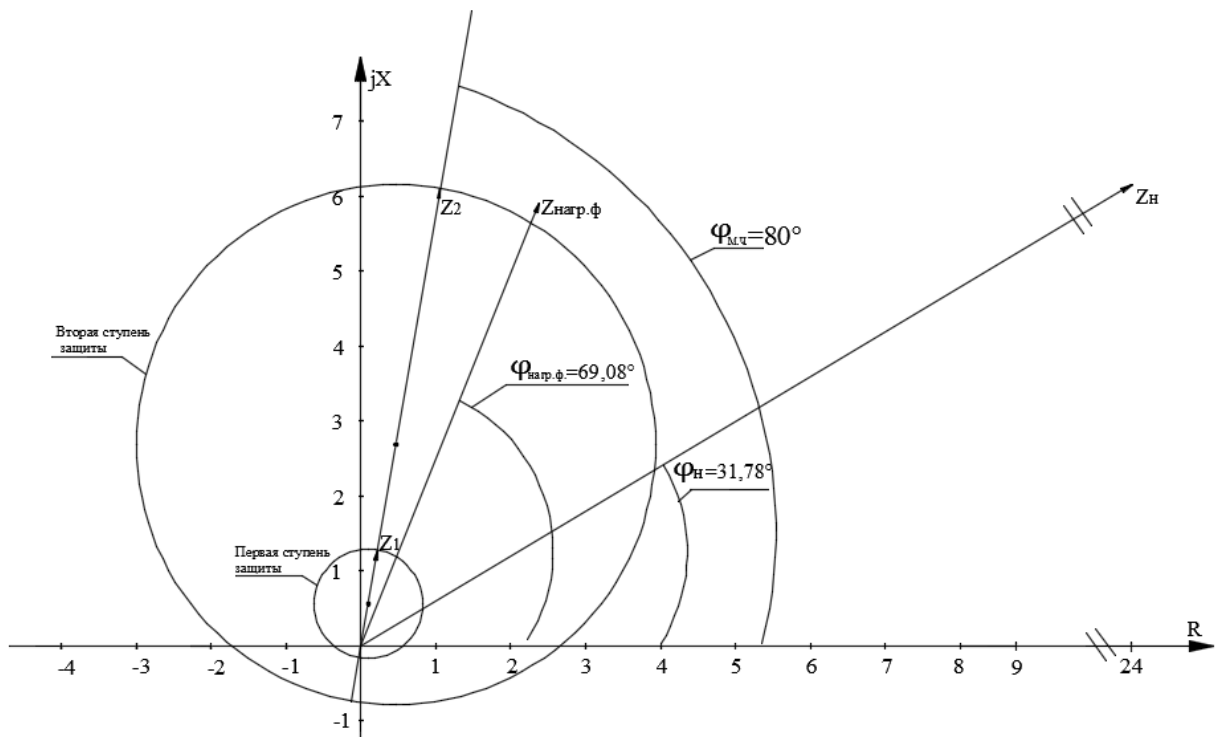


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защит

5.2.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.43)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,2 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.44)$$

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

Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.3

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

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

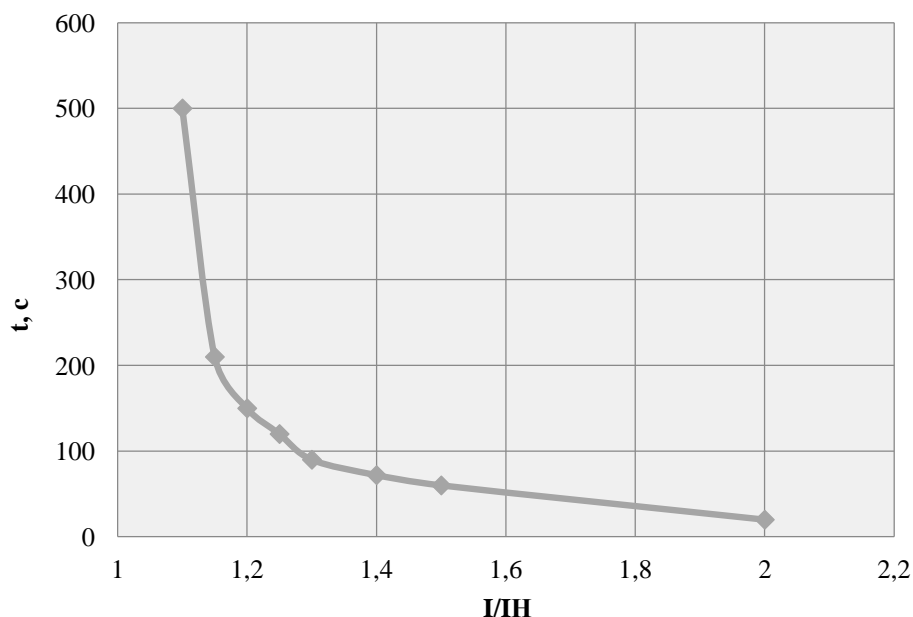


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,15 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.45)$$

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

5.2.8 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления генератором ШЭ1110 фирмы “Экра”.

ШЭ1110 предназначены для использования в качестве комплексной системы защит генераторов, в том числе и работающих на сборные шины, мощностью до 160 МВт, станционных трансформаторов и автотрансформаторов и блоков генератор-трансформатор мощностью до 800 МВт.

Комплекс защит выполняется в виде двух взаиморезервируемых автономных систем защит, для которых должны предусматриваться индивидуальные измерительные трансформаторы, отдельные цепи по постоянному оперативному току и отдельные цепи воздействия во внешние схемы.

Таблица уставок и матрица отключений защит представлена в приложении Г, таблица Г.1, Г.2.

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 – Расчетные 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 $V_w = 24$ м/с принимается $K_w = 2,3 \cdot 10^{-6}$ (таблица 1).

Длина разгона: $L = 13$ км.

Средняя высота водохранилища:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{380 - 340}{2} = 20 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Таким образом, высота волнового разгона равна:

$$\Delta h_{\text{set}} = \frac{2,3 \cdot 10^{-6} \cdot 24^2 \cdot 13000}{9,81 \cdot (20 + 0)} = 0,0877 \text{ м.}$$

С помощью метода приближённых итераций:

$$\Delta h_{\text{set}} = \frac{2,3 \cdot 10^{-6} \cdot 24^2 \cdot 13000}{9,81 \cdot (20 + 0,5 \cdot 0,087)} = 0,0875 \text{ м.}$$

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

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 13000}{24^2} = 221,4 ;$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{24} = 8829,$$

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 [35] находятся величины, сведённые в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Величины для определения периода волны

$\frac{g \cdot L}{V_w^2}$	$\frac{g \cdot t}{V_w}$
---------------------------	-------------------------

$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$	$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$
1,91	0,024	3,7	0,725

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

$$\frac{g \cdot T}{V_w} = 1,91 \Rightarrow T = \frac{1,91 \cdot V_w}{g} = \frac{1,91 \cdot 24}{9,81} = 4,67 \text{ с}; \quad (6.5)$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,024 \Rightarrow \bar{h} = \frac{0,024 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,024 \cdot 576}{9,81} = 1,4 \text{ м}. \quad (6.6)$$

Длина волны:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot T^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 4,67^2}{2 \cdot 3,14} = 34,06 \text{ м}. \quad (6.7)$$

Необходимо выполнить проверку, удовлетворяющую следующему условию:

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

$$20 \text{ м} > 17,03 \text{ м}.$$

Условие выполнено, расчёты подтверждены.

Таким образом:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 1,4 \cdot 2,1 = 2,94 \text{ м}, \quad (6.8)$$

где k_i - принимается из [34] .

$$h_s = 0,0875 + 2,94 + 0,8 = 3,83 \text{ м};$$

$$\nabla \text{ГБП} = 380 + 3,83 = 383,83 \text{ м}.$$

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

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

n - количество гидроагрегатов.

$$Q_p = 2241 - (4 - 1) \cdot 253,01 = 1482 \text{ м}^3/\text{с}.$$

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 скалы 5,0 м/с);

$h_{\text{нб}}$ - глубина воды в НБ при $Q_{\text{осн.мах}}$ 0,1% - 7,7 м.

Таким образом:

$$q_{p.\text{осн}} = 7,7 \cdot 5 = 38,5 \text{ м/с}^2;$$

$$q = 1,15 \cdot 38,5 = 44,275 \text{ м/с}^2;$$

$$B = \frac{1482}{44,275} = 33,47 \text{ м}.$$

Ширина водосливного фронта Вдолжнабыть целым числом, поэтому принимается $n = 4$ количество пролетов по 10 метров.

Окончательная ширина водосливного фронта $B = 40$ м.

Толщина быка:

$$\delta_B = (0,2 - 0,25) \cdot b, \quad (6.13)$$

где δ_B – толщина быка по Березискому.

$$\delta_B = (0,2 - 0,25) \cdot 10 = 2 - 2,5 \text{ м};$$

$$\delta_B = 2,5 \text{ м.}$$

При данной толщине быка он принимается неразрезным.

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:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3}, \quad (6.14)$$

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

Таким образом:

$$H_{01} = \left(\frac{1482}{0,49 \cdot 40 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,096 \text{ м.}$$

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_{п} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3}, \quad (6.15)$$

где $\sigma_{сж}$ - коэффициент бокового сжатия;

$\sigma_{п}$ - коэффициент подтопления (принимается равным единице).

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.16)$$

где b - ширина одного пролёта;

ε - коэффициент формы береговых устоев или промежуточных берегов водослива (рисунок 6.1).

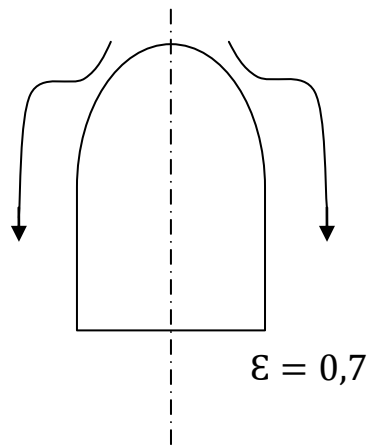


Рисунок 6.1 - Форма боковых устоев

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{3,096}{10} = 0,956.$$

Отсюда:

$$H_{02} = \left(\frac{1482}{0,49 \cdot 0,956 \cdot 1 \cdot 40 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,19 \text{ м.}$$

Напор на гребне водослива:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g}, \quad (6.17)$$

где V_0 - скорость подхода потока к плотине;

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

$$v_0 = \frac{1482}{(380-340) \cdot (40+(4-1) \cdot 2,5)} = 0,78 \text{ м/с.} \quad (6.18)$$

Таким образом:

$$H = 3,19 - \frac{1,1 \cdot 0,78^2}{2 \cdot 9,81} = 3,15 \text{ м.}$$

Напор должен быть округлен в большую сторону по стандартному ряду,
 $H_{\text{ст}} = 4 \text{ м.}$

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H = 380,0 - 4 = 376,0 \text{ м.} \quad (6.19)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 376 + 1,6 \cdot 4 = 382,4 \text{ м.} \quad (6.20)$$

Так как гребень глухой плотины $\nabla_{ГГП}=383,83\text{м}$, выбираем наибольшее значение :

$$\nabla_{ГБ} = 383,83 \text{ м.}$$

Принимаем отметку гребня гидроузла:

$$\nabla_{ГБ} = 384 \text{ м.}$$

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:

$$Q_{р.пов} = Q_{\max \text{повер}} - Q_{ГЭС} - Q_c, \quad (6.21)$$

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.

$$Q_{р.пов} = 2820 - 4 \cdot 253,01 = 1808 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^2 = \left(\frac{1808}{0,49 \cdot 40 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^2 = 3,54 \text{ м.} \quad (6.22)$$

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

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3}; \quad (6.23)$$

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01\text{пов}}}{b} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{3,54}{10} = 0,95. \quad (6.24)$$

Отсюда:

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{1808}{0,49 \cdot 0,95 \cdot 40 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 3,66 \text{ м.}$$

Скорость подхода потока к плотине:

$$V_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_6)} = \frac{1808}{(381-340) \cdot (40 + (4-1) \cdot 2,5)} = 1,1 \text{ м/с.} \quad (6.25)$$

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot V_{0\text{пов}}^2}{2 \cdot g} = 3,66 - \frac{1,1 \cdot 1,1^2}{2 \cdot 9,81} = 3,59 \text{ м.} \quad (6.26)$$

Расчётная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 376 + 3,59 = 379,56 \text{ м} < 381 \text{ м.} \quad (6.27)$$

В итоге оставляем исходное ФПУ=381м.

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 сжатом сечении.

Сопряжение бурного потока со спокойным происходит в форме гидравлического прыжка. При этом в зависимости от соотношения глубины h''_c и бытовой глубины $h_{\text{НБ}}$ устанавливаются следующие типы сопряжения бьефов:

1. $h''_c > h_{\text{НБ}}$ — сопряжение по типу отогнанного прыжка;
2. $h''_c = h_{\text{НБ}}$ — сопряжение в виде прыжка в сжатом сечении;
3. $h''_c < h_{\text{НБ}}$ — сопряжение в виде надвинутого (затопленного)

прыжка.

Определим параметры гидравлического прыжка.

Критическая глубина:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{g \cdot (B + \sum \delta_6)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1482^2}{(40 + (4-1) \cdot 2,5)^2 \cdot 9,81}} = 4,88 \text{ м.} \quad (6.28)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 380,0 - 340,0 = 40,0 \text{ м.} \quad (6.29)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{40}{4,88} = 8,2; \quad (6.30)$$

$$\xi_c = 0,245 \text{ и } \xi_c'' = 2,7.$$

Сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,245 \cdot 4,84 = 1,18 \text{ м;} \quad (6.31)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 2,7 \cdot 4,84 = 13,068 \text{ м;} \quad (6.32)$$

$$h_c'' > h_{НБ}.$$

13,068 > 7,7, следовательно, прыжок отогнанный.

Для гашения энергии воды принимаем водобойный колодец комбинированного типа.

6.2.5 Расчёт параметров водобоя и водобойного колодца

Принимаем глубину колодца $d_k = 4,5$ м, тогда:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} + d_k = 380,0 - 340,0 + 4,5 = 44,5 \text{ м;} \quad (6.33)$$

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{44,5}{4,88} = 9,1. \quad (6.34)$$

По графику М.Д. Чертоусова в зависимости от коэффициента скорости $\varphi = 1$ и $\xi_{T_0} = 6,1$ определяем:

$$\xi_c = 0,24;$$

$$\xi_c'' = 2,9.$$

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,24 \cdot 4,88 = 1,17 \text{ м}; \quad (6.35)$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр} = 2,9 \cdot 4,88 = 14,396 \text{ м}. \quad (6.36)$$

Напор над водобойной стенкой:

$$H_{ст} = \left(\frac{q}{m\sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{aq^2}{2q(\sigma h''_c)^2}; \quad (6.37)$$

$$q = \frac{Q_p}{(B+(n-1)\delta_B)}; \quad (6.38)$$

$$q = \frac{1482}{(40 + (4 - 1) \cdot 2,5)} = 31,2 \text{ м}^2/\text{с};$$

$$H_{ст} = \left(\frac{31,2}{0,36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 31,2^2}{2 \cdot 31,2 \cdot (1,1 \cdot 14,396)^2} = 7,19 \text{ м}.$$

Высота водобойной стенки:

$$h_{ст} = \sigma \cdot h''_c - H_{ст} - d_k; \quad (6.39)$$

$$h_{ст} = 1,1 \cdot 14,396 - 7,19 - 4,5 = 4,1 \text{ м}.$$

Водобойный колодец комбинированного типа включает в себя колодец высотой 4,5 м и водобойную стенку высотой 4,1 м.

Толщина водобойной плиты рассчитывается по формуле В.Д. Домбровского:

$$\delta_B = 0,15 v_c \sqrt{h'_c}. \quad (6.40)$$

где: v_c – скорость в сжатом сечении:

$$v_c = \frac{Q_p}{(B + (n - 1) \cdot \delta_B) \cdot h'_c};$$

$$v_c = \frac{1482}{(40 + (4 - 1) \cdot 2,5) \cdot 1,17} = 26,66 \text{ м/с};$$

$$\delta_B = 0,15 \cdot 26,66 \cdot \sqrt{2,7} = 4,32 \text{ м.}$$

В целях экономии бетона принимаем толщину водобойной плиты $\delta_B = 2,5$ м с анкерным креплением в скалу.

Длина прыжка :

$$L_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c'); \quad (6.41)$$

$$L_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 14,396 - 1,17) = 65,456 \text{ м.}$$

Длина водобоя:

$$L_{\text{вод}} = 0,8 \cdot L_{\text{пр}}; \quad (6.42)$$

$$L_{\text{вод}} = 0,8 \cdot 65,456 = 52,36 \text{ м.}$$

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:

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w}(1-n) + n(2-n) - \alpha_1}}, \quad (6.43)$$

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.

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 380 - 333 = 47 \text{ м.} \quad (6.44)$$

Отметка подошвы плотины равна:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - \delta_{\text{в}} - d_{\text{к}}. \quad (6.45)$$

Определим отметку подошвы плотины:

$$\nabla_{\text{под}} = 340 - 2,5 - 4,5 = 333 \text{ м.}$$

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

$$B_{\text{n}}^{\text{II}} = \frac{\gamma_{\text{n}} \cdot h}{\text{tg}\varphi \left(\frac{\rho_{\text{б}}}{\rho_{\text{в}}} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.46)$$

где γ_{n} – коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения 1,25;

$$\text{tg}\varphi = 0,8.$$

Задаваясь различными значениями n , произведен расчёт (таблица 6.3) и построен графики зависимостей $B_{\text{n}}^{\text{I}} = f(n)$ и $B_{\text{n}}^{\text{II}} = f(n)$ (рисунок 6.4).

Точка пересечения кривых определяет искомую ширину подошвы водосливной плотины.

На рисунке 6.4 представлено пересечение кривых $B_{\text{n}}^{\text{I}} = f(n)$ и $B_{\text{n}}^{\text{II}} = f(n)$.

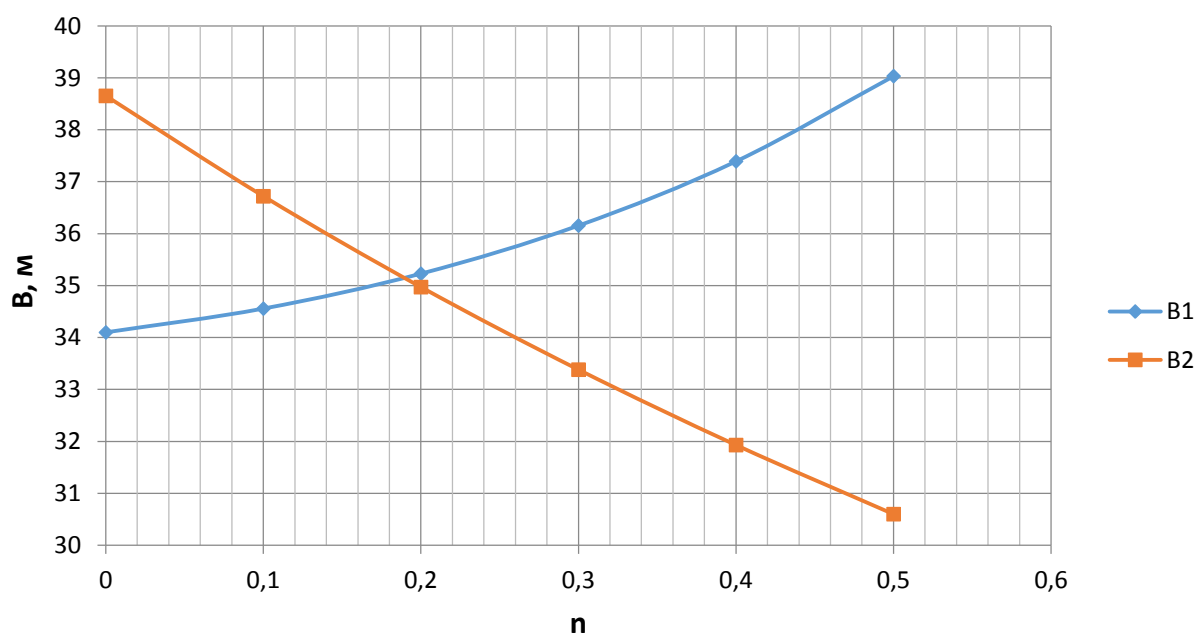


Рисунок 6.4 - Пересечение кривых $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$

Точкой пересечения кривых являются координаты – $n = 0,19$ и $B = 35,2$ м, Принимаем ширину по основанию $B = 35,2$ м.

В таблице 6.3 указаны координаты зависимостей $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$.

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

№ точки	x	y	x	y
1	0	0,126	0	0,504
2	0,1	0,036	0,4	0,144
3	0,2	0,007	0,8	0,028
4	0,3	0	1,2	0
5	0,4	0,006	1,6	0,024
6	0,5	0,027	2	0,108
7	0,6	0,06	2,4	0,24
8	0,7	0,1	2,8	0,4
9	0,8	0,146	3,2	0,584
10	0,9	0,198	3,6	0,792
11	1	0,256	4	1,024
12	1,1	0,321	4,4	1,284
13	1,2	0,394	4,8	1,576
14	1,3	0,475	5,2	1,9
15	1,4	0,564	5,6	2,256
16	1,5	0,661	6	2,644
17	1,6	0,764	6,4	3,056
18	1,7	0,873	6,8	3,492
19	1,8	0,987	7,2	3,948
20	1,9	1,108	7,6	4,432

6.3.2 Разрезка бетонной плотины швами

В бетонных плотинах следует предусматривать постоянные и временные деформационные швы.

Температурные швы для плотин на скальном основании следует принимать шириной 0,4-1 см на расстоянии не более 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,1-0,3 см.

Расстояние между швами водосливной плотины:

$$S = \delta_6 + b, \tag{6.47}$$

где δ_6 – толщина быка;

b – ширина пролета.

$$S = 2,5 + 10 = 12,5 \text{ м.}$$

Расстояние меж секционными швами в бетонных сооружениях на скальном основании должно быть не более 30 м , но по опыту гидротехнического строительства на территории России ширина секций не должна превышать 20м.

6.3.3 Быки

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

Согласно рекомендациям для $b=10$ м, толщина быка принимается в диапазоне от $0,2 \cdot b$ до $0,25 \cdot b$, либо больше. Для расчётной ширины водослива $d=(1,92-2,56)$. В связи с тем, принимаем толщину быка, равной 2,5 метра. Головная часть быка обычно имеет обтекаемую форму. В нижнем бьефе отметку верха уступа быка принимают на 2 м выше максимальной отметки уровня нижнего бьефа.

6.3.4 Устои

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

В нашем случае устраиваем два отдельных устоя, один из которых отделяется водосливную плотину от глухой бетонной плотины, а другой отделяет водосливную от станционной части плотины.

6.3.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины устраиваем две смотровые галереи с шагом 15 м по высоте. Размер смотровой галереи принимаем $2 \cdot 2,5$ м .

Для устройства и обслуживания цензавесы и дренажа устраиваем две буровых галереи $2,5 \cdot 3$.

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, водобой и рисберму,

противофильтрационные устройства (зубья, противофильтрационные завесы), дренажи в теле плотины и в основании.

6.4.1 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

Структурная схема цементной завесы и дренажной скважины представлено на рисунке 6.5.

Геометрические данные цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B_{\text{п}}, \quad (6.48)$$

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

$$l_1 = 1,76 \div 3,52 = 2,5 \text{ м.}$$

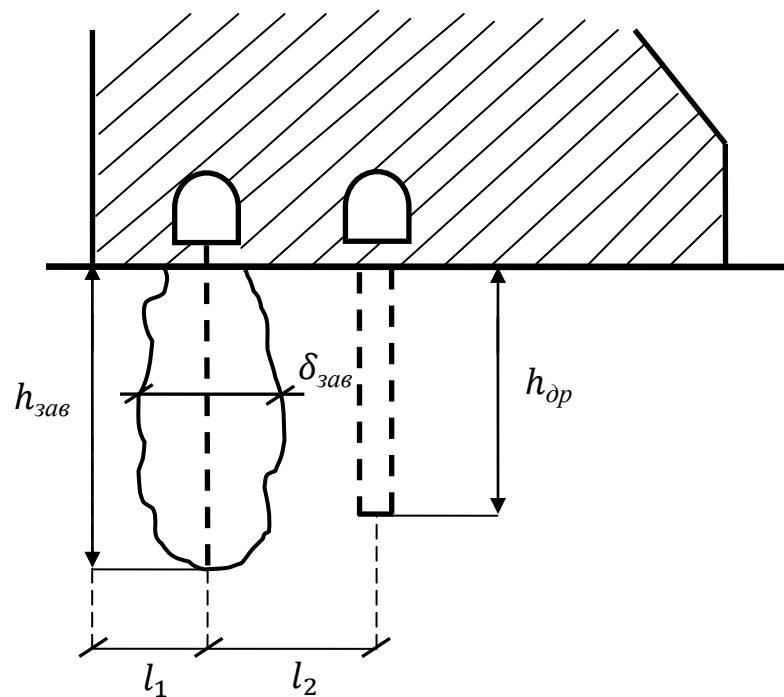


Рисунок 6.5- Схема цементной завесы и вертикального дренажа

Расстояние l_2 принимается конструктивно $l_2 = 8 \text{ м.}$

Глубина цементной завесы:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{\text{max}} = 0,5 \cdot 40 = 20 \text{ м,} \quad (6.49)$$

где H_{max} - максимальный напор:

$$H_{max} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} = 380 - 340 = 40 \text{ м.} \quad (6.50)$$

Расстояние между рядами цементационных скважин принимается 2 м.
Толщина цементной завесы:

$$\delta_{зав} = \frac{\Delta H}{J_{кр}} \cdot \gamma_h, \quad (6.51)$$

где ΔH – напор, действующий на завесу;

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

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

$$\Delta H = 17,42 \text{ м,} \quad (6.52)$$

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

Таким образом:

$$\delta_{зав} = \frac{17,42}{15} \cdot 1,25 = 1,45 \text{ м.}$$

Глубина дренажа:

$$h_{др} = 0,5 \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 20 = 10 \text{ м.} \quad (6.53)$$

Диаметр скважин для дренажа принимают более 20-25 см. принимаем диаметр 0,25 м.

6.4.2 Конструктивные элементы нижнего бьефа

Водобой

Водобойный колодец комбинированного типа включает в себя колодец высотой 4,5 м и водобойную стенку высотой 4,1 м.

Толщина водобойной плиты $\delta_b = 2,5$ м с анкерным креплением .

Длина водобойной плиты $L = 53$ м.

Рисберма

Рисберма – участок за водобоем , предназначенный для успокоения и рассеяния потока. Вес конструкций рисбермы по течению должен постепенно уменьшаться, обычно это достигается уменьшением толщины плит. Плиты бетонируют на месте, выполняют их квадратными или прямоугольными, размером от 2 до 20 м.

Длину рисбермы принимаем $L = 25$ м.

Толщину рисбермы принимаем $\delta_p = 1,5$ 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 $G_{пл}$ определяются в программе AutoCad.

$$S_{пл} = 663,77 \text{ м}^2 .$$

Вес 1п.м.водосливной части плотины:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_b}{b + \delta_b} = \frac{663,7 \cdot 10 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{10 + 2,5} = 12501 \text{ кН/м}, \quad (6.54)$$

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

b - ширина пролета;

δ_b - толщина быка;

ρ_b - плотность бетона.

Площадь быка определена в программе AutoCad.

$$S_b = 1077,495 \text{ м}^2.$$

Вес быка и точка его приложения:

$$G_b = \frac{S_b \cdot \delta_b \cdot \rho_b \cdot g}{b + \delta_b} = \frac{1077,495 \cdot 2,5 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{10 + 2,5} = 5373,7 \text{ кН/м} ; \quad (6.55)$$

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

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g , \quad (6.56)$$

где f - площадь затвора:

$$f = (\nabla\Phi\PY - \nabla\Gamma\text{В} + 0,5) \cdot b = (381 - 376 + 0,5) \cdot 10 = 55 \text{ м}^2. \quad (6.57)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 55 \cdot \sqrt{55} \cdot 9,81 = 220 \text{ кН.}$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_3^{расч} = \frac{Q_3}{b + \delta_{\sigma}} = \frac{220}{10 + 2,5} = 17,6 \text{ кН/м.} \quad (6.58)$$

6.5.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаем по треугольнику. Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды: с верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{g \cdot h_1^2 \cdot \rho_B}{2} = \frac{9,81 \cdot 47^2 \cdot 1}{2} = 10835,15 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.59)$$

$$\text{где } h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 380 - 333 = 47 \text{ м.} \quad (6.60)$$

с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{g \cdot h_2^2 \cdot \rho_B}{2} = \frac{9,81 \cdot 9,8^2 \cdot 1}{2} = 471 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.61)$$

$$\text{где } h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 342,8 - 333 = 9,8 \text{ м.} \quad (6.62)$$

$\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}}$ – минимальный уровень нижнего бьефа при $Q_{\text{вхк}}$.

Давление со стороны нижнего бьефа определена площадью поперечного сечения тела давления УНБ до низовой грани:

$$W_{\text{пр}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}}; \quad (6.63)$$

$$W_{\text{пр}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 32 = 313,92 \text{ кН.}$$

6.5.3 Волновое воздействие

Равнодействующая волнового давления:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_B \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right); \quad (6.64)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot 2,94 \cdot \left(\frac{34,06}{3,14} + \frac{0,8}{2} \right) = 162,2 \text{ кН},$$

где h_0 по формуле (6.65):

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 2,94^2}{34,06} = 0,8 \text{ м}. \quad (6.65)$$

Линия действия равнодействующей $W_{\text{волн}}$ находится ниже относительно уровня покоя верхнего бьефа на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{34,06}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 2,94 = 4,3 \text{ м}. \quad (6.66)$$

Плечо волнового воздействия L :

$$L = \text{НПУ} - \text{ДНО} - y_c = 380 - 340 - 4,3 = 35,7 \text{ м}. \quad (6.67)$$

6.5.4 Фильтрационные и взвешенное 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:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}_{\text{min}} = 380 - 342,8 = 37,2 \text{ м}; \quad (6.68)$$

$$H_{\text{ас}} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 37,2 = 14,88 \text{ м}; \quad (6.69)$$

$$H_{\text{др}} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 37,2 = 7,44 \text{ м}. \quad (6.70)$$

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}}, \quad (6.71)$$

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

$$S_{\text{эп}} = 226,8 \text{ м}^2;$$

$$W_{\text{взв}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 226,8 = 2225 \text{ кН}.$$

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:

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\phi} = 1 \cdot 9,81 \cdot 248,76 = 2440 \text{ кН.} \quad (6.71)$$

6.5.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right), \quad (6.72)$$

где γ_H - удельный вес наносов во взвешенном состоянии ($9 \div 13$ кН/м³);

h_H - толщина слоя наносов;

$\varphi_H = (20 \div 22^\circ)$ - угол внутреннего трения наносов.

Принимаем $h_H = 4$ м.

$$p_1 = 10 \cdot 4 \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 19,61 \text{ кН/м}^2.$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п. м:

$$E_H = \frac{p_1 \cdot h_H}{2} = \frac{19,61 \cdot 4}{2} = 39,22 \text{ кН}. \quad (6.73)$$

Далее необходимо определить активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа.

$$p_2 = \gamma_{гр}^{взв} \cdot h_H \cdot \text{tg}^2(45 - \varphi_{гр}/2) - 2 \cdot c_{гр} \cdot \text{tg}(45 - \varphi_{гр}/2). \quad (6.74)$$

Удельный вес взвешенного грунта:

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \cdot \gamma_в, \quad (6.75)$$

где $\gamma_{гр}$ - удельный вес сухого грунта (для гранита 26);

n_0 - пористость сухого грунта (для гранита 0,39 - 0,405);

$\gamma_в$ - удельный вес воды.

$$\gamma_{гр}^{взв} = 26 - (1 - 0,4) \cdot 10 = 20;$$

$$p_2 = 20 \cdot 4 \cdot \text{tg}^2(45 - 39/2) - 2 \cdot 150 \cdot \text{tg} \left(45 - \frac{39}{2} \right) = -124,9 \text{ кН/м}^2.$$

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной $h_{гр}$, где действуют и вес наносов, и вес грунта, давление равняется:

$$p_3 = (4 \cdot 10 + 7 \cdot 26) \cdot \text{tg}^2(45 - 39/2) - 2 \cdot 150 \cdot \text{tg} \left(45 - \frac{39}{2} \right) = 92,6 \text{ кН/м}^2.$$

Следовательно:

$$E_{гр} = \frac{P_2 + P_3}{2} \cdot h_{гр} = \frac{-124,9 - 92,6}{2} \cdot 7 = -761,22 \text{ кН.} \quad (6.76)$$

В связи с отсутствием активного давления грунта в дальнейших расчетах его не учитываем.

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 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 6.4, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надёжности по нагрузке [8].

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

Основные нагрузки на плотину представлены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 - Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	Величина силы кН	γ_f	Направление силы	Основной случай		
				сила, кН	плечо, м	момент, кНм
T _в	7848	1	→	7848	9,51	74634,48
T _н	38,45	1	←	38,5	0,94	-36,143
G _б	3434	0,95	↓	3262,3	9,38	-30600,4
G _{пл}	10420	0,95	↓	9898,65	5,11	-50582,1
W _{взв}	1810,5	1	↑	1810,5	6,54	-12069,6
W _ф	2440	1	↑	2440	4,45	11069,82
Q _з	17,6	1	↓	17,6	11,67	-184,85
W _{волн}	162,2	1	→	162,2	35,7	5790,54
E _н	39,22	1,2	→	47,064	1,34	63,03
W _{пр}	203,1	1	↓	203,1	14,58	2961,198
ΣN				9741,2		
ΣM				1046,02		

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

1) Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{\Pi}} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_{\Pi}^2}, \quad (6.77)$$

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

$$\sigma_y^u = -\frac{9741,2}{35} + \frac{6 \cdot 1046,02}{35^2} = -273,2 \text{ КПа};$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.78)$$

где $H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА} = 380 - 340 = 40 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа.

$$m_u = \operatorname{tg} \alpha_1, \quad (6.79)$$

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

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0. \quad (6.80)$$

Главное напряжение:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2; \quad (6.81)$$

$$\sigma_1^u = -291,3 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 40 \cdot 0 = -273,2 \text{ КПа}.$$

Главное напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 40 = -400 \text{ кН/м}^2. \quad (6.82)$$

Для низовой грани аналогично по формулам.

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{9741,2}{35} - \frac{6 \cdot 1046,02}{35^2} = -331,7 \text{ кН/м}^2.$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2); \quad (6.83)$$

$$\sigma_x^t = -331,7 \cdot 0,869^2 - 10 \cdot 2,8 \cdot (1 - 0,869^2) = -257,3 \text{ кН/м}^2,$$

где $m_t = \tan \alpha_2$, где $\alpha_2 = 49^\circ$ – угол между низовой гранью и вертикалью.

Напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа:

$$H_d^t = 342,8 - 340 = 2,8 \text{ м.}$$

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t; \quad (6.84)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 2,8 - 331,7) \cdot 0,869 = 263,9 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2; \quad (6.85)$$

$$\sigma_3^t = -331,7 \cdot (1 + 0,869^2) + 10 \cdot 2,8 \cdot 0,869^2 = -561 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2};$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 2,8 = -28 \text{ кН/м}^2.$$

Расчеты напряжений, действующие на плотину сведены в таблицу 6.5

Таблица 6.5 – Напряжения, действующие на плотину

Килоньютон на метр квадратный

Верховая грань		Низовая грань	
σ_y^u	-273,2	σ_y^t	-331,7
σ_x^u	-400	σ_x^t	-257,3
τ_{xy}^u	0	τ_{xy}^t	263,9
σ_1^u	-273,2	σ_3^t	-561
σ_3^u	-400	σ_1^t	-28

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:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot \sigma_3 \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.86)$$

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 $\gamma_{cd} = 1$.

$$R_b \geq \frac{1,25 \cdot 1 \cdot 561}{1} = 701,25 \text{ кН/м}^2.$$

В расчетной зоне предварительно подбираем бетон класса В=3,5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2100 \text{ кН/м}^2$,

$$2100 \text{ кН/м}^2 \geq 701,25 \text{ кН/м}^2.$$

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

$$\sigma'_y < 0;$$

$$-273,2 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} < 0 \quad - \text{условие выполнено.}$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u; \quad (6.87)$$

$$273,2 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 40 \text{ кН/м}^2;$$

$$273,2 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq \frac{100 \text{ кН}}{\text{м}^2}.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.7 Расчёт устойчивости плотины

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

В расчете устойчивости плотины принимаем полный вес плотины и быка с учетом веса зуба, гидростатическое давление воды на зуб со стороны ВБ и горизонтальная составляющая гидростатического давления воды с НБ.

$$S_{\text{пл}} = 634,2 \text{ м}^2.$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{634,2 \cdot 10 \cdot 2,4 \cdot 9,81}{10 + 2,5} = 11945 \text{ кН/м}. \quad (6.88)$$

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$S_{\text{бычка}} = 810,3 \text{ м}^2;$$

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{810,3 \cdot 2,5 \cdot 2,4 \cdot 9,81}{10 + 2,5} = 3816 \text{ кН/м}. \quad (6.89)$$

Гидростатическое давление на зуб:

$$T_{\text{в2}} = \gamma_{\text{в}} \cdot S_{\text{эп}} = 10 \cdot 69,3 = 693 \text{ кН/м}, \quad (6.90)$$

где $S_{\text{эп}}$ - площадь эпюры зуба = 69,3 м² (определена в программе AutoCad).

Гидростатическое давление в НБ:

$$T_{\text{н2}} = \frac{\gamma_{\text{в}} \cdot H_{\text{н}}^2}{2} = \frac{10 \cdot 9,8^2}{2} = 480,2 \frac{\text{кН}}{\text{м}}; \quad (6.91)$$

$$H_{\text{н}} = 464 - 333 = 9,8 \text{ м}.$$

Результаты нагрузок, действующих на плотину представлены в таблице 6.6.

Таблица 6.6– Нагрузки, действующие на сдвиг плотины

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай
			Сила, кН
$T_{B1} + T_{B2}$	1		7848+693
T_H2	1		480,2
G_B	0,95		3625,2
$G_{пл}$	0,95		11347,7
W_{B3B}	1	↑	1845,5
Q_3	1		220
$W_{волн}$	1		162,2
W_ϕ	1	↑	2487,6
E_H	1,2		47,064
$W_{пр}$	1		203,1

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

Для основного случая:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n; \quad (6.92)$$

$$R = (G_{пл} + G_B - W_{B3B} - W_\phi + Q_3 + W_{пр}) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega; \quad (6.93)$$

$$R = (11347,7 + 3625,2 - 1845,5 - 2487,6 + 220 + 203,1) \cdot 0,8 + 70 \cdot 35 = 11282,72 \text{ кН/м},$$

где $\tan \varphi = 0,8$ – внутреннее трение для грунта основания (диорит);

$c = 70 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для диорита;

$\omega = B_{п} \cdot 1 = 35 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$F = T_{B1} - T_H + W_{волн} + T_{B2} + E_H; \quad (6.94)$$

$$F = 8541 - 480,2 + 162,2 + 693 + 47 = 8270 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Таким образом, условие на сдвиг выглядит следующим образом:

$$\frac{11282,72 \cdot 1}{8270 \cdot 1} \geq 1,25;$$

$$1,36 \geq 1,25.$$

Условие выполняется.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1. Устройство охраны труда

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемой Алтайской ГЭС следует считать обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса; условий, при которых обеспечивается не только своевременное устранение каких-либо нарушений норм по охране труда, но и предупреждение возможности их возникновения.

Система управления охраной труда на проектируемой гидроэлектростанции должно включать в себя функции по подготовке, принятию и реализации управленческих решений по осуществлению организационных, технических, санитарно-гигиенических, лечебно-профилактических медицинских и социальных мероприятий, направленных на обеспечение безопасности, сохранение работоспособности, здоровья и жизни работников в процессе труда.

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.

Для выполнения и обеспечения правил охраны труда должно выполняться следующее:

1. Функции и обязанности по охране труда должны быть прописаны в должностных инструкциях для каждого работника на всех ступенях производства. Все работники проектируемой гидроэлектростанции должны быть ознакомлены с содержанием должностных инструкций, инструкций по эксплуатации и охране труда, должностные инструкции должны быть выданы персоналу на руки;

2. Для улучшения условий, соблюдения охраны труда и снижения профессиональных рисков должны проводиться мероприятия по охране труда. Перечень типовых мероприятий по охране труда утвержден приказом Минздравсоцразвития России от 1 марта 2012 г. № 181н. На основании этого перечня работодатель составляет свой перечень мероприятий по улучшению условий и охраны труда, который будет являться приложением к коллективному договору, заключенному между работником и работодателем.

3. Обучение работников методам и приемам безопасного проведения работ. Обучению по охране труда и проверке знаний требований охраны труда подлежат все работники проектируемой ГЭС. Обучение по охране труда проводится с отрывом от производства либо непосредственно в самой организации либо в образовательном учреждении профессионального образования, учебном центре по охране труда и любой другой организации, осуществляющей образовательную деятельность. По окончании обучения

проводится проверка знаний требований охраны труда, для проведения которой в организациях приказом руководителя создается комиссия по проверке знаний требований охраны труда в составе не менее трех человек, прошедших обучение по охране труда по программе для членов комиссий по проверке знаний требований охраны труда.

4. Организовывать пропаганду требований нормативов и передового опыта по охране труда среди персонала. Для осуществления пропаганды охраны труда используются разнообразные формы, методы и средства. Формами пропаганды охраны труда являются конференции, совещания, семинары, школы передового опыта, выставки, кинодни и т. п. Правильно организованная пропаганда охраны труда должна постоянно напоминать работникам о потенциально опасных и вредных производственных факторах на рабочих местах, о том, как следует вести себя, чтобы предупредить несчастный случай. На ГЭС должен быть оборудован кабинет или уголок охраны труда и безопасности с дидактическими и иллюстративными материалами по тематике охраны труда и безопасного производства работ.

5. Обеспечивать для обслуживающего персонала безопасность технологических процессов и оборудования. Это решается путем: проведения сертификации производственных объектов, электротехнического и энергетического оборудования на соответствие требованиям охраны труда и средств защиты, используемых в электроустановках; обеспечения безопасности при ремонте и эксплуатации оборудования, производственных зданий и сооружений, соблюдения требований по охране труда при их проектировании, строительстве, эксплуатации, реконструкции и ремонте, изложенных в соответствующих СНиП, правилах и инструкциях; и т.д.

6. Обеспечивать работников безопасности при ремонте и эксплуатации оборудования, производственных зданий и сооружений.

7. Приводить санитарно-гигиенических условий труда на рабочих местах в соответствие с нормами. Для этого необходимо обеспечить работающих санитарно-бытовыми помещениями и устройствами; функционирование этих помещений и устройств согласно действующим нормам и правилам; предварительные (при поступлении на работу) и периодические медицинские осмотры работников электростанции; проведение лечебно-профилактических мероприятий по предупреждению заболеваний и реабилитации работоспособности.

8. Создание для работников проектируемой гидроэлектростанции оптимальный режим труда и отдыха. Общая (нормальная) продолжительность рабочего времени 40 часов в неделю, организация сокращения продолжительности работы накануне праздничных и выходных дней, количество выходных дней в неделю, работа в сверхурочное время, при сокращенной рабочей неделе (неполное рабочее время), продолжительность перерывов для отдыха и питания (не более двух часов). Согласно статьям 91-111 Трудового кодекса РФ.

9. Организация санитарно-бытовых и лечебно-профилактических медицинских обслуживаний работников. Персонал, принимаемый на работу по обслуживанию гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным медицинским ведомством России. Не разрешается допускать к обслуживанию сооружений и оборудования Алтайской ГЭС работников, не прошедших медицинские осмотры.

10. Организовывать профессиональный отбор работников. Основная цель отбора — привлечение работников с нужной квалификацией и необходимыми личностными качествами, способных решать поставленные перед ними задачи максимально эффективно.

11. Обеспечивать работников средствами защиты от воздействия опасных и вредных производственных факторов. Весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ согласно ГОСТ 12.4.011 и обязан пользоваться ими во время работы.

12. Организовывать контроль за соблюдением требований по охране труда в процессе производства. Контроль может осуществляться в форме проверок, обследований, осмотров, систематического учета показателей, характеризующих состояние условий и охраны труда, затребования необходимой информации, рассмотрения жалоб, заявлений. Контроль предусматривает выявление причин нарушений требований охраны труда и разработку мероприятий по их устранению и предупреждению.

13. Стимулировать работы по обеспечению безопасности производственных процессов, снижению производственного травматизма и профзаболеваемости.

14. Анализировать результаты деятельности по профилактике производственного травматизма и профзаболеваемости; разрабатывать на основе анализа соответствующих мероприятий.

15. Ежегодно, с применением современных тренажеров, должно проводиться обучение персонала приемам реанимации, отработка навыков по эвакуации работников в случае появления угрозы затопления или обрушения грунта, по применению и пользованию автономных установок жизнеобеспечения, безопасных помещений, способных защитить работников в случае затопления помещений здания ГЭС, по закрытия вручную затворов на гребне плотины и дверей в безопасных (аварийно-спасательных) помещениях.

На Алтайской ГЭС планирование мероприятий по охране труда, организация их исполнения, постоянный контроль, учет, анализ и оценка проводимой работы должны осуществляться в соответствии с:

- рекомендациями Минздравоохранения и соцразвития РФ;
- нормативными документами по охране труда;
- отраслевым (тарифным) соглашением;
- коллективным договором (соглашением по охране труда);

- выводами из анализа производственного травматизма и профессиональной заболеваемости на основе материалов расследования и другого информационного материала;
- результатами контрольных проверок состояния охраны и условий труда;
- предложениями комиссий и уполномоченных лиц по охране труда;
- предписаниями органов государственного и ведомственного надзора;
- организационно-распорядительными документами вышестоящих органов управления.

Руководством Алтайской ГЭС охрана труда должна обеспечиваться в соответствии с действующим законодательством. Основными из которых являются Трудовой кодекс РФ (ТК РФ), Гражданский кодекс РФ (ГК РФ) и Федеральный закон от 17 июля 1999 г. № 181-ФЗ "Об основах охраны труда в Российской Федерации".

Основные законодательные акты, обеспечивающие безопасные и безвредные условия труда, представлены ТК РФ.

ГК РФ устанавливает ответственность работодателей вследствие причинения вреда работнику на производстве (ст. 1064—1083), а также определяет формы и размер возмещения вреда, причиненного жизни и здоровью гражданина (ст. 1083-1101).

7.2 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС, в особенности прорыв напорного фронта, могут быть катастрофическими не только для региона, но и для всего государства. Поэтому обеспечение безопасности ГЭС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы эксплуатации по обеспечению безопасности ГЭС регулируется Федеральным законом «О безопасности гидротехнических сооружений». Одним из основных требований закона «О безопасности ГЭС» является соблюдение декларации безопасности ГЭС, составом которой определяется специальным Положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации безопасности ГЭС, осуществление ее государственной экспертизы и является обязательным для ГЭС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Наибольшая нагрузка и ответственность за обеспечение безопасности ГЭС лежит на эксплуатирующей организации гидроэлектростанции. Гидротехнические сооружения ГЭС должны быть оснащены специальной контрольно-измерительной аппаратурой (КИА) в соответствии с проектом, и в состав эксплуатационного персонала должны входить специальные подразделения, задача которых – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГЭС на основе анализа

величин контролируемых показателей. На небольших ГЭС натурные наблюдения проводит группы, входящие в состав одного из эксплуатационных подразделений, либо наблюдения ведет специализированная организация.

Состав систем инструментального контроля за ГТС включает в себя несколько подсистем:

1. Подсистема контроля внешних нагрузок и воздействий (уровней воды в верхнем и нижнем бьефах, температур окружающего воздуха и воды);
2. Подсистема контроля перемещений точными геодезическими методами (плановых и вертикальных смещений характерных точек сооружения, взаимных смещений характерных точек сооружения, взаимных перемещений отдельных сооружений на их стыке и швах);
3. Подсистема контроля напряженно – деформированного состояния (для измерения температур, деформаций и вычисления напряжения);
4. Подсистема фильтрационного контроля (для измерения фильтрационных расходов, пьезометрических напоров фильтрующейся воды и ее химического состава);
5. Подсистема контроля качества воды в водохранилище и в нижнем бьефе гидроузла;
6. Подсистема контроля сейсмического состояния района.

На основе анализа полученных данных о состоянии ГТС и Акте обследования ГТС проектным институтом, имеющим право на выполнение данного вида работ, составляется Декларация безопасности. В которой обосновывается безопасность ГТС, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возникших аварийных ситуаций и меры по обеспечению безопасной эксплуатации.

7.3 Пожарная безопасность

7.3.1 Общие требования к пожарной безопасности

Требования к пожарной безопасности составлены в соответствии с Правилами пожарной безопасности для энергетических предприятий (РД 153-34.0-03-301-00).

Требования пожарной безопасности на Алтайской ГЭС являются обязательными для всех работников ГЭС, а также ремонтных, наладочных, строительных, монтажных и других организаций, выполняющих ремонт, реконструкцию, наладку и испытания технологического оборудования, зданий и сооружений, расположенных на территории ГЭС.

Все ИТР, рабочие и служащие должны проходить специальную противопожарную подготовку в системе производственного обучения в целях приобретения и углубления пожарно-технических знаний об опасности технологического процесса, навыков в использовании имеющихся средств

пожарной защиты, умения безопасно и правильно действовать при возникновении пожара и оказывать первую помощь пострадавшим.

Пожарная подготовка ИТР, рабочих и служащих состоит из противопожарного инструктажа (вводного, первичного, повторного, внепланового и целевого), занятий по пожарно-техническому минимуму, изучения и проверки знаний правил пожарной безопасности, а также проведения противопожарных тренировок.

Каждый работающий на Алтайской ГЭС обязан четко знать и соблюдать установленные правила и инструкции пожарной безопасности, выполнять все противопожарные мероприятия на своем рабочем месте и в других помещениях и сооружениях Алтайской ГЭС.

При нарушениях пожарной безопасности на участке работы или в других местах службы, использовании не по прямому назначению пожарного оборудования каждый работник Алтайской ГЭС обязан немедленно указать об этом нарушителю и сообщить лицу, ответственному за пожарную безопасность.

Ответственность за противопожарное состояние отдельных цехов, лабораторий, мастерских, складов и других производственных и вспомогательных сооружений Алтайской ГЭС возлагается на руководителей этих структурных подразделений.

7.3.2 Содержание территории

Территория станции должна постоянно содержаться в чистоте, очищаться от сгораемых отходов.

Запрещается загромождать материалами и оборудованием проходы, проезды и дороги.

Вся территория должна иметь капитальное ограждение и оборудованные контрольно-пропускные пункты, а также наружное освещение в соответствии с действующими нормами.

Все подъездные дороги должны содержаться в исправном состоянии. Подъезды к пожарным гидрантам должны быть постоянно свободными, а в зимнее время очищаться от снега и наледи.

На территории должны быть установлены соответствующие дорожные знаки и поясняющие надписи, не допускающие остановки автотранспорта, других механизмов и оборудования в местах сужения проездных дорог и в местах расстановки пожарной техники по оперативному плану пожаротушения.

Запрещается на территории без согласования с пожарной охраной сооружение временных сгораемых зданий и сооружений.

На территории следует регулярно скашивать и вывозить траву. Запрещается хранение высушенной травы на территории предприятия и на прилегающей площадке на расстоянии ближе 100 м.

Сжигание мусора и отходов на территории предприятия необходимо производить в специальных устройствах (печах), запрещается разведение костров для этой цели.

7.3 Охрана окружающей среды

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.

Охрана окружающей среды на Алтайской ГЭС включает в себя:

- выполнение мероприятий по охране окружающей среды и соблюдение нормативов качества окружающей среды осуществляется силами и средствами под руководством должностных лиц, назначенных руководителем предприятия ответственным за проведение данных работ;

- проведение производственного экологического контроля за соблюдением и выполнением требований природоохранного законодательства, планов и мероприятий по охране окружающей среды и ее оздоровлению – осуществляется инженером по охране окружающей среды службы охраны труда и производственного контроля (СОТиПК).

Природоохранные мероприятия при эксплуатации ГЭС направлены на охрану атмосферного воздуха, водных объектов, земельных ресурсов, объектов животного мира и осуществляются в соответствии со следующими основными законодательными и нормативными документами:

- Конституция Российской Федерации (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.) [53];

- Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002 [54];

- Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999 [55];

- Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998 [56];

- Федеральный закон «О животном мире» № 52-ФЗ от 13.12.1996 [57];

- 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) [58];

- 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) [49];

- Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 г. N 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 N 186-ФЗ) [50];

- Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 N 75-ФЗ) [51];

- 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) [5];

- 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) [6];
- Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001 [48];
- Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006 [4];
- Другие нормативные документы РФ.

К наиболее значимым экологическим задачам при строительстве и эксплуатации Алтайской ГЭС относятся:

- создание водохранилища и связанные с этим трансформация ландшафтов, климатические изменения и пр.;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе, свodka леса и санация территории;
- сбросы ГЭС в процессе эксплуатации и связанные с эти изменения, гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;
- образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации;
- переселение животных и пересадка редких растений;
- переселение населения из зоны затопления.

Водоохраные мероприятия разбиты на три группы:

1. Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов.
2. Создание водоохранной зоны вокруг водохранилища.
3. Водоохраные мероприятия на гидроэлектростанции.

8 Технико-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	265	265	265	265
Число часов использования установленной мощности	4750	4750	4750	4750
Выработка электроэнергии, МВт·ч	1258560	1258560	1258560	1258560
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	2	2	2	2
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	25171,2	25171,2	25171,2	25171,2
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	1233389	1233389	1233389	1233389
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	1042	1077	1110	1143
Выручка от реализации электроэнергии, млн.руб.	0,107	0,11	0,114	0,117
НДС к выручке, тыс.руб.	16337175	16885928	17403325	17920721

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 016.01.17 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) 0,8%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы на уровне цен первого квартала 2020 года представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, тыс.руб.
Фонд оплаты труда	255,200	22539,264
Прочие расходы	274,000	24199,680
Итого	529,200	46738,944

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	Проценты	
	Величина	
От 1 до 5 лет	0,060	
От 6 до 15 лет	0,090	
От 16 до 25	0,080	
Свыше 25 лет	0,100	

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС, по данным единых сценарных условий ПАО «РусГидро» 2017 года, представлены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, тыс.руб.
ОАО "СО ЕЭС"	135,38 тыс. руб./МВт·ч	35870,28
ОАО «АТС» (администратор торговой системы)	0,001097тыс. руб./МВт·ч	1400,75
ОАО «ЦФР» (центр финансовых расчетов)	0,000318тыс. руб./МВт·ч	406,05
Итого		37677,08

Налог на воду, в соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации для реки Катунь, 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 в первые годы эксплуатации
Затраты в миллионах рублей

Наименование	2024	2025	2026	2027	2028
Амортизационные отчисления	111,17	111,17	111,17	111,17	111,17
Расходы на страхование	29,819	28,75	27,68	26,62	25,55
Эксплуатационные затраты	140,22	140,22	140,22	140,22	140,22
Расходы на ремонт производственных фондов	33,546	32,34	31,15	29,94	28,74
Расходы на услуги регулирующих компаний	39,11	39,11	39,11	39,11	39,11
Налог на воду	10,99	10,99	10,99	10,99	10,99
Итого	364,85	362,6	360,3	358,05	355,78

Структура текущих затрат представлена на рисунке 8.1.

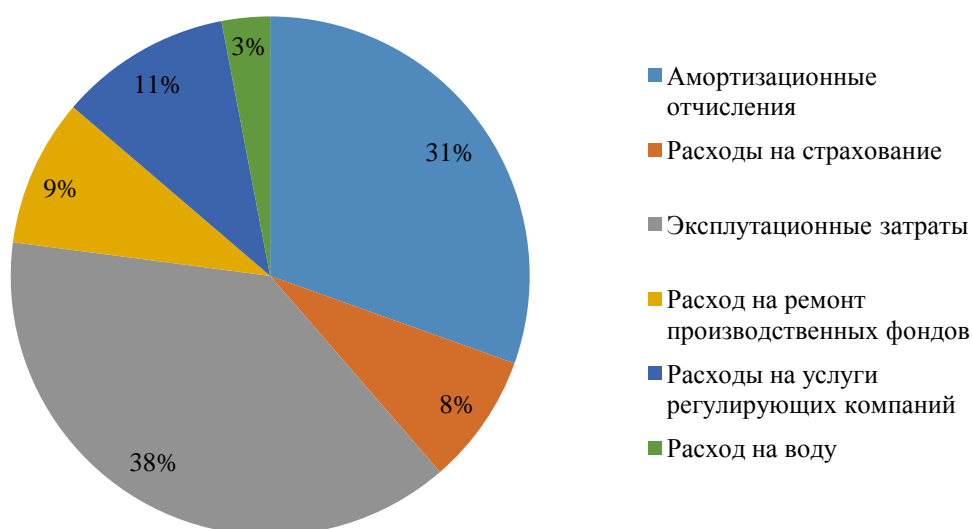


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат, %

8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьей оттоков денежных средств после завершения строительства проектируемой ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет. Существует возможность введения льготного периода, что существенно повлияет на показатели эффективности проектируемого объекта.

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.

Налог на воду входит в текущие затраты и представлен в подразделе 8.1.

Предполагаемые налоговые расходы с начала реализации проекта приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Миллионов рублей				
	2024	2025	2026	2027	2028
Налог на прибыль	416,8	430,0	443,0	455,05	446,2
НДС	411,3	422,8	434,0	444,4	454,9
Взносы в социальные фонды	2,48	2,48	2,48	2,48	2,48
Налог на имущество	69,05	66,6	64,15	61,71	59,26
Итого	899,6	922,02	943,5	963,6	983,8

8.4 Оценка суммы прибыли

Основной формой и отражением основной производственной деятельности Алтайской ГЭС является отчет об прибылях и убытках.

Годовая прибыль представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7– Скорректированная сумма прибыли, в первые годы эксплуатации
Миллионов рублей

Наименование	2024	2025	2026	2027	2028
Выручка (нетто)	2290,8	2354,4	2416,09	2473,8	2532,1
Текущие расходы	364,8	362,6	360,3	358,05	355,7
ЕВИТДА (Валовая прибыль)	2279,8	2343,4	2405,1	2462,8	2521,1
Скорректированный налог на прибыль	4167,8	4300,9	4429,4	4550,5	4671,8
НОРАТ (Чистая прибыль)	1672,3	1725,1	1776,3	1824,5	1873,1
Ставка налога на прибыль Т, %	20	20	20	20	20

Динамика суммы чистой прибыли показана на рисунке 8.2.

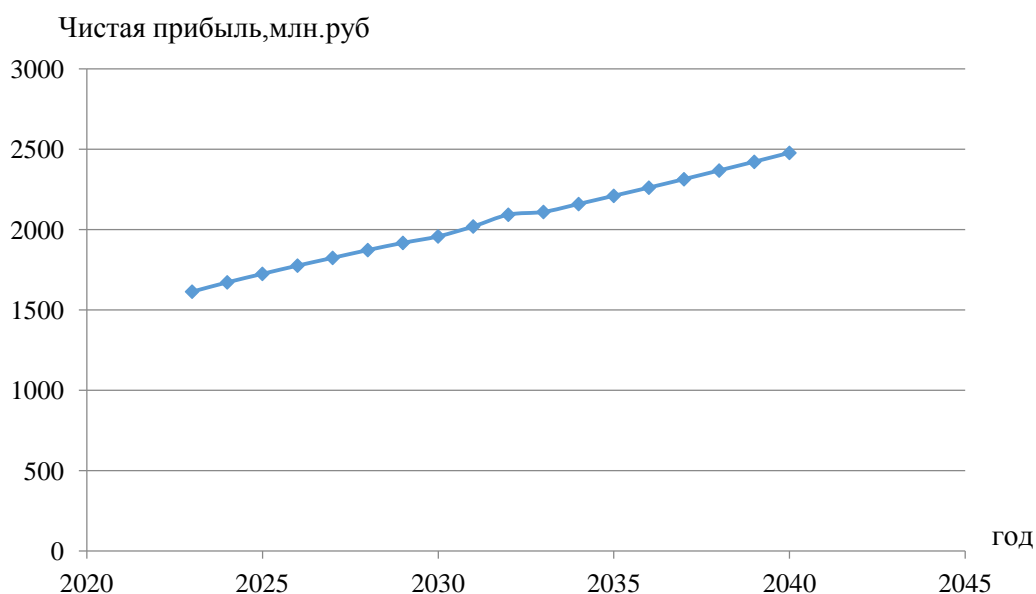


Рисунок 8.2 – Сумма чистой прибыли, млн. руб.

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 Алтайской ГЭС на реке Катунь мощностью 265 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 Алтайской ГЭС, в коммерческой эффективности - затраты участников, реализующих инвестиционный проект строительства ГЭС.

Рост тарифа на электроэнергию принят в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро».

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				
	2024	2025	2026	2027	2028
Налоговые поступления	899,6	922,02	943,5	963,6	983,8
В Федеральный бюджет	841,5	866,4	890,4	912,9	935,5
В региональный бюджет	69,04	66,6	64,2	61,7	59,2

8.7 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта сводится к определению показателей эффективности инвестиций.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии Алтайской ГЭС на реки Катунь мощностью 265 МВт.

Под расходами понимаются собственные средства ПАО «РусГидро», реализующего инвестиционный проект строительства Алтайской ГЭС.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 8.9.

Таблица 8.9– Результаты финансово-экономического расчета

Ставка дисконтирования	11,60
Период окупаемости- РВ, мес	80
Чистый приведенный доход- NPV, млн.руб	7938,2
Индекс прибыльности - PI	1,57
Себестоимость электроэнергии, руб/кВт·ч	0,15
Удельные капиталовложения, руб./кВт	34126,45

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.

Изменения индекса прибыльности (PI) от изменения ставки налогов показано на рисунке 8.3.

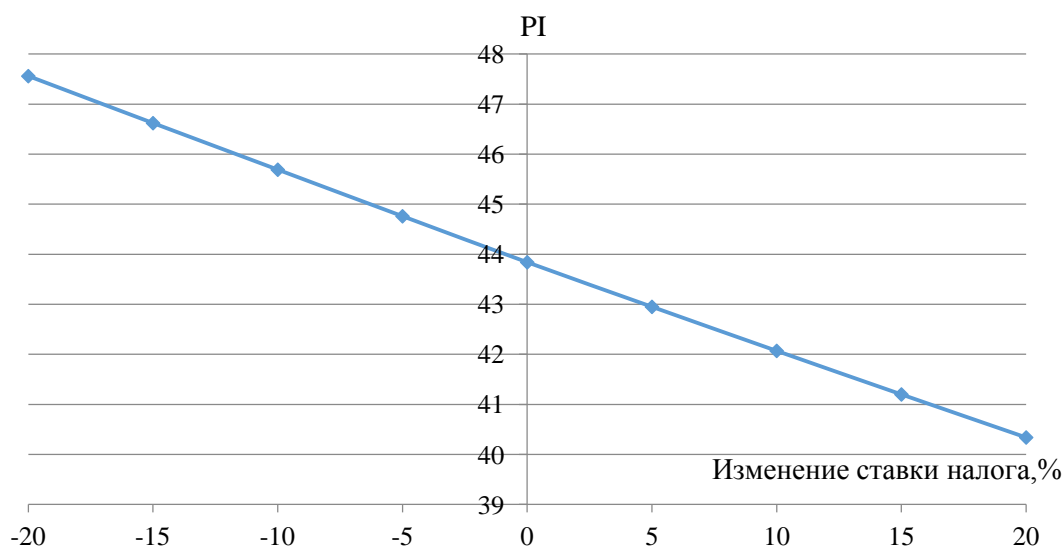


Рисунок 8.3 - Изменения индекса прибыльности (PI) от изменения ставки налогов

Увеличение ставки налогов приводит к уменьшению значения PI, уменьшение – обратный эффект.

Изменение индекса прибыльности (PI) от изменения объёма инвестиций показано на рисунке 8.4.

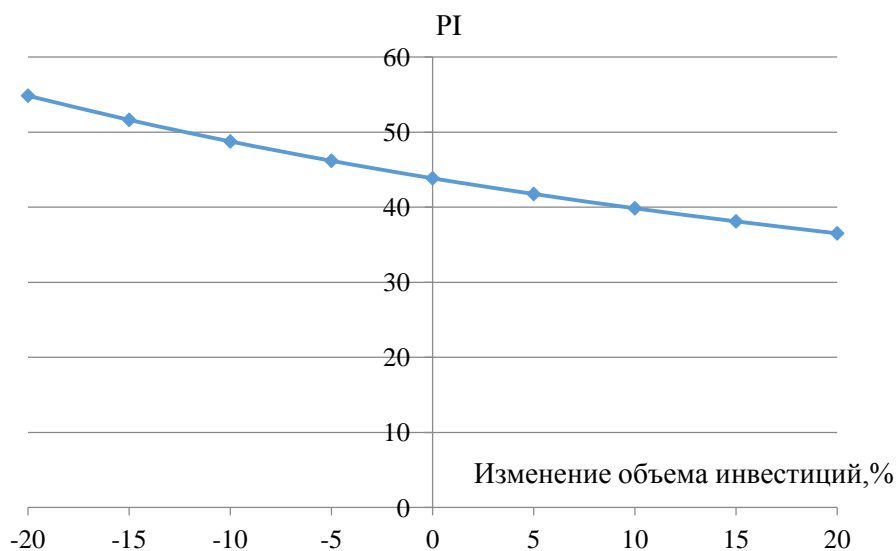


Рисунок 8.4 – Изменение индекса прибыльности (PI) от изменения объёма инвестиций

Чем больше инвестиций привлекается для реализации проекта, тем меньше PI.

Изменение индекса прибыльности (PI) от изменения цены сбыта электроэнергии показано на рисунке 8.5.

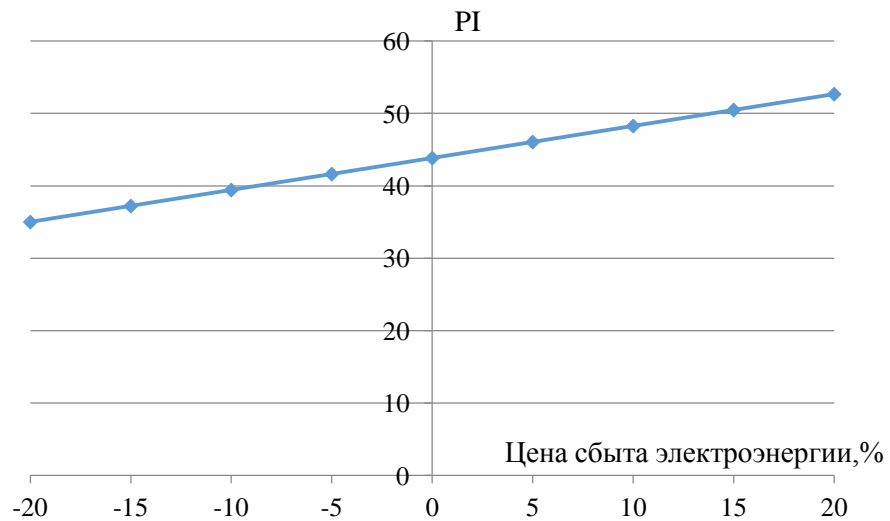


Рисунок 8.5 – Изменение индекса прибыльности (PI) от изменения цены сбыта электроэнергии

Увеличение объема инвестиций, увеличение ставки дисконтирования уменьшают величину PI. При увеличении цены реализации электроэнергии PI увеличивается.

При увеличении цены сбыта электроэнергии происходит рост прибыли, следовательно, индекс прибыльности растет, что видно из графика на рисунке 8.6.

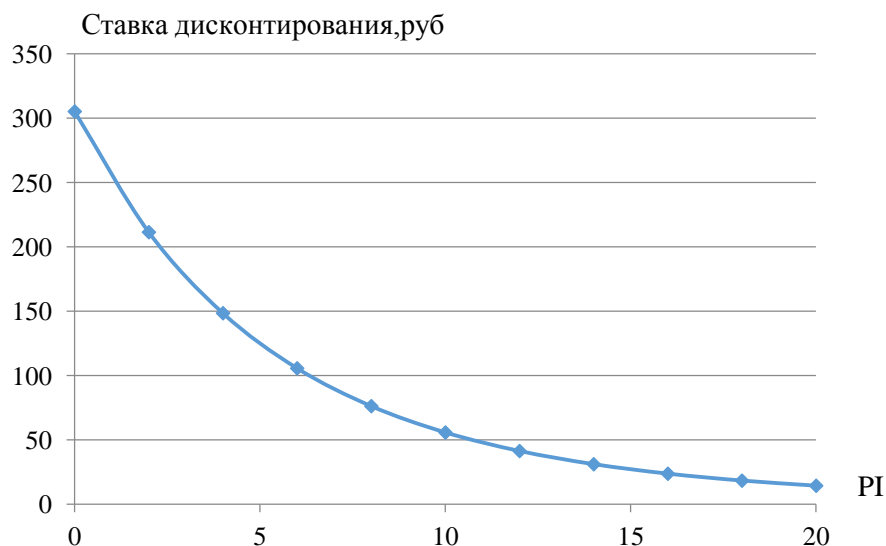


Рисунок 8.6 – Изменение индекса прибыльности (PI) от изменения ставки дисконтирования, %

Увеличение ставки дисконтирования – уменьшение величины PI.

Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров: ставки дисконтирования; цены электроэнергии; уменьшение налогов; увеличение инвестиций.

Основные итоговые показатели проекта:

Чистый приведенный доход NPV–7938,18 млн.руб.;

Индекс прибыльности PI–1,57;

Себестоимость – 0,15 руб./кВт·ч;

Удельные капиталовложения – 84126,45руб./кВт.

Проект строительства Алтайская ГЭС на реке Катунь целесообразен и может быть реализован.

9 Системы технологического управления и контроля гидроагрегатов ГЭС – технологическая автоматика АСУ ТП агрегатного уровня

9.1 Назначение, состав и функции системы

Назначение: повышение надежности и эффективности работы Алтайской ГЭС путем наиболее полной автоматизации технологических процессов производства и выдачи электроэнергии.

Была проработана документация СТО «РусГидро»02.02.060-2011, и в соответствии с изученным материалом построена структурная схема АСУ ТП Нижнего уровня Алтайской ГЭС.

АСУ ТП проектируется как двухуровневая распределенная система, в состав которой входят:

- «Агрегатный» («Нижний») уровень контроля и управления АСУ ТП;
- «Станционный» («Верхний») уровень контроля и управления АСУ ТП.

«Нижний» уровень контроля и управления АСУ ТП – уровень непосредственного контроля и управления технологическим оборудованием ГЭС (гидроагрегаты, трансформаторы, выключатели, оборудование системы возбуждения, насосы, компрессора). «Нижний» уровень управления обеспечивает ввод и обработку информации от технологического оборудования ГЭС и вывод управляющих воздействий на устройства управления или исполнительные механизмы управления технологическим оборудованием ГЭС.

В качестве источников информации при организации управления технологическим оборудованием, используются различные датчики информации – измерительные преобразователи электрических величин, датчики давления, датчики уровня, датчики перемещения, имеющие унифицированные токовые выходы и выходы напряжения, а также термопреобразователи сопротивлений.

«Верхний» уровень контроля и управления АСУ ТП - на данном уровне осуществляется функции централизованного контроля (наблюдения) за технологическим процессом по всей станции и управления работой ГЭС с центрального пульта управления, подготовка массивов информации для ее использования административно-техническим персоналом станции.

Система АСУ ТП должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- сбор сигналов с датчиков и измерительных преобразователей;
- выполнение измерений и регистрацию дискретных сигналов с меткой единого времени;
- управление основным и вспомогательным оборудованием;
- передачу полученного объема на ЦПУ станции;
- визуализацию получаемого объема данных в удобном и понятном для персонала виде;
- увеличение объема собираемых данных и наращивания функций АСУ ТП;
- гибкую настройку изменяемых параметров действующей системы персоналом станции;

- организацию резервирования основных функций системы;
- подключение к системе устройств и оборудования различных производителей при дальнейшем развитии и расширении свойств и функций АСУ ТП.

9.2 Состав, обеспечивающий реализацию АСУ ТП

9.2.1 Программно - технический комплекс

АСУ ТП выполняется на базе программно-технических комплексов (ПТК), представляющих собой комплексы технических средств (КТС), с установленным на них программным обеспечением, микропроцессорных (цифровых) программируемых устройств (комплексов, систем) непосредственного контроля и управления оборудованием (поставляемых в комплекте с технологическим оборудованием заводами-изготовителями данного оборудования и специализированными фирмами), а также различных датчиков сбора информации.

АСУ ТП строится как человеко-машинная система, работающая в реальном времени, с учетом минимизации трудозатрат на её создание и обслуживание.

Все ПТК выполняются на базе микропроцессорных средств вычислительной техники в виде отдельного шкафа и включают в себя в том или ином объеме:

- контроллер;
- средства ввода и отображения информации (ключи, кнопки, переключатели, дисплей с сенсорным управлением);
- показывающие приборы (амперметры, вольтметры);
- устройства связи с объектом (промежуточные реле);
- устройства приема-передачи данных (адаптеры сети Ethernet);
- контроллеры интерфейсов (RS232, RS422, RS485);
- автосинхронизатор;
- система бесперебойного питания, выполненная по схеме резервированного электропитания (подключаемая к источникам питания переменного тока 220 В и постоянного тока 220 В) и включающая в свой состав устройство бесперебойного питания постоянного тока 24В, обеспечивающего, при исчезновении внешнего питания, автономную работу ПТК и датчиков информации в течение 30 минут;
- программное обеспечение в виде установленных на контроллере программных пакетов, обеспечивающих его функционирование и реализацию, возложенных на него технологических задач.

9.3 Описание систем технологического управления агрегатом

Схема работы ПТК агрегатного уровня построена с постоянным контролем работоспособности всех устройств подсистемы. Ведется контроль

наличия питания на всех участках цепи. При отказе любого источника питания выдается сигнал неисправности.

В контроллерах заложены аппаратные средства контроля работоспособности, как отдельных модулей, так и главного процессорного модуля с мониторингом цикла программы.

В случае выхода преобразователя за пределы шкалы измерений (обрыв, короткое замыкание) на уровне модуля АЦП контроллера формируется сигнал неисправности.

Все события ПТК подразделяются на следующие типы:

- Авария (аварийный сигнал);
- Неисправность (предупредительный сигнал);
- Сигнал-команда (управляющие команды персонала, системы автоматизации, фиксация событий).

События фиксируются в двух стековых областях памяти контроллера. Одна область предназначена для записи в архив на агрегатном уровне, вторая – для трансляции на контроллеры ЦПУ с последующим выводом на АРМы дежурного персонала и записи в архив на сервер баз данных.

При отказе аппаратных средств агрегатного уровня список событий сохраняется в энергозависимой памяти контроллера и становится доступным при последующем успешном включении. Питание осуществляется от источников постоянного и переменного тока. Напряжения питания контроллеров и панельных компьютеров =24 В.

На рынке представлено достаточное количество ПТК, но одним из лучших является ПТК фирмы «Ракурс» OMRON, так как он отличается высоким качеством и надежностью, благодаря чему пользуется популярностью и применяется в самых различных отраслях производства, включая энергетику, медицину, транспорт, металлургию, пищевую промышленность и сельское хозяйство. Программирование осуществляется на базе самых востребованных и популярных языков, что существенно облегчает задачи. Вся продукция компании Omron базируется на сети DeviceNet, что позволяет объединять устройства в одну сеть.

9.3.1 ПТК гидроагрегата

ПТК гидроагрегата построен как комплекс, работающий в режиме выполнения технологического процесса в реальном времени, оснащенный средствами автоматического управления, сбора, обработки, отображения, регистрации с единым астрономическим временем, хранения и передачи информации.

ПТК базируется на современных микропроцессорных контроллерах OMRON, резервирование в аварийных режимах работы обеспечивается контроллером на базе СРМ2А-4 OCD-D.

ПТК агрегатного уровня включает в себя основной и резервный контроллеры, панельный АРМ и NS(NT) терминал.

Программно-технический комплекс гидроагрегатов 1ГА-4ГА выполняет следующие функции:

- сбор аналоговых измерений от первичных преобразователей;
- сбор дискретных и выдача управляющих сигналов в соответствии с заданным алгоритмом;
- осуществляет контроль за состоянием оборудования, формирование местной сигнализации (световая, звуковая, расшифровка на АРМе и NS(NT) терминале);
- передача полного объема собранной информации о состоянии объекта на верхний уровень ЦПУ.

В качестве резервного контроллера используется OMRON CPM2A-4OCDR-D. Контроллер предназначен для останова гидроагрегата в аварийных режимах работы, дублируя команды основного контроллера с воздействием на гидромеханические защиты.

9.3.2 ПТК РЗА

Сбор сигналов с панелей релейных защит агрегатного уровня осуществляется модулями дискретного ввода сети DeviceNet (основная сигнализация) и по сети RS-485.

9.3.3 Система возбуждения

Сбор сигналов от системы возбуждения агрегатного уровня осуществляется с модулями дискретного ввода сети DeviceNet.

9.3.4 ПТК виброконтроля

Система должна обеспечивать работу с объектами, находящимися в эксплуатации и имеющими различный технико-технологический уровень.

Система ВК должна обрабатывать по заданным алгоритмам информацию, обеспечивать САУ ГА предупредительными и аварийными сигналами, хранить и передавать информацию на агрегатный уровень управления и обеспечивать работу пользователя – оператора в виде визуальной и печатной информации.

Система ВК состоит из:

На агрегатном уровне:

- Контрольно- измерительной аппаратуры и преобразователей;
- Кабельных связей;
- Панели ПТК.

Для отображения вибрационного состояния гидроагрегата на его агрегатном щите управления предусмотрена передача данных в АСУ ТП ГЭС.

Связь ПТК виброконтроля с сервером виброконтроля для передачи и хранения данных по вибрационному состоянию агрегата обеспечивается по существующей локально-вычислительной сети.

9.3.5 Вспомогательные системы гидроагрегата

Для вспомогательного оборудования применяется контроллер OMRON CPM2A-4OCDR-D. Данные контроллеры выдают сигналы об исправности контроллера, а также аварийную и предупредительную сигнализацию в ПТК агрегатного уровня.

- Шкаф охлаждения генератора – обеспечивает водяное охлаждение обмотки статора генератора дистиллированной водой, циркулирующей под действием насосов, и выполняет следующие задачи:
 - автоматическое управление насосами;
 - ручное управление насосами от ключа;
 - выдача предупредительной сигнализации.
- Шкаф управления маслonaпорной установкой - осуществляет управление маслonaпорной установкой для поддержания давления масла в гидроаккумуляторах МНУ и выполняет следующие задачи:
 - автоматическое управление насосами маслonaпорной установки;
 - ручное управление насосами МНУ от ключа;
 - выдача предупредительной сигнализации;
 - выдача сигнализации о неисправности контроллера;
 - выдача аварийной сигнализации непосредственно с датчиков уровня и давления;
 - неисправность в силовых цепях электродвигателей.
- Шкаф управления пневмохозяйством. Выполняет следующие задачи:
 - автоматическое управление пневмокранами;
 - ручное управление пневмокранами;
 - выдача предупредительной и аварийной сигнализации.
- Шкаф управления гидроподъемниками – осуществляет управление аварийно-ремонтным затвором и выполняет следующие задачи:
 - автоматическое управление подъемом, опусканием и устранением просадки затворов;
 - ручное управление подъемом, опусканием и устранением просадки затворов;
 - выдача предупредительной и аварийной сигнализации.

9.3.6 ПТК системы теплоконтроля

На каждом гидроагрегате Алтайской ГЭС ведется контроль температуры обмотки статора, подшипника, подпятника, масла и др.

При повышении уставок температуры выдается предупредительный и аварийный сигнал в автоматику агрегата.

Исправность цепей измерения температуры контролируется по нескольким параметрам:

- короткое замыкание;
- обрыв;

- скорость изменения температуры;
- отклонение от среднего значения в группе.

Данные функции осуществляет панель СТК. Панели СТК каждого гидроагрегата объединены между собой промышленной сетью OMRON Ethernet для сбора всех температурных параметров на сервере СТК. Сеть СТК разделена с сетью АСУ ТП ввиду большого количества сигналов, подлежащих опросу и архивированию.

Схема системы технологического контроля и управления гидроагрегатов проектируемой ГЭС представлена на плакате «Структурная схема АСУ ТП агрегатного уровня Алтайской ГЭС».

9.4 Промышленные сети

Промышленная сеть — сеть передачи данных, связывающая различные датчики, исполнительные механизмы, промышленные контроллеры и используемая в промышленной автоматизации.

9.4.1 Сеть DeviceNet

Сеть DeviceNet — сеть нижнего уровня, которая обеспечивает связь между простыми промышленными устройствами (как, например, датчики и исполнительные механизмы) и устройствами более высокого уровня (как, например, контроллеры и компьютеры). Сеть DeviceNet — гибкая открытая сеть, которая работает с устройствами многочисленных поставщиков. Сеть предназначена для сбора аналоговых и дискретных данных с панелей ЭГР-МП, релейных защит, измерений, возбуждения и выдачи сигнализации в панели ПТК агрегатного уровня.

9.4.2 Сеть Ethernet

Сеть ЦПУ Ethernet предназначена для связи серверов ЦПУ и АРМов оперативного персонала, а также для доступа к локальным архивам, находящихся в панельных компьютерах ПТК.

Построенная схема АСУ ТП Нижнего уровня Алтайской ГЭС удовлетворяет требованиям стандарта СТО «РусГидро»02.02.060-2011, и обеспечивает выполнение основных функций системы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Алтайского гидроузла на реке Катунь, являющимся сооружением I класса.

На основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев:

- основного (при обеспеченности 0,1 %) $Q_{0,1\%} = 2241 \text{ м}^3/\text{с}$;
- поверочного (при обеспеченности 0,01 %) $Q_{0,01\%} = 2820 \text{ м}^3/\text{с}$.

В ходе водно-энергетических расчетов была определена установленная мощность $N_{\text{уст}} = 265 \text{ МВт}$ и среднегогодовая выработка $\mathcal{E}_{\text{ср.мнг}} = 1,44 \text{ млрд. кВт} \cdot \text{ч}$.

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:

$$H_{\text{max}} = 36,5 \text{ м};$$

$$H_{\text{расч}} = 28,7 \text{ м};$$

$$H_{\text{min}} = 20 \text{ м}.$$

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет $1045 \text{ м}^3/\text{с}$.

При выборе турбин рассматривалось два варианта ПЛ40а-В и ПЛ40б-В. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с четырьмя гидротурбинами ПЛ40б-В-600.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 125 об/мин подобран серийный гидрогенератор СВ-850/190-48У1 с номинальной активной мощностью 85,5 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема распределительного устройства на 8 присоединений (4 единичных блока и 4 отходящих воздушных линий) ОРУ 110 кВ "две системы сборных шин". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование:

- блочные трансформаторы ТДЦ– 100000/110;
- трансформаторы общестанционных собственных нужд ТСЗ-1600/15/0,4 У1;
- для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС-185/29 (три провода в фазе).

На генераторном напряжении были выбраны: вакуумный выключатель ВГГ-1, разъединитель РВРЗ 20/8000 У1, трансформатор напряжения ЗНОЛ-15, трансформатор тока ТШЛ 20.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ. Компоновка гидроузла была принята русловая. Водосливная плотина принята бетонной.

В состав сооружений входят:

- правобережная глухая плотина – 183 м;
- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля – 50 м;
- станционная часть плотины – 120 м;
- левобережная глухая плотина – 107 м.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 35,20 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 340,00 м;
- число водосливных отверстий – 4;
- ширина водосливных отверстий в свету – 10 м;
- отметка гребня – 384,00 м;
- ширина гребня – 13,07 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется водобойный колодец и водобойная стенка.

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 1,36 для сочетания грузов соответственно (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Алтайского 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 – 6 лет 7 месяцев;
- себестоимость – 0,15 руб/кВт;
- удельные капиталовложения – 84126,45 тыс. руб./кВт.

Таким образом, строительство Алтайского 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 Урала.
4. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы». – Режим доступа : <http://so-ops.ru/>.
5. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва : Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
6. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научно-производственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». – Режим доступа : <http://www.elsib.ru/>.
7. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва : Стандартиформ, 2008. – 8 с.
8. ГОСТ 534-78 Краны мостовые опорные. Пролеты. – Взамен ГОСТ 534-69 ; введ. 01.07.1979 – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2002. – 4 с.
9. Прошин, А. С. Монтажные краны электростанций : учебное пособие для вузов / А. С. Прошин. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Машиностроение, 1973. – 248 с.
10. 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.
11. 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.
12. Усов, С.В. Электрическая часть электростанций. / Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К.– Энергоатомиздат 2-е издание, 1987. – 617с.
13. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.
14. 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>.

15. Куценов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование : учебное пособие для вузов / Д. А. Куценов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск : СФУ, 2007. – 232 с.

16. 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.

17. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>.

18. Каталог «Сухие силовые трансформаторы с литой изоляцией» [Электронный ресурс] // ООО «Электронмаш-Инжиниринг». – Режим доступа: <http://www.electronmash.ru/>.

19. 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.

20. СТО 56947007- 29.240.35.184-2014. Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. Стандарт организации. – Введ. 16.09.2014 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС», 2014 – 78 с.

21. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.

22. 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.

23. 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.

24. 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.

25. Протокол заседания Совета директоров ОАО «РусГидро» от 03 апреля 2015 № 212 – 2015. [Электронный ресурс] //– Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/>.

26. Каталог «КРУЭ» [Электронный ресурс] // ООО «Энергомеханический завод». – Режим доступа: <http://www.energomeh.ru/>.

27. Каталог «Генераторные выключатели и трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // ОАО ВО «ЭЛЕКТРОАППАРАТ». – Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru/>.
28. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706 с.
29. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа : <http://polymer-apparat.ru>.
30. Каталог «Трансформаторы ТСЗФ, ТСЗ, ТСЗФС, ТСЗС, ТСЗУ трехфазные сухие, в т.ч. повышенной пожаробезопасности, класса напряжения 6 - 20 кВ, в т.ч для собственных нужд подстанций» [Электронный ресурс] // Компания «Электрозавод». – Режим доступа: <http://www.elektrozavod.ru/>.
31. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа : <http://www.kondensator.su>.
32. 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.
33. Техническая политика ОАО «РусГидро» – 2011. [Электронный ресурс] // Открытое акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро». – Режим доступа : <http://www.rushydro.ru/>.
34. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
35. Киселёв П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с.
36. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.
37. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
38. 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>.
39. 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>.
40. 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>.
41. 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.

42. Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://docs.cntd.ru/document/902111644>.

43. Конституция Российской Федерации (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.). [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28399.

44. 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.

45. 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.

46. 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.

47. 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.

48. 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.

49. 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.

50. 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.

51. 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.

52. 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.

53. Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 03.07.2016. [Электронный ресурс].– Режим доступа: http://www.coant.ru/document/cons_doc_LAW_33773.

54. Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006. [Электронный ресурс].– Режим доступа: http://www.consnt.ru/document/cons_doc_LAW_60683.

55. Лесной кодекс РФ № 200-ФЗ от 04.12.2006. [Электронный ресурс].– Режим доступа:http://www.coultant.ru/document/cons_doc_LAW_64299.
56. Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.
57. 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.
58. АСУ ТП Красноярской ГЭС/ Р-416/1016-ТЗ Р20.2012.100
59. Перспективы развития АСУ ТП. [Электронный ресурс].-Режим доступа:<http://lectronmash.blogspot.ru/2012/09/blog-post.html>.
60. Средства и системы компьютерной автоматизации. [Электронный ресурс].-Режим доступа: <http://asutp.ru/?p=600003>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Катунь за период 1932-1981 гг.

Расходы в кубических метрах в секунду

№ года	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср,год}
1	1932	202	192	187	264	1162	1439	1185	994	723	517	297	239	617
2	1933	177	172	177	470	807	1004	917	947	657	307	262	202	508
3	1934	197	187	182	189	1245	1665	992	862	722	477	297	227	603
4	1935	157	157	182	282	1442	1508	1082	692	407	282	212	177	549
5	1936	177	171	167	203	699	2724	1494	1006	587	397	286	207	677
6	1937	169	167	172	253	1229	2287	1479	884	707	436	257	202	687
7	1938	182	177	177	530	1956	1587	1867	1138	843	577	297	212	795
8	1939	161	160	167	283	1532	1475	1588	864	442	376	231	187	622
9	1940	190	180	170	348	1088	1709	1022	903	692	457	297	222	607
10	1941	197	186	175	433	1447	2108	1369	891	802	557	417	234	735
11	1942	174	171	179	223	975	2168	1301	1059	592	427	262	206	645
12	1943	162	162	171	333	1137	1783	1072	876	472	327	233	186	576
13	1944	164	161	168	286	1193	1797	1400	769	563	377	249	196	610
14	1945	150	149	164	553	1134	918	714	727	372	276	197	173	461
15	1946	261	226	215	374	891	2258	1387	1216	1162	856	486	325	805
16	1947	1177	167	177	348	1268	2120	1985	1129	673	447	281	207	748
17	1948	157	156	167	348	1064	1777	1356	837	452	367	218	177	590
18	1949	165	163	169	338	1192	1804	1269	770	519	351	234	190	597
19	1950	165	161	172	188	1668	1444	1025	863	563	327	239	187	600
20	1951	148	147	162	333	1184	927	860	582	332	271	197	170	443
21	1952	168	165	177	258	1440	2314	1796	1056	602	337	244	191	729
22	1953	151	140	142	124	1148	1219	850	641	482	268	199	164	461
23	1954	167	157	170	227	1319	1246	750	692	572	376	252	199	511
24	1955	182	143	136	314	1785	2028	1359	835	679	481	275	213	703
25	1956	165	159	167	333	1229	1859	1312	797	509	104	227	192	588
26	1957	207	216	194	264	742	2127	1193	1117	634	483	265	215	638
27	1958	207	197	148	296	1169	2218	2421	1392	825	502	332	247	830
28	1959	175	169	178	418	1204	1670	1304	858	580	379	253	227	618
29	1960	177	182	212	285	740	2218	1857	1257	782	436	284	201	719
30	1961	282	247	220	524	1122	2007	1449	1140	834	466	342	327	747
31	1962	167	162	174	348	1440	1163	792	718	427	306	276	228	517
32	1963	152	134	156	200	720	1487	845	612	409	305	291	195	459
33	1964	150	162	172	253	909	1633	1157	799	402	286	242	192	530
34	1965	224	218	187	303	1320	1053	872	713	712	506	346	354	567
35	1966	151	154	174	297	941	3107	1729	925	572	376	246	196	739
36	1967	189	187	187	363	960	918	1075	1196	752	511	280	216	570
37	1968	151	154	174	343	2825	961	959	561	382	295	235	196	603
38	1969	187	173	171	312	3176	2677	1751	884	715	593	351	267	938
39	1970	187	169	150	363	1443	2033	927	954	667	521	296	207	660
40	1971	169	162	169	324	1377	2143	1478	806	507	346	241	174	658
41	1972	187	157	162	383	1343	1845	1004	773	532	376	238	197	600

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А.1

№ года	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср,год}
42	1973	177	169	174	443	1074	2668	1518	931	562	376	262	208	714
43	1974	152	152	167	443	946	813	748	580	365	278	196	172	418
44	1975	148	152	168	234	718	2417	1218	780	421	444	264	167	594
45	1976	191	206	206	264	1356	1297	961	799	507	614	254	217	573
46	1977	213	210	211	482	1112	1684	1141	1010	541	527	333	243	264
47	1978	194	202	189	425	919	1365	907	817	315	350	237	174	508
48	1979	195	185	174	269	1180	1821	1071	742	590	457	382	218	607
49	1980	185	180	185	251	1390	1524	1078	700	538	356	261	194	570
50	1981	184	168	168	366	1407	1249	859	638	503	350	215	202	526
	Q _{ср}	199	173	175	326	1255	1745	1235	875	584	408	271	210	613

Таблица А.2 – Расчёт интегральной кривой нагрузки

Зимние сутки				Летние сутки			
час	R _t ^{зим}	мощность	выработка	час	R _t ^{лет}	мощность	выработка
0	2999	0	0	0	2455	0	0
1	2947	17	17	1	2417	11	11
2	2924	28	39	2	2395	15	19
3	2926	41	77	3	2375	21	36
4	2963	41	79	4	2388	27	60
5	3067	71	226	5	2445	57	210
6	3211	73	242	6	2530	69	283
7	3329	74	247	7	2647	98	484
8	3374	92	394	8	2723	103	528
9	3361	97	433	9	2750	111	601
10	3328	100	468	10	2739	138	868
11	3305	110	571	11	2735	141	906
12	3302	115	632	12	2729	145	949
13	3293	121	720	13	2693	149	1004
14	3281	166	1338	14	2681	150	1015
15	3287	191	1725	15	2652	193	1666
16	3331	270	2978	16	2638	219	2080
17	3402	335	4083	17	2612	258	2740
18	3385	360	4546	18	2600	295	3397
19	3361	404	5365	19	2601	305	3592
20	3310	440	6087	20	2608	333	4158
21	3237	456	6423	21	2605	355	4610
22	3132	476	6878	22	2556	362	4773
23	3042	478	6924	23	2492	375	5063

Продолжение приложения А.

Таблица А.3 – Результаты расчётов для построения годовых графиков

Мощность в мегаватт

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$P_{\text{ср}}$, МВт	3202	3121	2980	2818	2678	2597	2596	2677	2817	2979	3120	3201
P_{max} , МВт	3391	3307	3160	2992	2845	2761	2761	2845	2991	3159	3306	3391

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водноэнергетические расчёты

Таблица Б.1 – Величины необходимые для расчёта максимальных расходов заданной обеспеченности

Год	$Q_{\max}, \text{M}^3/\text{c}$	K	K-1	$(K-1)^2$	$(K-1)^3$
1932	2535	1,99	0,99	0,98	0,97
1933	1800	1,41	0,41	0,17	0,07
1934	1652	1,30	0,30	0,09	0,03
1935	1626	1,28	0,28	0,08	0,02
1936	1582	1,24	0,24	0,06	0,01
1937	1548	1,22	0,22	0,05	0,01
1938	1506	1,18	0,18	0,03	0,006
1939	1502	1,18	0,18	0,03	0,006
1940	1481	1,16	0,16	0,03	0,004
1941	1478	1,16	0,15	0,03	0,004
1942	1470	1,15	0,14	0,02	0,004
1943	1451	1,14	0,08	0,02	0,003
1944	1376	1,08	0,08	0,01	0,001
1945	1371	1,08	0,07	0,01	0,000
1946	1365	1,08	0,05	0,00	0,000
1947	1340	1,07	0,04	0,00	0,000
1948	1323	1,05	0,03	0,00	0,000
1949	1310	1,04	0,02	0,00	0,000
1950	1299	1,03	0,02	0,00	0,000
1951	1297	1,02	0,02	0,00	0,000
1952	1295	1,02	0,02	0,00	0,000
1953	1295	1,02	0,01	0,00	0,000
1954	1290	1,02	0,01	0,00	0,000
1955	1283	1,01	-0,01	0,00	0,000
1956	1259	1,01	-0,01	0,00	0,000
1957	1259	0,99	-0,02	0,00	0,000
1958	1250	0,99	-0,02	0,00	0,000
1959	1241	0,98	-0,04	0,00	0,000
1960	1225	0,98	-0,04	0,00	0,000
1961	1217	0,96	-0,05	0,00	0,000
1962	1204	0,96	-0,07	0,00	0,000
1963	1181	0,95	-0,08	0,01	0,000
1964	1173	0,93	-0,12	0,01	-0,001
1965	1268	0,92	-0,13	0,01	-0,002
1966	1125	0,92	-0,14	0,01	-0,003
1967	1103	0,88	-0,14	0,02	-0,003
1968	1101	0,87	-0,14	0,02	-0,003
1969	1098	0,86	-0,15	0,02	-0,006
1970	1097	0,86	-0,18	0,02	-0,007

Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б.1

Год	$Q_{\max}, \text{М}^3/\text{с}$	K	K-1	$(K-1)^2$	$(K-1)^3$
1971	1082	0,86	-0,19	0,02	-0,007
1972	1038	0,86	-0,20	0,03	-0,007
1973	1028	0,85	-0,21	0,04	-0,010
1974	1025	0,82	-0,24	0,04	-0,013
1975	1002	0,81	-0,28	0,05	-0,022
1976	972	0,80	-0,30	0,06	-0,028
1977	916	0,79	-0,30	0,08	-0,028
1978	888	0,76	-0,30	0,09	-0,029
1979	883	0,72	-0,31	0,09	-0,033
1980	866	0,70	-0,31	0,10	-0,033
1981	809	0,69	-0,32	0,13	-0,035
Сумма	63680,08	50,02	0,02	2,46	0,925

Таблица Б.2 – Результаты расчёта эмпирических кривых обеспеченности

Годы	Qср год	Годы	Qср пол	Годы	Qср меж	P,%
1969	938	1969	2122	1946	488	2,0
1947	832	1958	2115	1947	435	3,9
1958	830	1966	1950	1961	405	5,9
1946	805	1952	1800	1941	375	7,8
1938	795	1938	1676	1938	374	9,8
1961	747	1947	1652	1965	356	11,8
1966	739	1973	1637	1969	346	13,7
1941	735	1960	1626	1977	345	15,7
1952	729	1955	1548	1958	344	17,6
1960	719	1936	1578	1967	336	19,6
1973	714	1937	1502	1932	328	21,6
1955	703	1941	1481	1970	320	23,5
1937	678	1971	1470	1960	320	25,5
1936	677	1946	1454	1940	320	27,5
1970	660	1961	1451	1934	310	29,4
1971	658	1942	1438	1957	310	31,4
1942	645	1939	1430	1979	309	33,3
1977	642	1970	1376	1976	307	35,3
1957	638	1968	1365	1933	303	37,3
1939	622	1956	1339	1955	303	39,2
1959	619	1957	1327	1959	297	41,2
1932	617	1944	1295	1973	296	43,1
1944	610	1975	1283	1937	295	45,1
1979	607	1959	1259	1942	279	47,1
1940	607	1949	1259	1972	279	49,0
1934	604	1948	1259	1936	274	51,0
1968	603	1950	1250	1966	271	52,9

Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б.2

Годы	Qcp год	Годы	Qcp пол	Годы	Qcp меж	P, %
1972	603	1972	1241	1944	271	54,9
1949	600	1977	1237	1981	270	56,9
1975	597	1943	1217	1980	269	58,8
1948	594	1979	1204	1952	268	60,8
1956	590	1932	1195	1949	266	62,7
1950	588	1934	1191	1954	265	64,7
1943	584	1935	1181	1971	262	66,7
1976	576	1940	1181	1962	261	68,6
1980	573	1980	1173	1978	231	70,6
1967	570	1964	1125	1963	256	72,5
1965	570	1976	1103	1948	255	74,5
1935	567	1981	1038	1945	254	76,5
1964	548	1967	1037	1939	251	78,4
1981	530	1962	1028	1950	250	80,4
1962	526	1978	1002	1975	250	82,4
1954	517	1954	1002	1968	241	84,3
1933	511	1965	990	1974	241	86,3
1978	508	1953	972	1964	232	88,2
1953	461	1933	919	1935	232	90,2
1945	461	1963	916	1956	234	92,2
1963	459	1951	888	1953	231	94,1
1951	443	1945	873	1 963	230	96,1
1974	418	1974	772	1 951	220	96,5

Таблица Б.3 – Результаты расчёта режимов работы станции

Месяц	$Q_{\text{быт}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пот}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пол}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$	$z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	$H_{\text{н}}, \text{ м}$	$N_6, \text{ МВт}$	$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$N_{\text{ВХК}}, \text{ МВт}$
I	168	6	169	380	342	37	56	300	97
II	156	6	157	380	342	37	52	300	97
III	158	6	159	380	342	37	53	300	97
IV	138	4	138	380	341	36	46	400	127
V	1093	4	1093	380	345	36	326	400	127
VI	1160	6	1161	380	345	36	345	400	127
VII	809	6	810	380	345	36	247	400	127
VIII	610	6	611	380	344	36	190	400	127
IX	535	6	536	380	344	36	167	400	127
X	298	6	299	380	343	37	96	300	97
XI	222	6	223	380	342	37	73	300	97
XII	182	6	183	380	342	37	60	300	97

Продолжение приложения Б

Таблица Б.4 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году

Месяц	$Q_{\text{быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пот}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пол}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вдхр}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{нб}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	$V_{\text{н}}, \text{км}^3$	$\Delta V, \text{км}^3$	$V_{\text{к}}, \text{км}^3$	$z_{\text{нач}}, \text{м}$	$z_{\text{кон}}, \text{м}$	$z_{\text{ср}}, \text{м}$	$z_{\text{нб}}, \text{м}$	$H_{\text{ГЭС}}, \text{м}$	$N_{\text{расч}}, \text{МВт}$	$N_{\text{гар}}, \text{МВт}$
10	298	6	297	1	298	300	300	10,65	0,0	10,6	380,0	380,0	380,0	342,6	36,6	96	По ВХК
11	222	6	222	251	472	474	300	10,6	0,6	10,0	380,0	378,7	379,3	343,5	35,1	146	146
12	182	6	182	433	615	617	300	10,0	1,1	8,9	378,7	376,3	377,5	344,0	32,7	177	177
1	168	6	168	510	678	680	300	8,9	1,3	7,6	376,3	373,1	374,7	344,2	29,7	177	177
2	156	6	156	468	624	626	300	7,6	1,2	6,3	373,1	369,6	371,4	344,0	26,5	146	146
3	158	6	158	240	398	400	300	6,3	0,6	5,7	369,6	367,7	368,7	343,1	24,8	87	По ВХК
4	138	4	138	260	397	400	400	5,7	0,7	5,0	367,7	365,5	366,6	343,1	22,7	79	По ВХК
5	1093	4	1093	-695	398	400	400	5,0	-1,8	6,8	365,5	371,1	368,3	343,1	24,4	85	По ВХК
6	1160	6	1160	-762	398	400	400	6,8	-2,0	8,8	371,1	376,2	373,7	343,1	29,7	104	По ВХК
7	809	6	809	-411	398	400	400	8,8	-1,1	9,9	376,2	378,5	377,3	343,1	33,4	117	По ВХК
8	610	6	610	-112	398	400	400	9,9	-0,5	10,4	378,5	379,6	379,0	343,1	35,1	123	По ВХК
9	535	6	535	-82	453	455	400	10,4	-0,2	10,65	379,6	380,0	379,8	343,4	35,6	142	По ВХК

Таблица Б.5 – Сработка-наполнение водохранилища в средневодном году по способу 1

Месяц	$Q_{\text{быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пот}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пол}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вдхр}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{нб}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	$V_{\text{н}}, \text{км}^3$	$\Delta V, \text{км}^3$	$V_{\text{к}}, \text{км}^3$	$z_{\text{нач}}, \text{м}$	$z_{\text{кон}}, \text{м}$	$z_{\text{ср}}, \text{м}$	$z_{\text{нб}}, \text{м}$	$H_{\text{ГЭС}}, \text{м}$	$N_{\text{расч}}, \text{МВт}$	$\text{Э}, \text{МВт} \cdot \text{ч}$
10	423	6	423	0	423	425	300	10,7	0,0	10,7	380,0	380,0	380,0	343	36	134	96219
11	263	6	263	251	514	516	300	10,7	0,6	10,0	380,0	378,7	379,3	344	35	158	117430
12	201	6	201	433	634	636	300	10,0	1,1	8,9	378,7	376,3	377,5	344	33	182	135624
1	175	6	175	510	684	686	300	8,9	1,3	7,6	376,3	373,1	374,7	344	30	179	120135
2	166	6	166	468	633	635	300	7,6	1,2	6,3	373,1	369,7	371,4	344	37	148	109919
3	161	6	161	264	425	427	300	6,3	0,7	5,7	369,7	367,5	368,6	343	25	92	66140
4	167	4	167	265	432	434	400	5,7	0,7	5,0	367,5	365,3	366,4	343	22	85	63195
5	1316	4	1316	-918	398	400	400	5,0	-2,4	7,4	365,3	372,5	368,9	343	25	87	62947
6	1760	6	1760	-1010	750	752	400	7,4	-2,6	10,0	372,5	378,7	375,6	344	30	201	149223
7	1049	6	1049	-195	854	856	400	10,0	-0,5	10,5	378,7	379,6	379,2	345	34	253	188179

Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б.5

Месяц	$Q_{\text{быт}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пот}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пол}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вдхр}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{НБ}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$V_{\text{н}},$ 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	Э, МВтч
8	911	6	911	-67	844	846	400	10,5	-0,2	10,7	379,6	380,0	379,8	345	34	255	183733
9	640	6	640	-0	640	642	400	10,7	-0,0	10,7	380,0	380,0	380,0	344	35	198	147028
1439733																	

Таблица Б.6 – Сработка-наполнение водохранилища в средневодном году по способу 2

Месяц	$Q_{\text{быт}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пот}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пол}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вдхр}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{НБ}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$V_{\text{н}},$ 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	Э, МВтч
10	423	6	423	0	423	425	300	10,7	0,0	10,7	380	380	380	343	36	134	91	96219
11	263	6	263	207	470	472	300	10,7	0,5	10,1	30,08	379	379	343	35	146	146	108422
12	201	6	201	408	609	611	300	10,1	1,1	9,1	379	377	378	344	33	177	177	131844
1	175	6	175	492	666	668	300	9,1	1,3	7,8	377	374	375	344	30	177	177	119100
2	166	6	166	440	606	608	300	7,8	1,1	6,6	374	371	372	344	27	146	146	108429
3	161	6	161	243	404	406	300	6,6	0,6	6,0	371	368,6	370	343	26	91	91	65631
4	167	4	167	395	562	564	400	6,0	1,0	5,0	369	365,3	367	344	22	111	79	82397
5	1316	4	1316	-918	398	400	400	5,0	-2,4	7,4	365	373	369	344	25	88	ВХК	63038
6	1760	6	1760	-1010	750	752	400	7,4	-2,6	10,0	373	379	376	345	30	201	ВХК	149361
7	1049	6	1049	-195	854	856	400	10,0	-0,5	10,5	379	380	379	345	34	253	ВХК	183852
8	911	6	911	-67	844	846	400	10,5	-0,2	10,7	380	380	380	344	34	255	ВХК	188308
9	640	6	640	0	640	642	400	10,7	0,0	10,7	380	380	380	344	35	198	ВХК	147120
144372																		

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

Таблица В.1 – Сводная таблица для ПЛ40а-В

Параметр	Диаметр рабочего колеса по стандартному ряду					
	4,75	5	5,6	6	6,7	7,1
D_1 , м	4,75	5	5,6	6	6,7	7,1
η_T , о.е.	0,922	0,922	0,923	0,924	0,925	0,926
N'_a , МВт	51760,52	57382,78	72063,82	827783,18	103337,4	116109,2
z'_a	5,11	4,61	3,67	3,02	2,56	2,28
z_a	6	6	4	4	3	3
N_a , МВт	44166,67	44186,67	66250	66250	88333,3	88333,3
Δl	1,047	1,046	1,049	1,049	1,05	1,05
n , об/с	144,25	137,07	122,45	114,5	102,44	96,6
$n_{\text{синх}}$, об/с	150	142,8	125	115,4	107,1	100
$n'_{I \max}$, об/с	155,70	155,99	152,84	151,13	156,87	154,85
$n'_{I p}$, об/с	129,98	130,22	127,59	126,16	130,68	129,26
$n'_{I \min}$, об/с	115,25	115,47	113,14	111,87	115,87	114,62
$Q'_I \cdot \eta_{\text{расч}}$	0,968	0,873	0,696	0,909	0,728	1,29
$Q'_I \cdot \eta_{\text{max}}$	0,716	0,646	0,515	0,673	0,539	0,960

Таблица В.2 – Сводная таблица для ПЛ40б-В

Параметр	Диаметр рабочего колеса по стандартному ряду					
	4,75	5	5,6	6	6,7	7,5
D_1 , м	4,75	5	5,6	6	6,7	7,5
η_T , о.е.	0,928	0,929	0,930	0,936	0,931	0,932
N'_a , МВт	49660,0	55052,29	69131,57	79410,99	99120,54	124328,95
z'_a	5,33	4,8	3,83	3,33	2,67	2,13
z_a	6	6	4	4	3	3
N_a , МВт	44166,67	44166,67	66250	66250	88333,3	88333,3
Δl	1,038	1,039	1,04	1,04	1,04	1,04
n , об/с	141,38	134,34	120,019	120,01	100,39	89,73
$n_{\text{синх}}$, об/с	142,8	136,4	125	125	107,1	90,9
$n'_{I \max}$, об/с	148,8	149,59	153,45	151,74	157,18	149,26
$n'_{I p}$, об/с	124,23	124,87	128,10	126,67	131,21	124,59
$n'_{I \min}$, об/с	110,15	110,73	113,59	112,32	116,35	110,48
$Q'_I \cdot \eta_{\text{расч}}$	0,971	0,877	1,048	0,877	0,732	0,583
$Q'_I \cdot \eta_{\text{max}}$	0,719	0,649	0,776	0,913	0,541	0,432

Продолжение приложения В

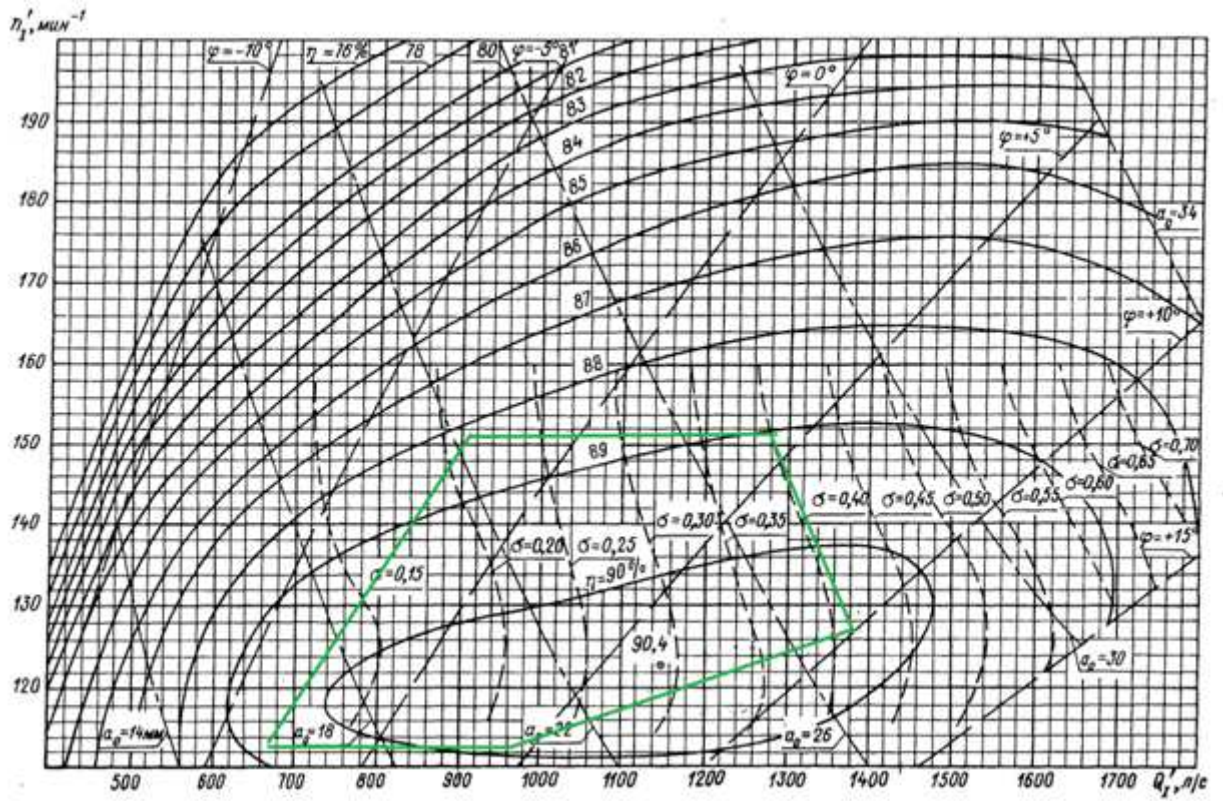


Рисунок В.1 – Главная универсальная характеристика ПЛ406-В

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
Релейная защита и автоматика

Таблица Г.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
наименование	обозначение	наименование	относительные единицы	именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,71 А	
		коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,37 А	
		тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	7,1 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	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,33 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,71 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,6 \cdot I_H$	3,8 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	5,1 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	5,2 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,224 \cdot I_{НОМ}$	5,8 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,05	0,17 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,26	0,78 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	3,2 А
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	3,3 А
		Отсечка	$I_{P ОТС.}$	$2,19 \cdot I_{НОМ.P}$	6,7 А

Продолжение приложения Г

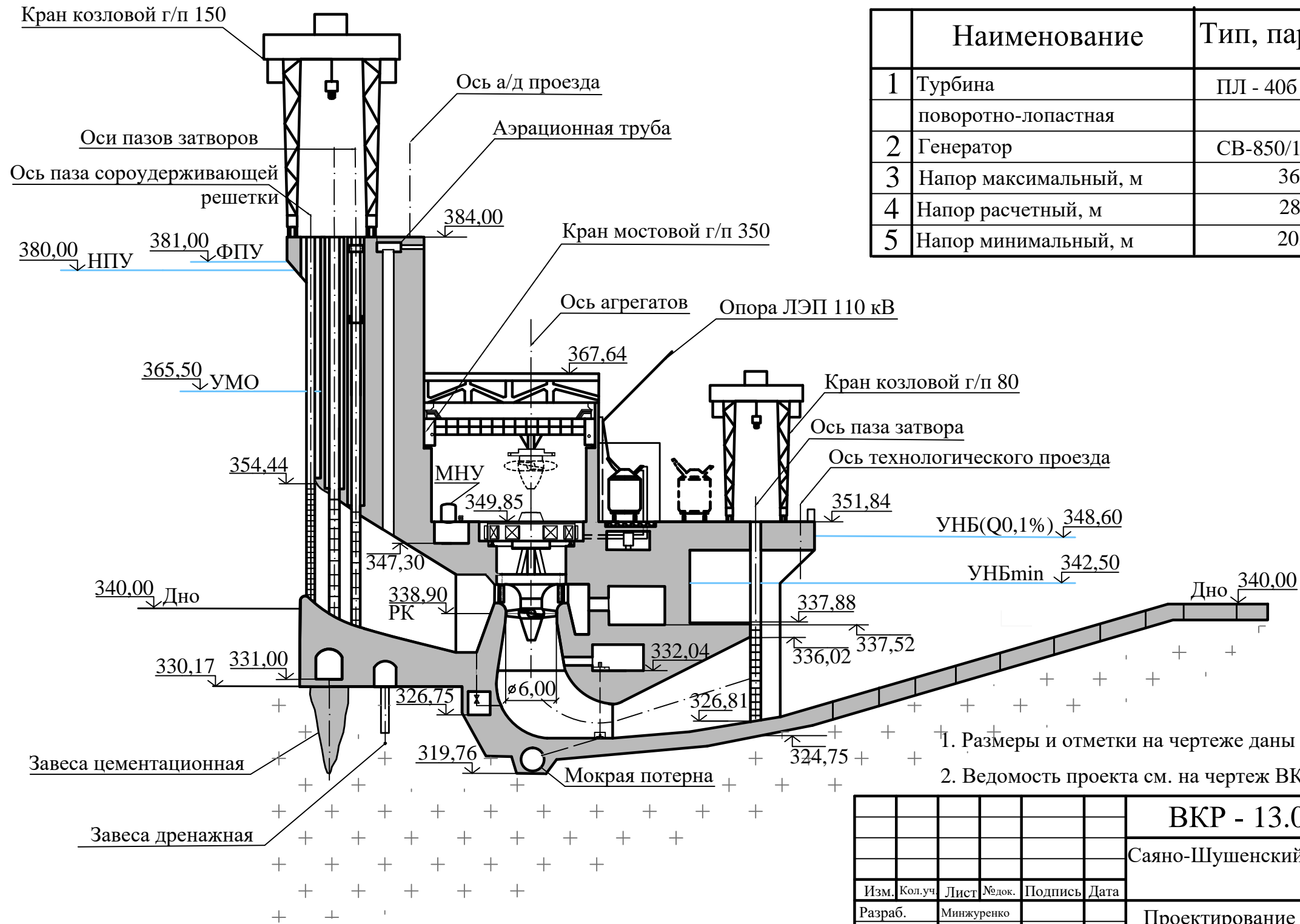
Таблица Г.2 – Матрица отключений защит

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		+	+				

Поперечный разрез здания ГЭС

1:500

Основные характеристики гидроагрегатов



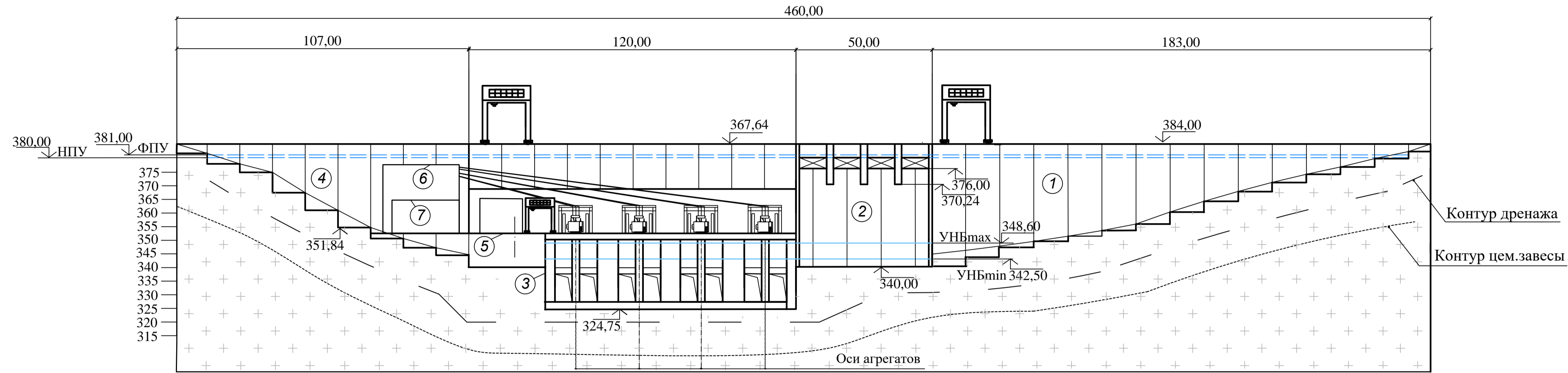
	Наименование	Тип, параметры	Количество, шт
1	Турбина	ПЛ - 406 - 6000	4
	поворотно-лопастная		
2	Генератор	СВ-850/190-48	4
3	Напор максимальный, м	36,50	
4	Напор расчетный, м	28,70	
5	Напор минимальный, м	20,00	

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

2. Ведомость проекта см. на чертеж ВКР - 13.03.02 - 541311262- ГП

ВКР - 13.03.02 - 541319641-ГР2					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Минжуренко			
Провер.		Масленикова			
Т.контр.		Волошин			
Н.контр.					
Утв.		Татарников			
Проектирование Алтайской ГЭС на р. Катунь				Стадия	Лист
Поперечный разрез здания ГЭС					Листов
				1	1
				ГГЭЭС, 2017	

Вид с нижнего бьефа
1:1000



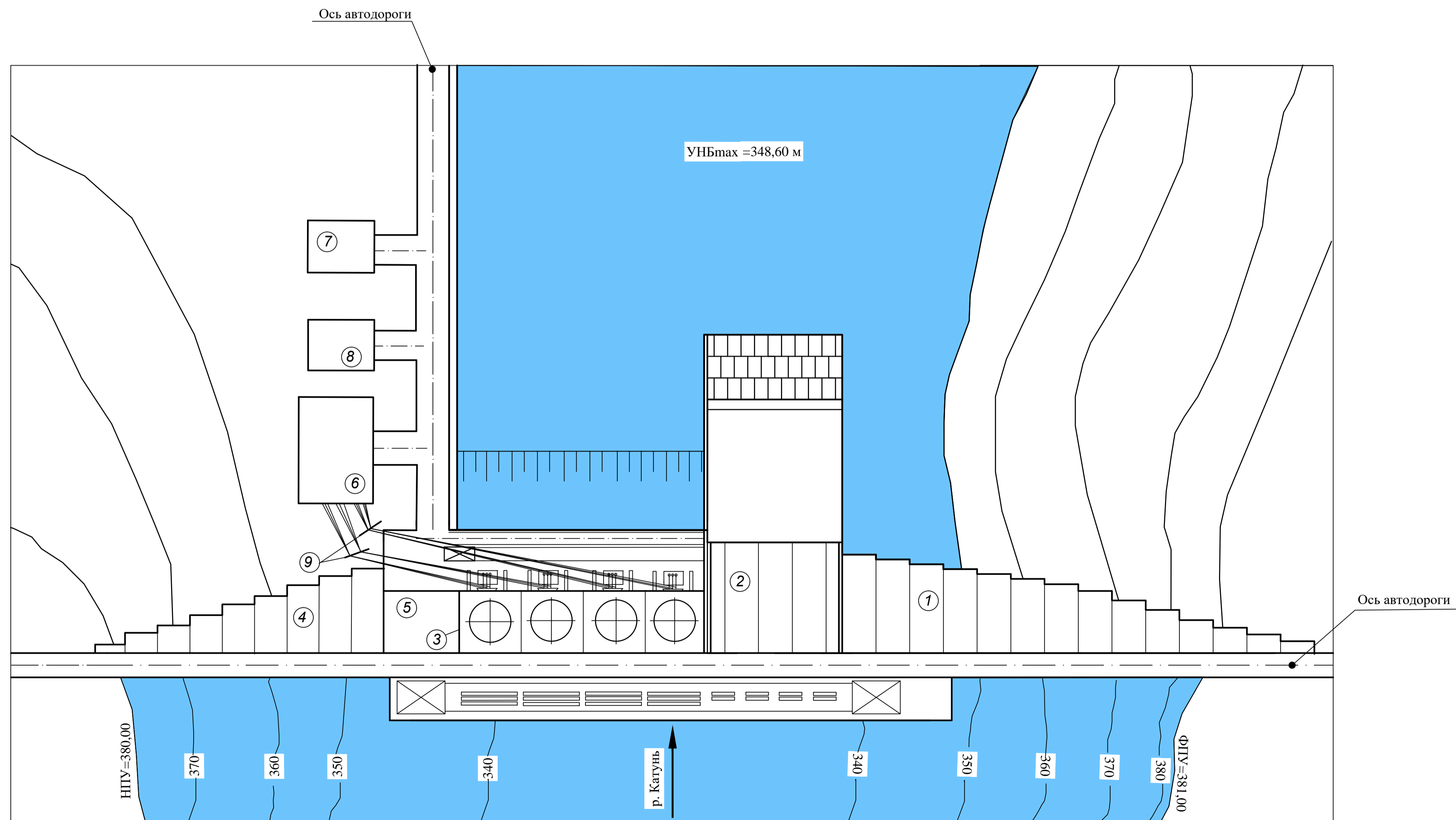
Экспликация зданий и сооружений

№	Наименование
1	Правобережная глухая бетонная плотина
2	Бетонная водосливная плотина
3	Русловое здание ГЭС
4	Левобережная глухая бетонная плотина
5	Монтажная площадка
6	Распределительное устройство
7	Здание административно- технического персонала
8	Производственные помещения
9	Опоры ВЛ

Ведомость состава проекта

№ п/п	Обозначение	Наименование
1	ВКР-13.03.02-541311262 ГП	Генплан. Вид с нижнего бьефа. Экспликация сооружений. Ведомость состава проекта
2	ВКР-13.03.02-541311262 РР	Сбор нагрузок действующих на водосливную плотину
3	ВКР-13.03.02-541311262 ГР1	Поперечный разрез по водосливной плотине
4	ВКР-13.03.02-541311262 ЭС	Главная схема электрических соединений
5	ВКР-13.03.02-541311262 ГР2	Поперечный разрез здания ГЭС. Основные характеристики силового оборудования
6	ВКР-13.03.02-541311262 ПЗ	Пояснительная записка

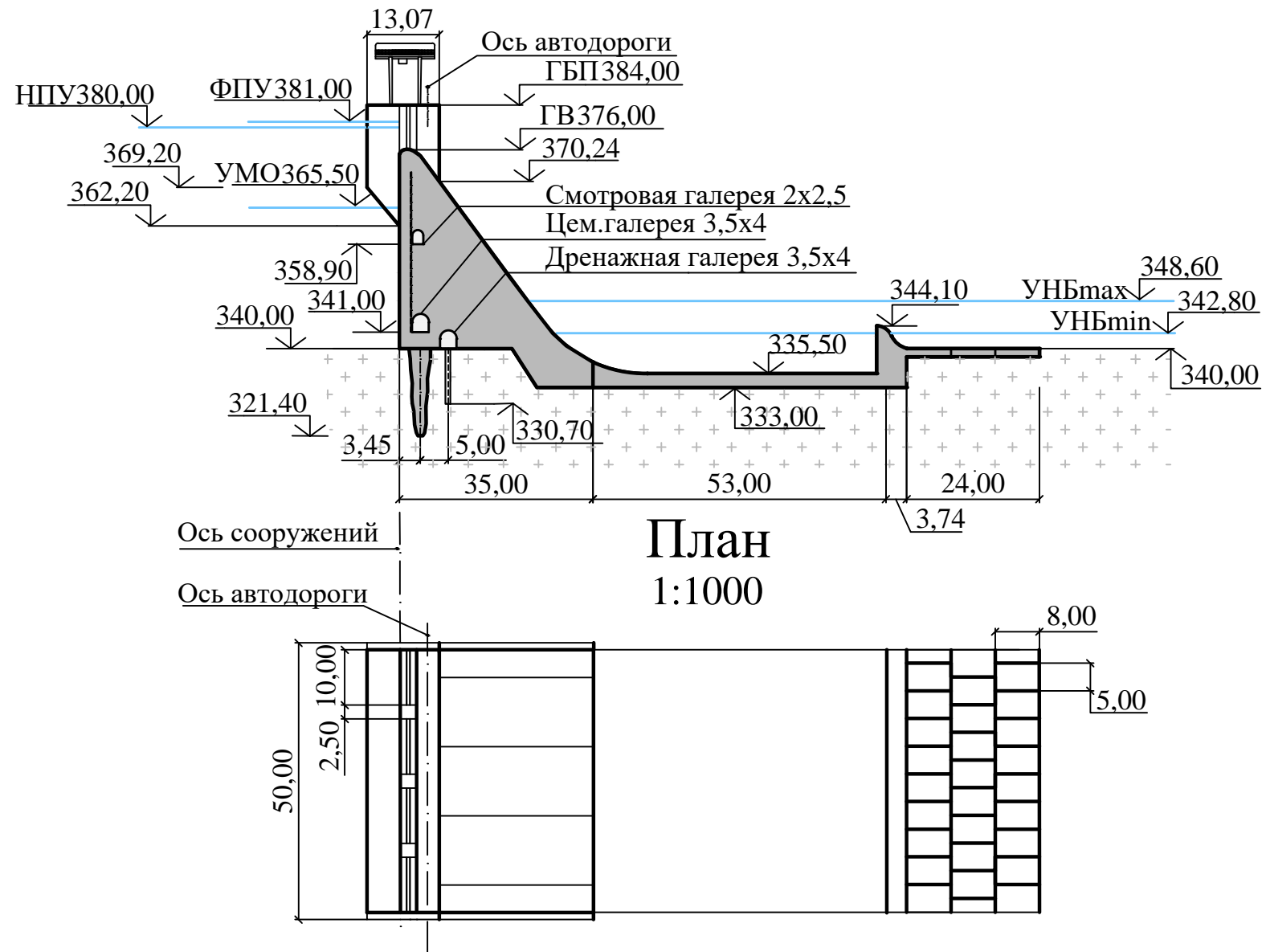
Генеральный план Алтайского гидроузла на реке Катунь
1:1000



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

ВКР - 13.03.02 - 541311262 - ГП					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Рез.	Подпись	Дата
Разраб.		Минжуренко			
Провер.					
Т.контр.		Володина			
Н.контр.					
Утв.		Татарников			
Проектирование Алтайской ГЭС на р. Катунь				Стация	Лист
Генеральный план. Вид с ВБ. Экспликация сооружений. Ведомость состава проекта				1	1
				ГТЭС, 2017	

Поперечный разрез по водосливной плотине 1:1000

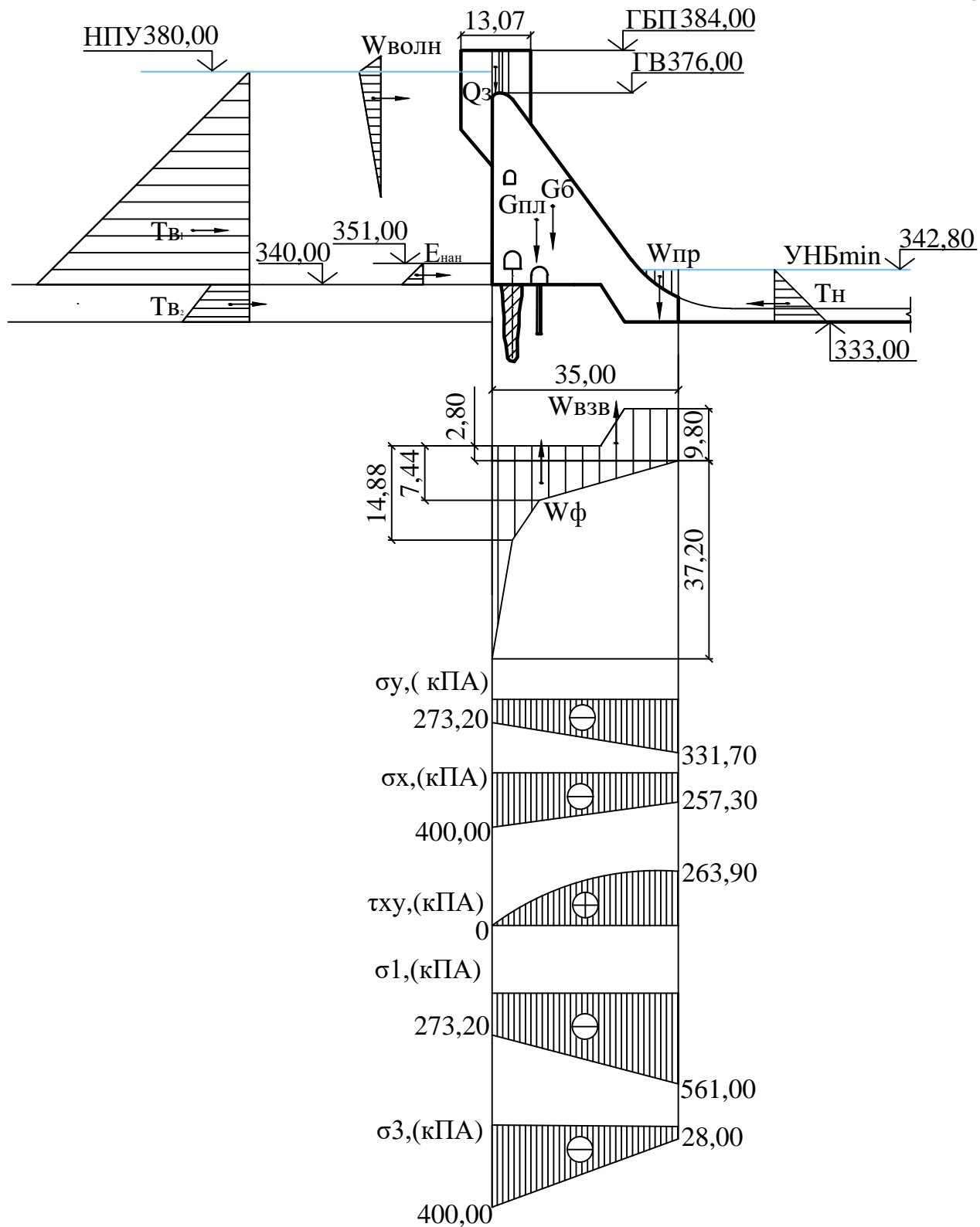


1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеж ВКР - 13.03.02 - 541311262-ГП

						ВКР - 13.03.02 - 541319641-ГР1			
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Проектирование Алтайской ГЭС на р. Катунь	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Минжуренко						1	1
Провер.		Лыбина							
Т.контр.		Волошин							
Н.контр.									
Утв.		Татарников				Поперечный разрез по водосливной плотине.	ГГЭЭС, 2017		

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.

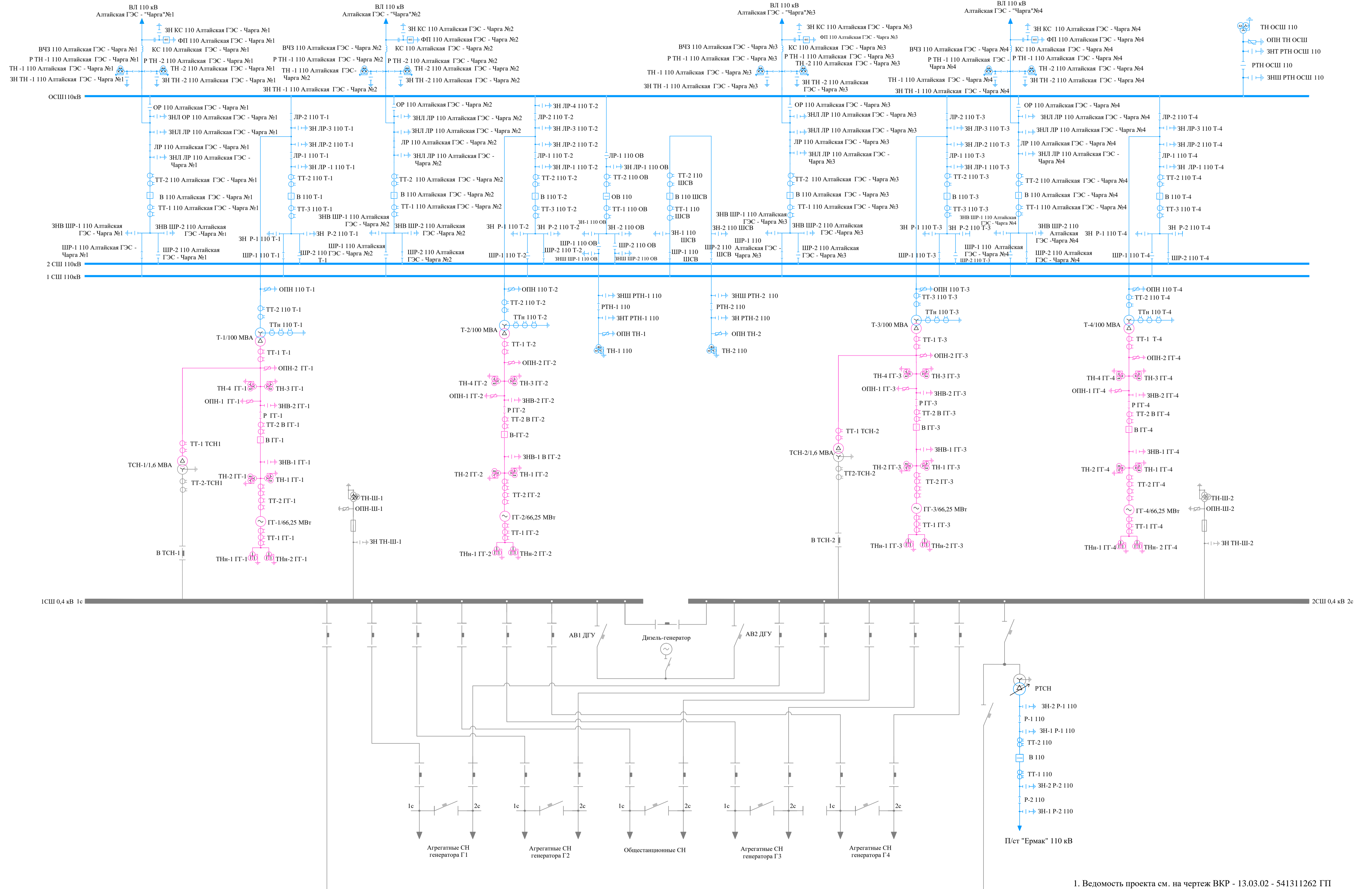
- σy - нормальные напряжения, действующие по горизонтальным площадкам, кПа;
- σx - нормальные напряжения, действующие по вертикальным площадкам, кПа;
- τxy - касательные напряжения;
- σ1, σ3 - главные напряжения.

Напряжения в сечении
"основание - бетон"

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеж ВКР - 13.03.02 - 541311262-ГП

ВКР - 13.03.02 - 541319641-РР					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Минжуренко				
Провер.	Лыбина				
Т.контр.	Волошин				
Н.контр.					
Утв.	Татарников				
Проектирование Алтайской ГЭС на р. Катунь				Стадия	Лист
					1
Нагрузки, действующие при основном сочетании нагрузок и воздействий				Листов	
				1	
				ГЭЭС, 2017	

Главная электрическая схема



1. Ведомость проекта см. на чертеж ВКР - 13.03.02 - 541311262 ГП

				ВКР-13.03.02-541311262 ЭС			
				Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.уч.	Лист № док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Миникуренко			Проектирование электрической части Алтайской ГЭС	1	1
Провер.		Голетихина					
Т.контр.		Волошин					
Н.контр.							
Утв.		Татарников			Главная электрическая схема		
						ГТЭС, 2017	

Формат А1

Согласовано

Имя, № подл. Подпись и дата. Взам. инв. №



Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование АЭС в реке Катунь. Системы технологического управления и автоматизации агрегатов ГЭС – технологическая автоматика АСУ ТП агрегатов ГЭС».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зайд 13.06.17 Е.Ю. Замельо
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

Масленникова Масленникова А.В.
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Тим 17.06.17 Л.В. Пластухина
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Карац 10.06.17 В.В. Карацова
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Людс 13.06.17 Л.А. Людс
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная безопасность.
Охрана окружающей среды

Татарш 17.06.17 И.Татарш
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

В.В. Мараева В.В. Мараева
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

А.А. Чибанова А.А. Чибанова
подпись, дата инициалы, фамилия