

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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

И.Ю. Погоняйченко
подпись

«08» 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.02.03 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТУЗАЛИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ВИТИМ.
СИСТЕМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ И КОНТРОЛЯ
ГИДРОАГРЕГАТОВ ГЭС - ТЕПЛОВОЙ КОНТРОЛЬ**

Руководитель 8.06.18
ст. преподаватель кафедры
подпись, дата ГГЭЭС Саяно-Шушенского
филиала СФУ
должность

A.A. Клюкач
ициалы, фамилия

Выпускник 8.06.18
подпись, дата

E.M. Борисова
ициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2018

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Тузалинской ГЭС на реке Витим. Системы технологического управления и контроля гидроагрегатов ГЭС - тепловой контроль».

Консультанты по разделам:

Водноэнергетические расчёты

Зайд 09.06.18
подпись, дата

Е.Ю. Замеева
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

Погоняев 09.06.18
подпись, дата

А.В. Маленкина
инициалы, фамилия

Электрическая часть

Макаров 08.06.18
подпись, дата

И.Ф. Погоняев
инициалы, фамилия

Устройства РЗиА

Карб 05.06.
подпись, дата

Д.А. Каючева
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Гор 06.06.18
подпись, дата

Т.А. Габина
инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

Погоняев 08.06.18
подпись, дата

И.Ф. Погоняев
инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

Буд 06.06.18
подпись, дата

В.В. Давасова
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

Чи 16.06.18
подпись, дата

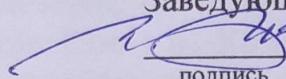
А.А. Чабакко
инициалы, фамилия

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 И.Ю. Погоняйченко
подпись инициалы, фамилия
« 08 » 06 2018г.

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

Студенту Борисовой Екатерине Михайловне.

Группа ГЭ14-01Б. Направление 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника.

Тема выпускной квалификационной работы «Проектирование Тузалинской ГЭС на реке Витим. Системы технологического управления и контроля гидроагрегатов ГЭС - тепловой контроль».

Утверждена приказом по университету 13.03.2018 г. № 40/18-С.

Руководитель ВКР А.А. Клюкач, старший преподаватель кафедры ГГЭС Саяно-Шушенского филиала СФУ.

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.

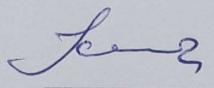
Перечень разделов ВКР: 1) Общая часть; 2) Водно-энергетические расчёты;

3) Основное и вспомогательное оборудование;

4) Электрическая часть; 5) Устройства РЗиА; 6) Компоновка и сооружения гидроузла; 7) Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды; 8) Технико-экономические показатели; 9) Системы технологического управления и контроля гидроагрегатов ГЭС - тепловой контроль.

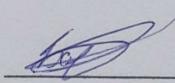
Перечень графического материала: выбор установленной мощности Тузалинской ГЭС; поперечный разрез по станционной части Тузалинской ГЭС; станционная плотина и здания Тузалинской ГЭС главная схема Тузалинской ГЭС; схема устройств РЗиА Тузалинской ГЭС; расчётная схема бетонной водосливной плотины Тузалинской ГЭС с эпюрами нагрузок и напряжений; поперечный разрез по бетонной водосливной плотине Тузалинской ГЭС; генеральный план Тузалинской ГЭС.

Руководитель ВКР


подпись

А.А. Клюкач

Задание принял к исполнению


подпись

Е.М. Борисова

«06» 06 2018 г.

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

ОТЗЫВ

руководителя Клюкача Александра Александровича, старшего преподавателя кафедры ГГЭС Саяно-Шушенского филиала СФУ о бакалаврской работе «Проектирование Тузалинской ГЭС на реке Витим. Системы технологического управления и контроля гидроагрегатов ГЭС - тепловой контроль» Борисовой Екатерины Михайловны

Бакалаврская работа, разработанная Борисовой Е.М., выполнена в полном объеме в соответствии с выданным заданием. Проект представлен на 145 листах пояснительной записи, 5 чертежах и 3 плакатах.

В бакалаврской работе подробно разработаны все части проекта. Рассчитаны и выбраны гидрооборужения, основное и вспомогательное гидротурбинное оборудование, силовое электрооборудование и электрические аппараты. Выбрана главная схема электрических присоединений ГЭС. Выполнены водно-энергетические и технико-экономические расчеты.

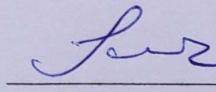
В рамках специального вопроса были рассмотрены системы технологического управления и контроля гидроагрегатов ГЭС. Задача стояла в изучении вопроса и применении для проектируемой ГЭС систем теплопротроля. Со всеми вышеперечисленными задачами Борисова Е.М. справилась в полном объеме.

Так же следует отметить аккуратность данной работы, четкость и последовательность изложения пояснительной записи, хорошее качество графической части.

В процессе работы Борисова Е.М. показала хорошие теоретические знания, творческий и инженерный подход к выполнению работы, самостоятельность в выборе технических решений.

Бакалаврская работа «Проектирование Тузалинской ГЭС на реке Витим. Системы технологического управления и контроля гидроагрегатов ГЭС - тепловой контроль» заслуживает отличной оценки, а его разработчик Борисова Е.М. присвоения квалификации «бакалавр-гидроэнергетик».

Дата 06.06.18

Клюкач А.А.
(подпись)

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращённый паспорт Тузалинской ГЭС	7
Введение	9
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	10
1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла	10
1.2 Гидрологические данные	10
1.3 Инженерно-геологические условия	12
1.4 Сейсмические условия	12
1.5 Данные по энергосистеме	12
1.6 Аналоги проектируемого гидроузла	13
2 Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности	14
2.1 Исходные данные	14
2.1.1 Выбор расчётного маловодного и средневодного года	14
2.1.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы	17
2.1.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	18
2.1.4 Режим работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы	20
2.1.5 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС по маловодному году	22
2.1.6 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС по средневодному году	22
2.1.7 Размещение треугольника мощности на интегральной кривой нагрузки, определение рабочей мощности, проектируемой ГЭС в зимний и летний период	23
2.2 Определение установленной мощности. Баланс Мощностей	24
2.2.1 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС в средневодному году. Определение средней многолетней выработки	25
3 Основное и вспомогательное оборудование	26
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	26
3.1.1 Построение режимного поля	26
3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам	28
3.3 Определение отметки расположения рабочего колеса гидротурбины	32
3.4 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала	33
3.5 Выбор вспомогательного оборудования	35
3.6 Выбор типа серийного гидрогенератора	35
4 Электрическая часть	37
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений	37
4.2 Выбор блочных трансформаторов	37
4.2.1 Выбор блочных трансформаторов для схемы с простыми блоками ..	37

4.2.2 Выбор блочных трансформаторов для схемы с укрупненными блоками	39
4.3 Выбор синхронных генераторов.....	40
4.4 Выбор трансформаторов собственных нужд	40
4.5 Выбор количества отходящих линий РУ ВН	41
4.6 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта.....	42
4.7 Выбор схемы распределительного устройства	44
4.8 Расчёт токов короткого замыкания	45
4.8.1 Расчёт в программном комплексе «RastrWin».....	45
4.9 Выбор электрических аппаратов	50
4.9.1 Выбор и расчёт токоведущих частей аппаратов и проводников	50
4.9.2 Выбор выключателей и разъединителей	51
4.9.3 Выбор трансформаторов тока и напряжения	52
4.10 Выбор параметров ОРУ	53
4.10.1 Выбор выключателей и разъединителей	53
4.10.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения	53
5 Релейная защита и автоматика	55
5.1 Технические данные защищаемого оборудования	55
5.2 Перечень защит основного оборудования	55
5.3 Расчёт номинальных токов	57
5.4 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты	57
5.5 Продольная дифференциальная защита генератора.....	58
5.6 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора	60
5.7 Защита от повышения напряжения	63
5.8 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий	64
5.9 Защита от симметричных перегрузок статора	67
5.10 Дистанционная защита генератора.....	69
5.11 Защита ротора от перегрузки	72
5.12 Таблица уставок.....	73
6 Компоновка и сооружения гидроузла	74
6.1 Состав и компоновка гидроузла	74
6.2 Определение класса плотины и отметки гребня плотины	74
6.2.1 Определение класса гидротехнического сооружения	74
6.2.2 Определение отметки гребня плотины.....	74
6.3 Гидравлический расчёт бетонной водосливной плотины	77
6.3.1 Определение ширины водосливного фронта	77
6.3.2 Определение отметки гребня водослива	78
6.3.3 Проверка на пропуск поверочного расхода	80
6.3.4 Построение оголовка водослива по Кригер-Офицерову	81
6.3.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе.....	82
6.3.6 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи.....	83

6.3.7 Пропуск расходов через глубинные водосбросы в грунтовой плотине ГЭС	85
6.4 Конструирование плотины	86
6.4.1 Определение ширины подошвы плотины	86
6.4.2 Разрезка бетонной плотины швами	88
6.4.3 Быки.....	88
6.4.4 Устои	89
6.4.5 Дренаж тела бетонной водосливной плотины	89
6.4.6 Галереи в теле плотины.....	90
6.4.7 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины	90
6.5 Фильтрационные расчеты	92
6.6 Определение основных нагрузок на плотину	93
6.6.1 Вес сооружения.....	93
6.6.2 Сила гидростатического давления воды	94
6.6.3 Равнодействующая взвешивающего давления	95
6.6.4 Сила фильтрационного давления.....	95
6.6.5 Давление грунта.....	95
6.6.6 Волновое давление	96
6.7 Расчёт прочности плотины	96
6.7.1 Критерии прочности плотины	99
6.8 Расчёт устойчивости плотины	100
7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	101
7.1 Требования по охране труда и техники безопасности	101
7.2 Пожарная безопасность.....	103
7.3 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Тузалинского ГУ	105
7.3.1 Воздействия на природную среду в строительный период.....	105
7.3.2 Отходы, образующиеся при строительстве.....	106
7.3.3 Мероприятия по охране атмосферного воздуха	107
7.3.4 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов	108
7.3.5 Водоохранная зона	109
7.3.6 Водоохраные мероприятия по гидроэлектростанции.....	110
8 Технико-экономические показатели	111
8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии	111
8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии	111
8.3 Налоговые расходы	113
8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности....	114
8.5 Оценка инвестиционного проекта	115
8.6 Показатели коммерческой эффективности проекта	116
8.7 Бюджетная эффективность	116
8.8 Анализ чувствительности	116

9 Системы технологического управления и контроля ГА ГЭС-тепловой контроль.....	119
9.1 Назначение	119
9.2 Стационарная система. Назначение и состав системы КТП	119
9.3 Выбор оборудования КТП и основные технические данные	122
9.4 Размещение первичных устройств термоконтроля	124
9.5 Порядок эксплуатации при нормальном режиме работы	126
9.6 Отображение контролируемых параметров системы КТП на примере Чебоксарской ГЭС.....	126
9.7 Сигнализация системы КТП	129
9.8 Обслуживание системы КТП в нормальном режиме	130
9.9 Действия оперативного персонала при неисправности системы КТП....	130
9.10 Действия оперативного персонала при срабатывании системы КТП ...	131
9.11 Переносная система ТК	131
9.12 Итоги	133
Заключение	135
Список использованных источников	137
Приложения А – В.....	140-145

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ТУЗАЛИНСКОЙ ГЭС

11. Основное оборудование:

- а) тип турбин.....РО115-В-400
- б) тип генератора.....СВ-835/180-36
- в) номинальная активная мощность генератора.....100 МВт
- г) частота вращения.....166,7об/мин
- д) тип трансформаторов.....ТДЦ-125000/220

12. Технико-экономические показатели

- а) срок окупаемости.....6 лет, 1 месяц
- б) себестоимость энергии.....0,18руб/кВт·ч
- в) удельные капиталовложения.....24730,57руб/кВт·ч

ВВЕДЕНИЕ

Почти всюду можно увидеть, как население использует энергию движущейся воды. Этот многообещающий способ производства энергии стал в недавнее время более популярным во многих развивающихся и индустриальных регионах по ряду причин. Использование чистой и безопасной энергии воды снижает зависимость от ископаемого топлива, принося пользу окружающей среде.

Опыт эксплуатации первых гидроэлектростанций показал, что они имеют большую маневренность, хорошую надежность работы и малые эксплуатационные расходы, не требуют многочисленного обслуживающего персонала и допускают полную автоматизацию процесса производства электроэнергии с весьма широкими возможностями телеуправления. Энергия, производимая гидроэлектростанциями, дешевле, чем электроэнергия, доставляемая тепловыми электростанциями.

В техническом и эксплуатационном отношении очень важно, что гидроэлектрические установки обладают большой маневренностью. Эта особенность гидроагрегатов имеет существенное значение для крупных энергетических систем, так как резкий прирост нагрузки, в том числе при аварийных сбоях в системе, можно быстро компенсировать включением резервных гидроагрегатов. Таким образом, гидроагрегаты оказались очень удобными для покрытия пиков нагрузки в системах, в которых работают как тепловые, так и гидравлические станции.

Гидроэнергетические мощности вносят ощутимый вклад в обеспечение системной надежности и в конечном итоге надежной работы всей Единой электроэнергетической системы страны.

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла

Тузалинская ГЭС располагается на территории республики Бурятия. Район расположения проектируемого гидроузла характеризуется резко-континентальным климатом. Зима холодная, с сухим морозом и малым количеством снега. Весна ветреная, с заморозками и почти без осадков. Лето короткое, с жаркими днями и прохладными ночами, с обильными осадками в июле и августе. Осень наступает незаметно, без резкой смены погоды, в отдельные годы она бывает долгой и теплой.

Основные климатические показатели.

Средняя температура наружного воздуха:

- | | |
|---------------------------------------|---------|
| – в наиболее холодный месяц года..... | -22,0°C |
| – в наиболее жаркий месяц года..... | +18,5°C |
| – среднегодовая температура..... | -1,6 °C |

Средняя относительная влажность воздуха:

- | | |
|---------------------------------------|--------|
| – в наиболее холодный месяц года..... | 75% |
| – в наиболее жаркий месяц года..... | 65% |
| – среднегодовая влажность | 66% |
| – количество осадков за год | 244 мм |

1.2 Гидрологические данные

Питание преимущественно дождевое. Средний годовой расход воды у города Бодайбо $1530 \text{ м}^3/\text{с}$, в устье — около $2000 \text{ м}^3/\text{с}$. Для Витима характерно растянутое половодье (с мая по октябрь) с подъёмом воды до 8—10 м. Наиболее многоводный месяц — июнь (до $4900 \text{ м}^3/\text{с}$). С марта по апрель водоносность реки резко уменьшается (до $80 \text{ м}^3/\text{с}$). Замерзает в начале ноября, вскрывается во 2-й декаде мая. На участке выше с. Калакан река часто перемерзает на 100—120 дней.

Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.1 и на рисунках 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			
$z_{\text{ВБ}}, \text{м}$	$W, \text{км}^3$	зимняя		летняя	
		$z_{\text{НБ}}, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$	$z_{\text{НБ}}, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$
497,00	0	497,00	0	497,00	0
542,00	1,8	516,00	4000	516,00	5000
566,00	3,6	529,00	8000	529,00	10000
580,00	5,4	541,00	12000	541,00	15000
591,00	7,2	549,00	16000	549,00	20000
600,00	9	556,00	20000	556,00	25000
607,00	10,8	562,00	24000	562,00	30000
612,00	12,6	567,00	28000	567,00	35000
617,00	14,4	571,00	32000	571,00	40000

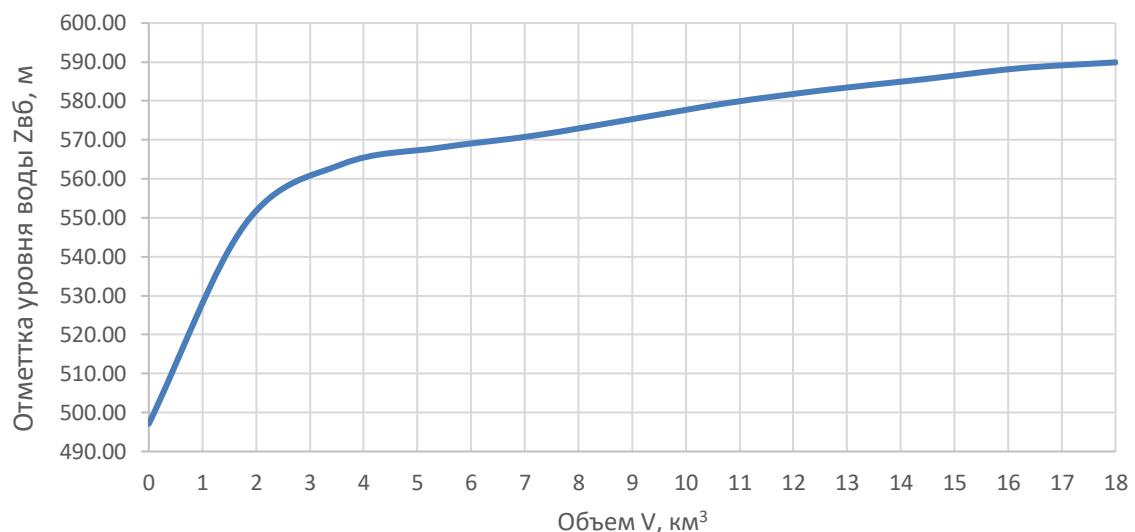


Рисунок 1.1—Кривая связи объёмов и уровней верхнего бьефа

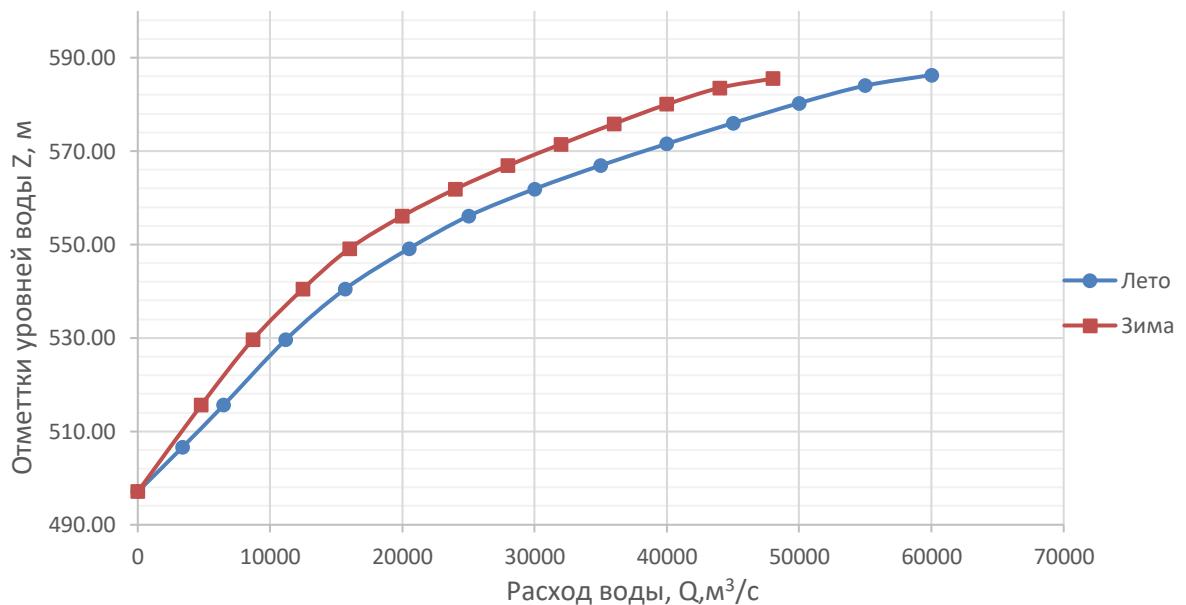


Рисунок 1.2—Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

1.3 Инженерно–геологические условия

Республика Бурятия входит в горную зону, занимающую значительную часть юга Восточной Сибири. Рельеф характеризуется мощными горными хребтами и обширными, глубокими и иногда почти замкнутыми межгорными котловинами. Площадь гор более чем в 4 раза превышает площадь, занимаемую низменностями. Для Республики Бурятия характерна значительная приподнятость над уровнем моря. Самой низкой отметкой является уровень озера Байкал – 456м в тихоокеанской отметке, а наиболее высокой покрыта ледниками вершина Мунку-Сардык в Восточных Саянах 3491м над уровнем моря.

Характерной чертой геологического строения территории Бурятии является очень широкое распространение здесь пород гранитного или близкого к ним состава, а также галечниковые и песчаные грунты.

В основании проектируемого сооружения залегает гранит.

1.4 Сейсмические условия

Согласно СНиПу и в соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-2016) расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Тузалинской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% равна 8 баллам шкалы MSK-64.

В результате работ по уточнению исходной сейсмичности пересмотрены первичные описания землетрясений в обширной области за период с 1952 по 2011 годы. В результате анализа воздействий от местных и удаленных землетрясений исторического и инструментального периодов установлено, что на участке Тузалинской ГЭС не наблюдалось землетрясений более 8 баллов.

1.5 Данные по энергосистеме

Тузалинская ГЭС предназначена для работы в ОЭС Сибири. Выработка электроэнергии ГЭС рассматривается как источник энергоснабжения предприятий, планирующих разработку ряда перспективных месторождений в Восточной Сибири, в частности, Удоканского месторождения меди, Озерного свинцово-цинкового месторождения, месторождений урана. Также ГЭС рассматривается как основа электрификации БАМа, а также как один из источников покрытия дефицита Бурятской энергосистемы.

В Бурятии в настоящее время ведущей сферой экономики является промышленность. Она насчитывает примерно 160 крупных и средних предприятий. Основными отраслями промышленности являются горнодобывающая, машиностроение и металлообработка, горнодобывающая, угледобывающая, лесная, деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная промышленность, цветная металлургия, топливная, пищевая и легкая промышленность, которые требуют большого количества электроэнергии.

Выработка электроэнергии электростанциями операционной зоны Бурятского РДУ за 2017 год составила 5,75 млрд. кВт·ч, а электропотребление – 5,36 млрд. кВт·ч.

1.6 Аналоги проектируемого гидроузла

В ходе проектирования были выбраны в качестве аналогов следующие станции:

- Богучанская ГЭС.

2 Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности

2.1 Исходные данные

Энергосистема: Бурятское РДУ.

Число часов использования установленной мощности: 4600 ч.

Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в НБ: 0,8.

НПУ гидроузла: $Z = 583,0$ м.

ДНО гидроузла: $Z = 497,0$ м.

Объёмы водохранилища и уровней верхнего бьефа и кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа (1п, таблица 1.1, рисунок 1.1 и 1.2);

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Витим за период 1939-1988 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды

$Q, \text{м}^3/\text{с}$	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	320	320	320	640	640	640	640	640	640	320	320	320
Фильтрация	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Испарение	-	-	-	-	20	30	40	30	-	-	-	-
Льдообразование	-18	-20	-12	-10	+76	-	-	-	-	-	-	-16

Суточные и годовые графики нагрузок (плакат «Использование водной энергии»).

2.1.1 Выбор расчётного маловодного и средневодного года

Разделим год на два основных периода: половодье и межень. К периоду половодья относятся месяцы: V, VI, VII, VIII, IX, X. К периоду межени относятся месяцы: XI, XII, I, II, III, IV.

Вычисляем средние расходы за год. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания по формуле 2.1:

$$P = \frac{m}{n+1} \quad (2.1)$$

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

n – общее число членов ряда.

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаются равными 90 и 50% соответственно. Результаты сведены в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

m	p,%	Годы	Q сред	Годы	Q пол	Годы	Q меж
1	2	1971	1532	1971	2752	1968	327
2	4	1983	1466	1983	2714	1981	311
3	6	1955	1394	1955	2558	1971	311
4	8	1970	1276	1970	2254	1970	298
5	10	1953	1215	1953	2138	1953	292
6	12	1968	1179	1973	2047	1966	286
7	14	1973	1135	1968	2032	1982	281
8	16	1961	1105	1961	2024	1943	268
9	18	1969	1089	1969	1970	1960	249
10	20	1944	1082	1944	1957	1958	246
11	22	1957	1050	1957	1924	1962	245
12	24	1960	1030	1960	1811	1959	242
13	25	1981	1014	1951	1785	1955	231
14	27	1945	960	1945	1734	1949	227
15	29	1966	960	1981	1717	1956	225
16	31	1951	959	1965	1710	1973	224
17	33	1942	950	1964	1707	1972	222
18	35	1962	948	1942	1702	1954	221
19	37	1959	943	1978	1702	1983	218
20	39	1965	939	1963	1679	1939	216
21	41	1963	938	1947	1656	1952	209
22	43	1972	924	1962	1651	1944	208
23	45	1978	922	1959	1644	1967	208
24	47	1956	908	1966	1633	1969	207
25	49	1964	907	1984	1633	1946	200
26	51	1982	899	1972	1625	1942	198
27	53	1984	897	1974	1625	1963	198
28	55	1974	897	1940	1610	1941	196
29	57	1967	890	1956	1592	1980	195
30	59	1939	882	1976	1579	1950	191
31	61	1947	879	1948	1573	1987	190
32	63	1976	874	1967	1572	1975	190
33	65	1940	874	1939	1549	1945	186
34	67	1975	869	1975	1549	1961	186
35	69	1985	847	1985	1524	1977	184
36	71	1948	847	1982	1518	1986	183
37	73	1943	843	1979	1510	1957	176
38	75	1979	843	1941	1472	1979	175
39	76	1941	834	1954	1426	1985	170
40	78	1954	823	1943	1418	1976	169
41	80	1958	816	1988	1411	1965	169
42	82	1980	799	1980	1403	1974	168
43	84	1949	793	1958	1386	1984	162
44	86	1988	769	1949	1360	1978	142
45	88	1952	767	1952	1326	1940	137
46	90	1950	706	1950	1222	1951	133
47	92	1986	698	1986	1214	1988	127
48	94	1977	690	1977	1196	1948	120
49	96	1946	671	1987	1142	1964	107
50	98	1987	666	1946	1141	1947	101

Выбор расчётного года ($P=50\%$)

1964 год:

$$K_M = \frac{Q_{M1946}}{Q_{M1964}} = \frac{200}{107} = 1,86, \quad (2.2)$$

$$K_P = \frac{Q_{n1984}}{Q_{n1964}} = \frac{1633}{1707} = 0,9, \quad (2.3)$$

1982 год:

$$K_M = \frac{Q_{M1942}}{Q_{M1982}} = \frac{198}{281} = 0,7, \quad (2.4)$$

$$K_P = \frac{Q_{n1972}}{Q_{n1982}} = \frac{1625}{1518} = 1,07, \quad (2.5)$$

В качестве расчётного средневодного года принимаем 1982г. В таблице 2.3 представлен расчётный средневодный год ($P=50\%$) без приведения и с приведением.

Таблица 2.3 –Расчётный средневодный год ($P=50\%$) без приведения и с приведением

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	\bar{Q}
$Q_i^{50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	271	258	235	405	1196	2208	1288	1196	1840	1380	350	166	899
$Q_{imp}^{50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	257	245	223	385	1207	2228	1300	1207	1857	1392	333	158	899

Выбор расчётного года ($P=90\%$)

1950 год:

$$K_M = \frac{Q_{M1951}}{Q_{M1950}} = \frac{133}{191} = 0,7, \quad (2.6)$$

$$K_P = \frac{Q_{n1950}}{Q_{n1950}} = \frac{1222}{1222} = 1, \quad (2.7)$$

В качестве расчётного маловодного года принимаем 1950г. В таблице 2.4 представлен расчетный маловодный год ($P=90\%$) без приведения.

Таблица 2.4 – Расчетный средневодный год ($P=50\%$) без корректировки и с корректировкой

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Q_i^{90\%}, m^3/c$	138	120	115	193	1601	1595	1658	920	752	806	331	248

Гидрографы маловодного и средневодного года представлены на рисунке 2.1.

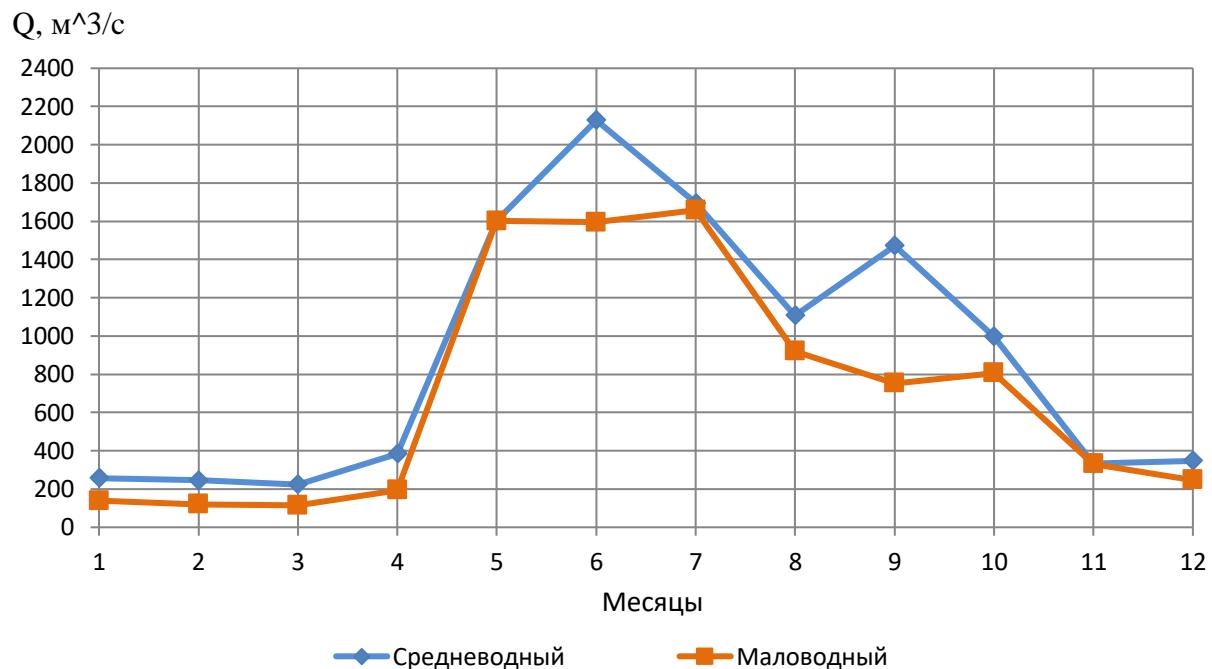


Рисунок 2.1 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

2.1.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Характерные суточные графики нагрузки рассматриваются для двух периодов: весенне-летнего и осенне-зимнего.

Интегральная кривая нагрузки характеризует зависимость прироста суточной выработки от прироста нагрузки энергосистемы. Интегральные кривые нагрузки строятся по данным, полученным в результате ранжирования мощности по убыванию, делению её на зоны, соответствующим приращениям нагрузки и выработке электроэнергии в данных зонах. Данные для построения интегральных кривых представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Данные для построения суточного графика нагрузки и ИКН

График нагрузки			Интегральная кривая нагрузки			
	Р зима	Р лето	Р зима	Э зима	Р лето	Э лето
t	МВт	МВт	МВт	млн. кВт*ч	МВт	млн. кВт*ч
1	752	560	0,714	0,001	1,400	0,001
2	734	542	9,002	0,017	1,886	0,002
3	722	529	10,173	0,021	3,372	0,007
4	715	522	11,345	0,025	5,830	0,017
5	720	522	13,460	0,036	8,144	0,028
6	723	521	16,089	0,052	9,202	0,035
7	740	521	20,490	0,083	9,288	0,035
8	762	532	23,490	0,107	11,402	0,052
9	787	543	26,548	0,134	12,174	0,059
10	810	560	28,206	0,151	13,403	0,071
11	822	580	30,549	0,177	14,317	0,081
12	823	591	33,407	0,211	14,974	0,089
13	817	592	37,522	0,264	16,289	0,106
14	807	589	46,524	0,390	31,978	0,326
15	805	587	57,554	0,556	32,235	0,330
16	796	584	70,986	0,771	49,410	0,605
17	803	583	81,073	0,942	50,067	0,616
18	820	579	93,076	1,158	60,898	0,811
19	833	578	98,762	1,266	63,441	0,859
20	832	577	110,593	1,503	70,357	0,997
21	824	576	111,108	1,514	70,443	0,999
22	813	583	113,594	1,568	71,214	1,016
23	800	591	118,081	1,672	71,671	1,027
24	776	581	833,166	18,834	592,403	13,524

2.1.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Данные для построения графиков годовых максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы Сибирь представлены в таблице 2.6. Графики изображены на рисунках 2.2 и 2.3.

Таблица 2.6 – Максимальные и среднемесячные нагрузки

месяц	P_{\max} , МВт	$P_{ср}$, МВт
1	829	661
2	798	634
3	744	589
4	681	537
5	627	492
6	596	465
7	596	465
8	627	491
9	681	537
10	743	589
11	797	634
12	829	660

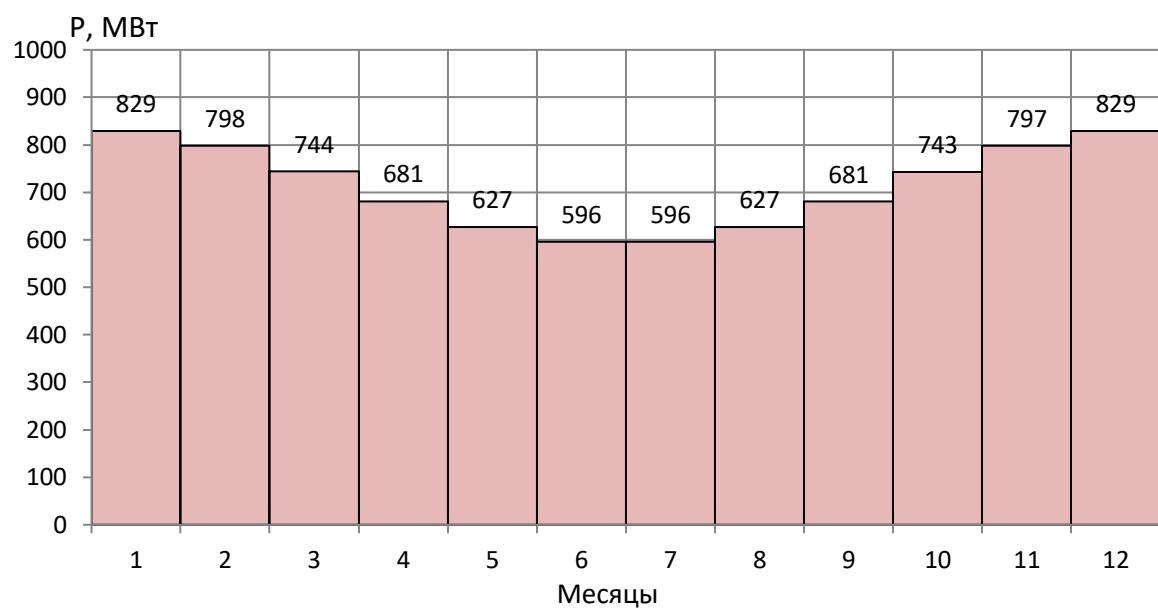


Рисунок 2.2 – График максимальных нагрузок энергосистемы

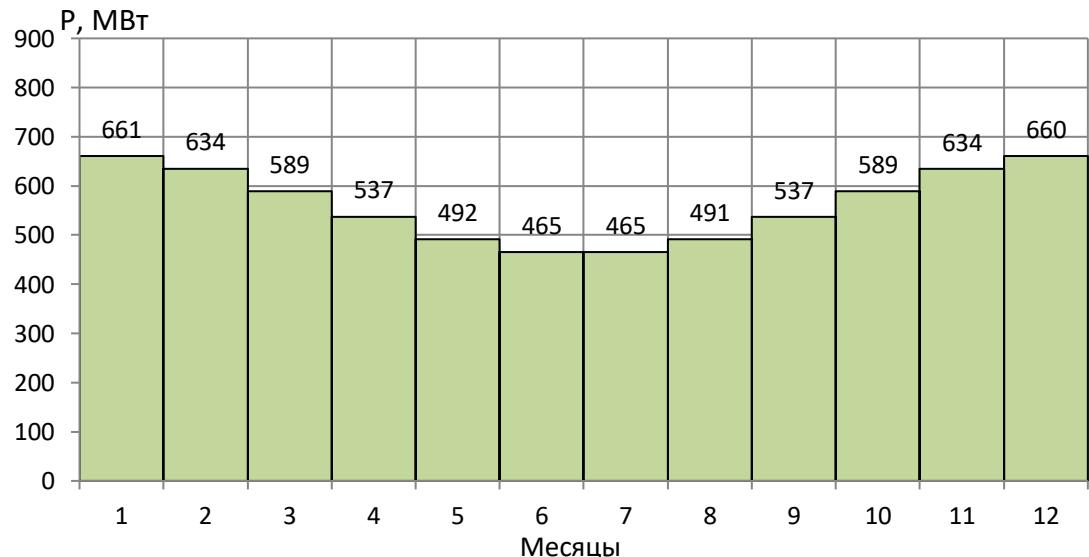


Рисунок 2.3 – График среднемесячных нагрузок энергосистемы

2.1.4 Режим работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

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

Для выбранного расчетного маловодного года вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q^{\text{пр90\%}} \cdot H_{ГЭС}^{\text{подв}}, \quad (2.8)$$

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

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

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

$$H_{ГЭС}^{\text{подв}} = Z_{ВБ} - Z_{НБ}(Q_{НБ}(t)) - \Delta h, \quad (2.9)$$

где $Z_{ВБ}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке $\nabla\text{НПУ}$, м

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

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях, $\Delta h = 0,86$ м.

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

$$N_{ВХК} = k_N \cdot Q_{ВХК} \cdot H_{ГЭС}^{\text{подв}}, \quad (2.10)$$

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

Режим работы без регулирования с учетом ВХК представлен в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Режим работы без регулирования с учетом ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Qбыт90%	138	120	115	193	1601	1595	1658	920	752	806	331	248
Qвхк	320	320	320	640	640	640	640	640	640	320	320	320
Qфильтр	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Qиспарен	0	0	0	0	20	30	40	30	0	0	0	0
Qлед	-18	-20	-12	-10	76	0	0	0	0	0	0	-16
сум.потерь	-10	-12	-4	-2	104	38	48	38	8	8	8	-8
Qпол.быт	148	132	119	195	1497	1557	1610	882	744	798	323	256
Zвб, м	583	583	583	583	583	583	583	583	583	583	583	583
Zнб, м	498	498	498	498	503	503	504	501	500	501	499	498
Hпол, м	84	84	84	84	79	79	78	81	82	81	83	84

Продолжение таблицы 2.7

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Nводот(быт)	110	98	88	145	1040	1078	1112	632	536	568	237	189
Qвхк	320	320	320	640	640	640	640	640	640	320	320	320
Zвб, м	583	583	583	583	583	583	583	583	583	583	583	583
Zнб, м	499	499	499	500	500	500	500	500	500	499	499	499
Hвхк	83	83	83	82	82	82	82	82	82	83	83	83
Nвхк	235	235	235	464	464	464	464	464	464	235	235	235
Nвод-Nвхк	-125	-137	-146	-319	576	614	648	168	73	333	2	-46

Баланс энергии изображен на рисунке 2.4.

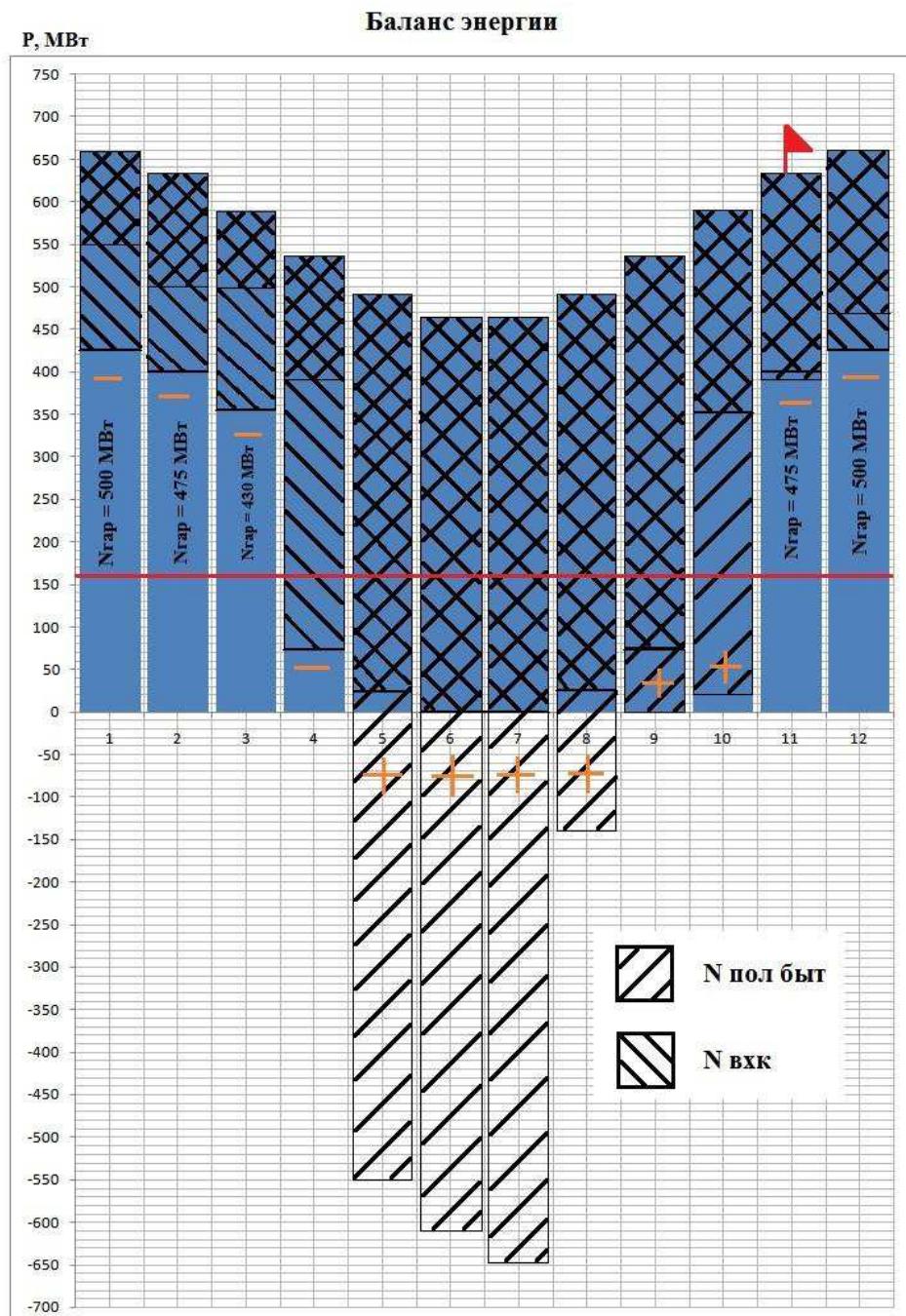


Рисунок 2.4 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС

2.1.5 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС по маловодному году

Целью ВЭР режима работы ГЭС в маловодном году является:

- определение гарантированной мощности, проектируемой ГЭС;
- отметки УМО;
- полезный объем водохранилища.

В приложении А, таблица А.2 представлен водно-энергетический расчёт по маловодному году, 1 итерация.

Проведя линию гарантированной мощности на балансе энергии и разместив избытки мощности над линией гарантированной мощности $\sum \text{delN} = 1640 \text{ МВт}$, был проведен ВЭР и по результатам первой итерации отметки и объемы сошлись, ввиду неравномерности мощности, ГЭС будет работать в энергосистеме обрывисто. Поднимаем линию гарантированной мощности.

После поднятия гарантированной мощности в приложении А, таблица А.3 приведен верный расчет, 2 итерация.

Среднемноголетний расход за 50 лет $Q = 944 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$. Среднегодовой сток реки $\bar{W} = 66,92 \text{ км}^3$. Коэффициент зарегулированности стока $\beta = 0,118$. Годичное регулирование.

2.1.6 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС по средневодном году

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

В приложении А, таблица А.4 представлен водно-энергетический расчёт по средневодному году.

График сработки и наполнения водохранилища представлен на рисунке 2.5.

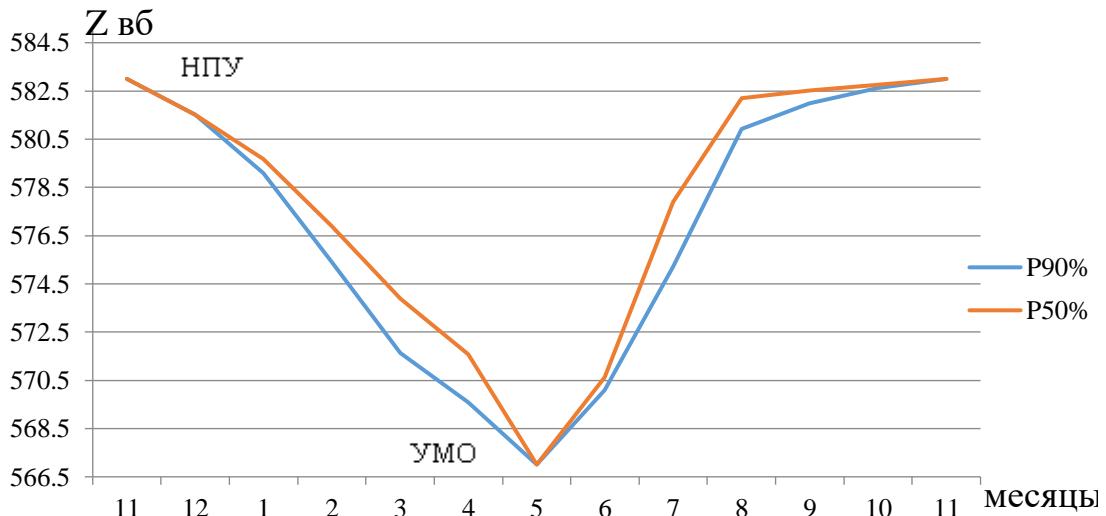


Рисунок 2.5 – График сработки и наполнения водохранилища

2.1.7 Размещение треугольника мощности на интегральной кривой нагрузки, определение рабочей мощности, проектируемой ГЭС в зимний и летний период

Исходные данные: Отсутствие в РДУ существующих ГЭС

На интегральной кривой нагрузки определяется место работы, проектируемой электростанций.

Графики интегральных кривых нагрузки для зимнего и летнего периода представлены на рисунке 2.6 и 2.7 соответственно.

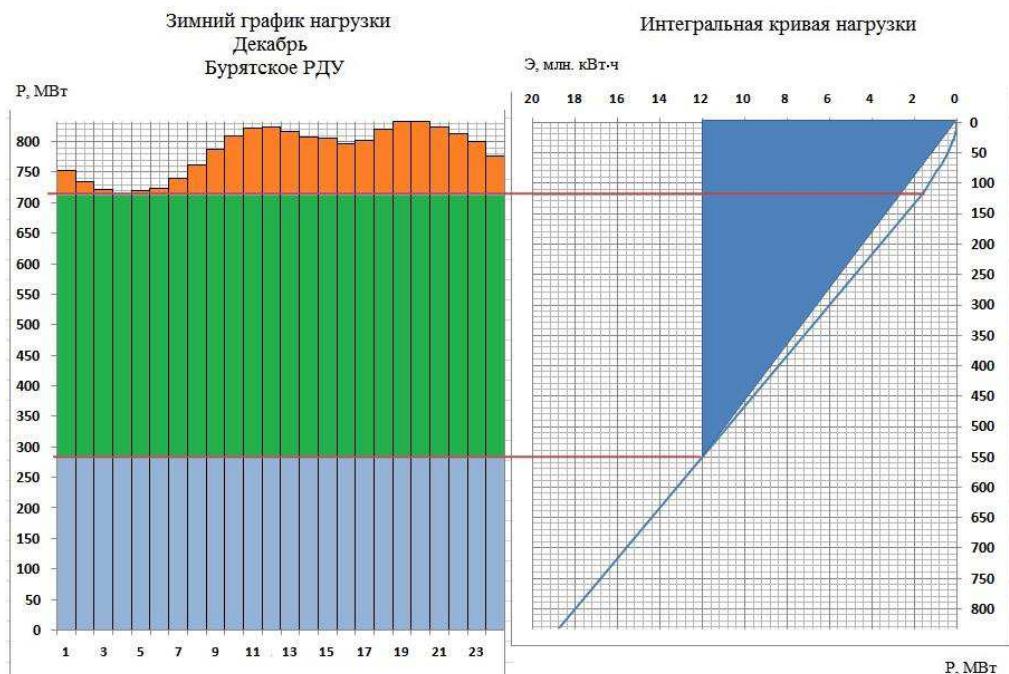


Рисунок 2.6 – График нагрузки и ИКН зимних суток

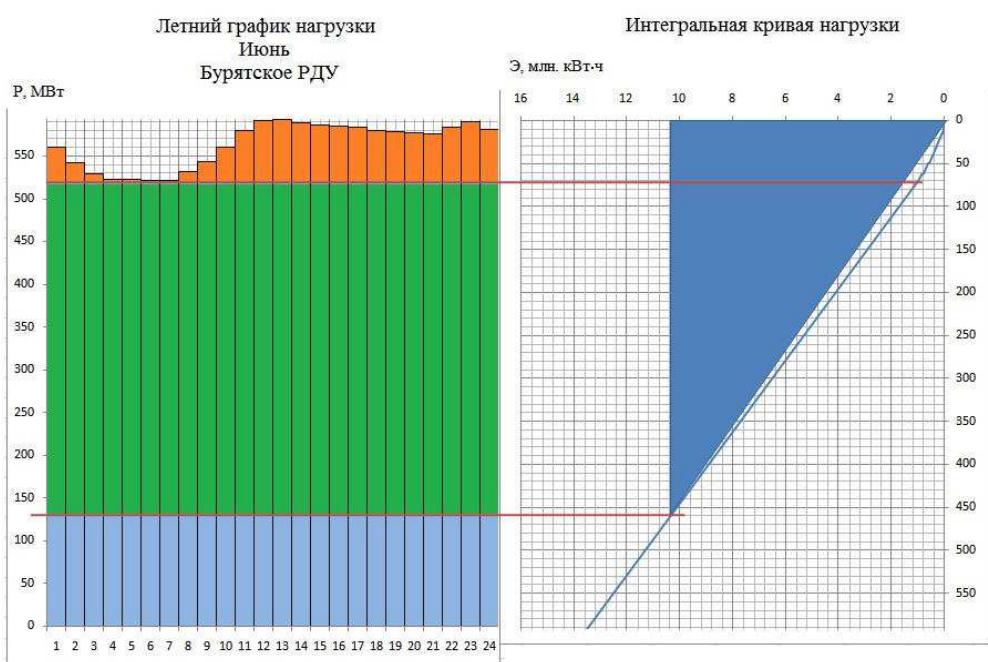


Рисунок 2.7 – График нагрузки и ИКН летних суток

Декабрь: $N_{\text{раб}} = 500 \text{ МВт}$, $\mathcal{E}_{\text{сут}} = 500 * 24 = 12,011 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч}$
 $N_{\text{раб}} = 120 \text{ МВт}$ (Пиковая и полуpikeовая часть)
 $N_{\text{раб}} = 430 \text{ МВт}$ (Базовая часть)
 $N_{\text{раб}} = 550 \text{ МВт}$

Июнь: $N_{\text{гэс}} = 425 \text{ МВт}$, $\mathcal{E}_{\text{сут}} = 425 * 24 = 10,200 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч}$
 $N_{\text{раб}} = 74 \text{ МВт}$ (Пиковая и полуpikeовая часть)
 $N_{\text{раб}} = 386 \text{ МВт}$ (Базовая часть)
 $N_{\text{раб}} = 460 \text{ МВт}$

2.2 Определение установленной мощности. Баланс Мощностей

Нагрузочный резерв будет приходиться на проектируемую гидроэлектростанцию.

Аварийный резерв приходится на тепловые электростанции и составляет 8% мощности энергосистемы.

Нагрузочный:

$$N_{\text{раб}} * 2\% = 555 * 0,02 = 11 \text{ МВт.} \quad (2.11)$$

Принимаем максимальный нагрузочный резерв 11 МВт.

Расчёт установленной мощности:

$$N_{\text{УСТ}} = N_{\text{раб}} + N_{\text{рез}} = 555 + 11 = 566 \text{ МВт.} \quad (2.12)$$

Данные для построения графика баланса мощностей в маловодном году представлены в таблице 2.8 и изображен на рисунке 2.8 соответственно.

Таблица 2.8 – Резервы мощности в энергосистеме

	Рмакс	Проект.гэс			Тэс		
		$N_{\text{раб ГЭС}}$	$N_{\text{нагр рез ГЭС}}$	$N_{\text{гар}}$	$N_{\text{раб ТЭС}}$	$N_{\text{навар ТЭС}}$	$N_{\text{рем ТЭС}}$
1	829	550	11	165	279	66	
2	798	540	11	132	258	64	
3	744	525	11	76	219	60	
4	681	510	10	68	171	55	18
5	627	480	10	77	147	50	77
6	596	460	9	97	136	48	112
7	596	460	9	103	136	48	112
8	627	480	10	104	147	50	77
9	681	510	10	105	171	54	18
10	743	525	11	111	218	59	
11	797	540	11	132	257	64	
12	829	550	11	165	279	66	

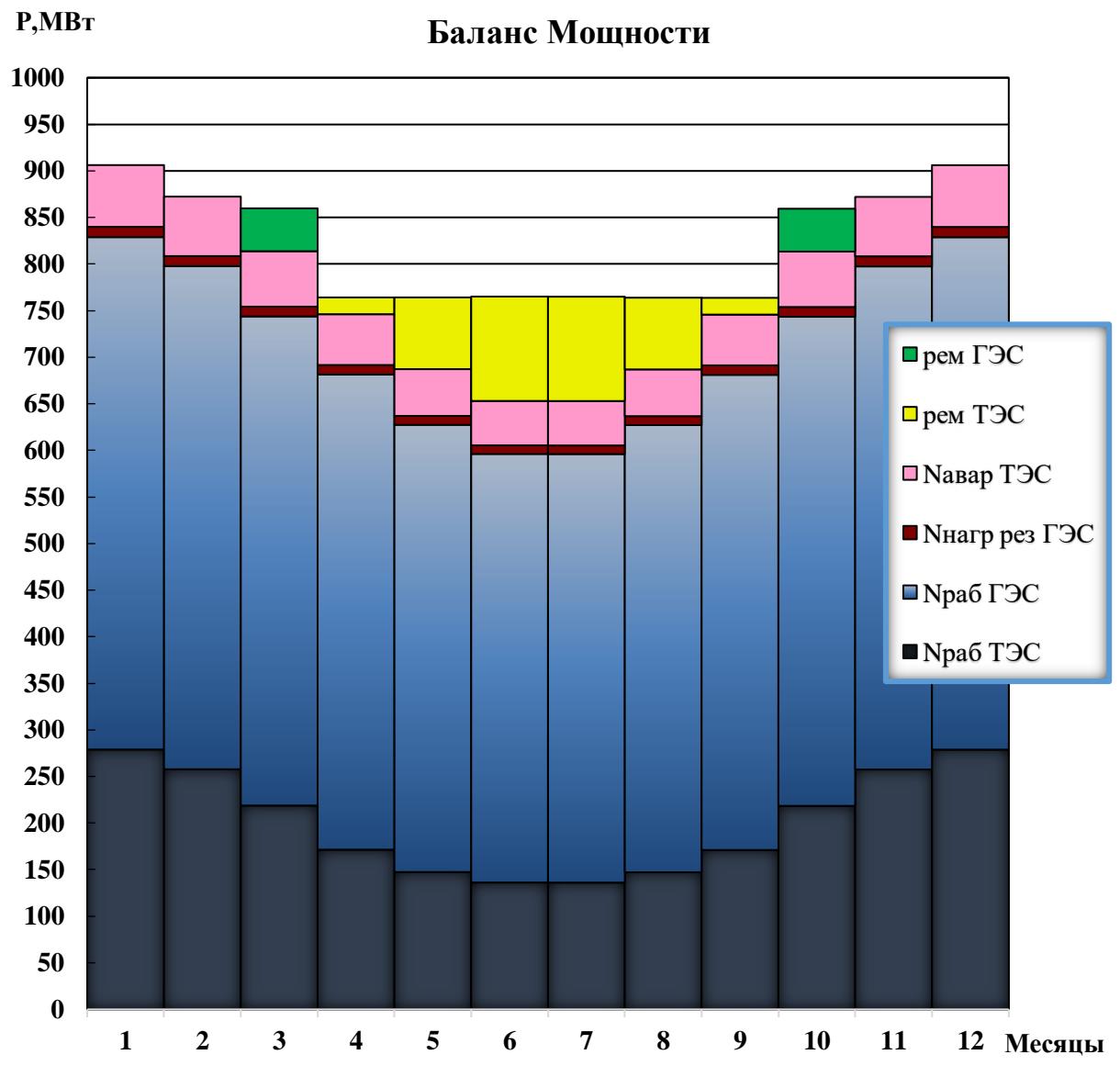


Рисунок 2.8 – Баланс мощности

2.2.1 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС в средневодному году. Определение средней многолетней выработки

Производим расчёт используя полезные бытовые расходы для Р50% обеспеченности. Работаем по тем же гарантированным мощностям, срабатываясь до отметки УМО. В приложении А, таблица А.4 представлен водно-энергетический расчёт по средневодному году, 1 итерация. Строим график сработки - наполнения водохранилища для 2-ух расчётов (рис. 2.5).

Чтобы обеспечить допустимую пропускную способность на ГЭС, расход ГЭС не должен превышать значения, которые устанавливает режимное поле т.е. линия ограничения по установленной мощности и линия по пропускной способности ГЭС. Для этого используем холостые сбросы.

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

Для выбора основного энергетического оборудования необходимо определить область допустимого режима работы, проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле по расходу и напору. Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, при отметке НПУ (583 м), нижней – при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО (567,10 м).

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = z_{вб}(V_{раб}) - z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h_{вс}, \quad (3.1)$$

где $z_{вб}(V_{раб})$ – отметка уровня воды в водохранилище, которая изменяется в зависимости от объема сработки $V_{раб}$ от НПУ до УМО;

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

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

Определение ограничения работы турбин:

– ограничение слева на режимном поле является минимальный расход воды по условиям водохозяйственного комплекса ($Q_{ГЭС}^{\min} = 160 \text{ м}^3/\text{с}$);

– ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

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

где k_N – коэффициент мощности (исходные данные);

– ограничение по пропускной способности ГЭС, которую до выбора турбинного оборудования строим по зависимости:

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

где $Q_{ГЭС}^{\max}$ – максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе гидростанции при расчетном напоре.

Результаты расчета представлены в таблице 3.1 и рисунке 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля Тузалинской ГЭС

Кривая связи		Напорные характеристики			Ограничение по расчётной установленной мощности		Ограничение по пропускной способности ГЭС	
$Q_{НБ}, \text{м}^3/\text{с}$	$z_{НБ}, \text{м}$	$H^{НПУ}, \text{м}$	$H^{УМО}, \text{м}$	$H^p, \text{м}$	$H_{ГЭС}, \text{м}$	$Q_{ГЭС}, \text{м}^3/\text{с}$	$H_{ГЭС}, \text{м}$	$Q_{ГЭС}, \text{м}^3/\text{с}$
0,00	497,08	85,06	73,07	79,31	81,30	791,00	74,80	860,00
200,00	498,14	84,00	72,01	78,25	74,80	800,00	69,00	858,00
400,00	499,19	82,95	70,96	77,20	81,30	805,00	74,80	854,00
600,00	500,22	81,92	69,93	76,17	74,80	810,00	69,00	850,00
800,00	501,24	80,90	68,92	75,15	81,30	815,00	74,80	845,00
1000,00	502,24	79,90	67,91	74,15	74,80	820,00	69,00	840,00
1200,00	503,23	78,91	66,93	73,17	81,30	825,00	74,80	835,00
1400,00	504,20	77,94	65,96	72,19	74,80	830,00	69,00	830,00
1600,00	505,15	76,99	65,00	71,24	81,30	835,00	74,80	825,00
1800,00	506,10	76,04	64,06	70,29	74,80	840,00	69,00	820,00
2000,00	507,03	75,11	63,13	69,36	81,30	845,00	74,80	815

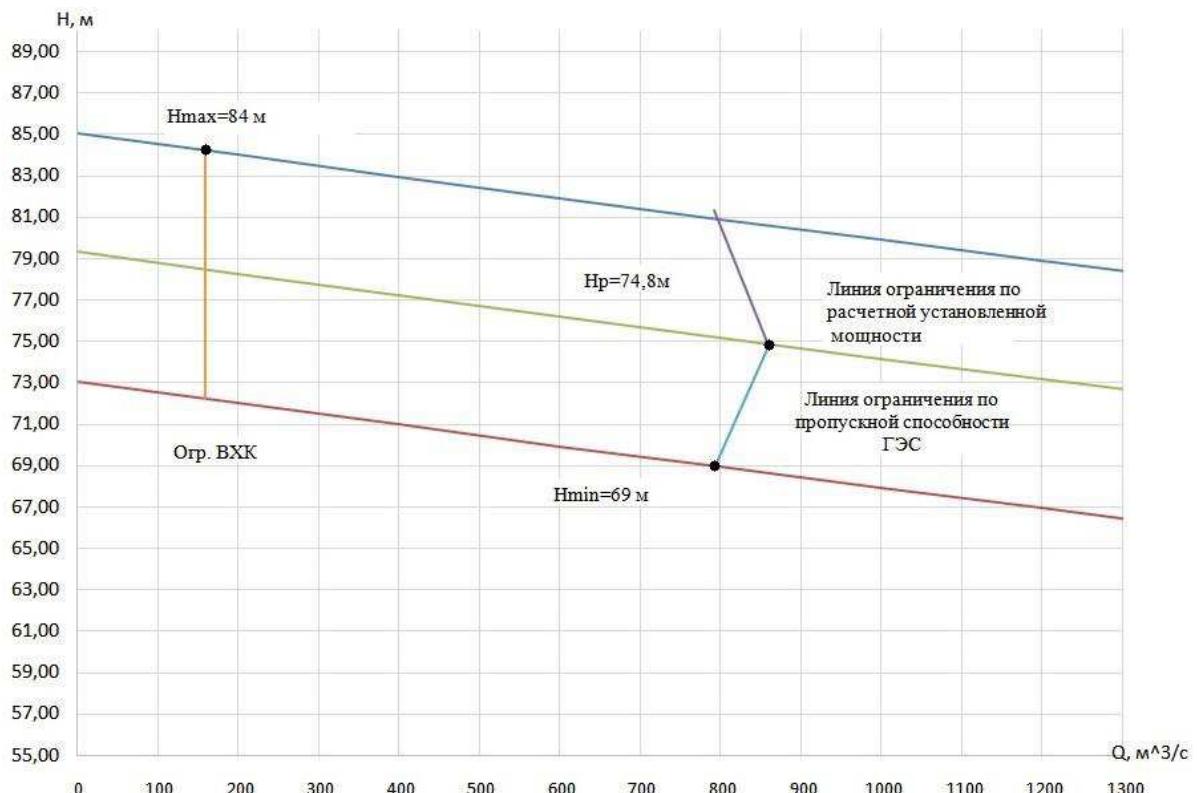


Рисунок 3.1 – Режимное поле Тузалинской ГЭС

Из построенного режимного поля определяем:

- максимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу:

$$H_{max} = 84 \text{ м};$$

– максимальный расход. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора:

$$Q^{max} = 860 \text{ м}^3/\text{с};$$

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

$$H_p = 74,8 \text{ м};$$

– минимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$H_{min} = 69 \text{ м.}$$

3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

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

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

2) отношение $\frac{H_{min}}{H_{max}} = \frac{69}{115} = 0,6$ должно быть не меньше справочных данных;

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

Диапазон напоров соответствует РО115-В и ПЛД90-В45 со следующими параметрами, представленными в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		Турбина РО115-В	Турбина ПЛД90-В45
Максимальный напор	$H_{пред}$	115	90
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,6	0,5
Оптимальная приведенная частота	$n'_{lo}, \text{мин}^{-1}$	74,5	85
Оптимальный КПД модели	η_{mo}	0,927	0,921
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1max}, \text{л/с}$	900	820
Коэффициент кавитации	σ при Q'_{1max}	0,12-0,15	0,26-0,38
Приведенный диаметр РК	$D'_{1m}, \text{м}$	0,515	0,46
Напор модельной турбины	$H_m, \text{м}$	4	4

После определения типа гидротурбин для дальнейших расчетов, производится перерасчет характеристик от модельных к натурным. На ГУХ намечаются расчетные точки Р1, предварительно проводится линия через оптимум КПД.

Для выбора оптимального рабочего колеса необходимо выполнить основные расчёты для ряда стандартных диаметров. КПД натурной турбины по формуле:

$$\eta_t = 1 - (1 - \eta_m) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1m}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_m}{H_p^N}} \sqrt[5]{\frac{v_h}{v_m}} \right), \quad (3.4)$$

где η_m, D_{1m}, H_m – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

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

v_m, v_h – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натурных и модельных условий t_h и t_m ;

ε – для поворотно - лопастных гидротурбин коэффициент, выражющий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям, равен = 0,75.

Мощность одного агрегата:

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

где Q'_{1p} – приведенный расход воды в расчетной точке, определяется по ГУХ;

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

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$Z'_a = \frac{N_{ust}^p}{N'_a}, \quad (3.6)$$

где $N_{ust}^p = 566 \text{ МВт}$ – расчетная установленная мощность.

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

Рассчитанное число агрегатов округляется в большую сторону, кратно двум или трем для симметричности главной схемы сети. Затем уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{ust}^p}{Z_a}. \quad (3.7)$$

Синхронная частота вращения турбины:

$$n'_c = \frac{n'_p \cdot \sqrt{\Delta \cdot H_p^N}}{D_1}, \quad (3.8)$$

где n'_p – приведенная частота вращения в расчётной точке на ГУХ;
 $\Delta = \frac{n_h}{n_m}$ – поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре.

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение n_c синхронной частоты вращения по известному стандартному ряду [2].

Приведенные частоты вращения, соответствующие максимальному, расчетному и минимальному напорам находятся по формулам 3.9, 3.10, 3.11:

$$n'_{1H_{\max}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{\Delta \cdot H_{\min}}}, \quad (3.9)$$

$$n'_{1H_p} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{\Delta \cdot H_p}}, \quad (3.10)$$

$$n'_{1H_{\min}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{\Delta \cdot H_{\max}}}. \quad (3.11)$$

Найдение положения расчетной точки на линии n_p осуществляется на основании следующего уравнения:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{\Gamma \text{ср}}}. \quad (3.12)$$

Правая часть уравнения (3.12) является константой при всех известных его параметрах, а левая часть определяется подбором такой точки на линии n'_{1p} , чтобы произведение $Q'_I \cdot \eta_T$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Левая граница режимного поля – линия ограничения по минимальному расходу. Приведённый расход определяем по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{\min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.13)$$

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

Z_a – число агрегатов, обеспечивающих минимальный попуск.

Результаты расчета параметров оборудования для остальных значений D1 гидротурбин РО115-В и ПЛД90-В45 представлены в таблицах 3.3 и 3.4.

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров оборудования для нескольких значений D₁ гидротурбины РО115-В

D _{1m} , м	4	4,25	4,5	4,75	5
η _т	0,955	0,956	0,956	0,956	0,957
Na*, кВт	101692	114838	128784	143532	159080
Za*	5,56	4,92	4,39	3,94	3,55
Za	6	5	5	4	4
Na, кВт	94333	113200	113200	141500	141500
Δ	1,031	1,032	1,032	1,032	1,032
nc*, об/мин	164,6	155,0	146,4	138,7	131,8
nc, об/мин	166,7	166,7	150	142,8	136,4
n min, об/мин	71,6	76,1	72,5	72,8	73,2
n'p, об/мин	75,9	80,6	76,8	77,1	77,6
n'max, об/мин	79,0	83,9	79,9	80,3	80,8
Q1*η _т , Hp	0,929	0,988	0,881	0,988	0,892
Q1*η _т , Hmax	0,781	0,830	0,740	0,830	0,749
Q1', м ³ /с; (Hmax)	0,537	0,476	0,424	0,381	0,344
Q1', м ³ /с; (Hmin)	0,593	0,525	0,468	0,420	0,379

Таблица 3.4 – Результаты расчета параметров оборудования для нескольких значений D1 гидротурбины ПЛД90-В45

D _{1m} , м	4	4,25	4,5	4,75	5
η _т	0,950	0,951	0,951	0,951	0,952
Na*, МВт	118934	134315	150634	167891	186086
Za*	4,75	4,21	3,75	3,37	3,04
Za	5	5	4	4	3
Na, МВт	113200	113200	141500	141500	188667
Δ	1,032	1,033	1,033	1,033	1,034
nc*, об/мин	186,7	175,7	166,0	157,3	149,4
nc, об/мин	187,5	187,5	166,7	166,7	150
n min, об/мин	80,5	85,5	80,5	84,9	80,4
n'p, об/мин	85,3	90,6	85,3	90,0	85,2
n'max, об/мин	88,8	94,3	88,8	93,7	88,8
Q1*η _т , Hp	1,115	0,988	1,101	0,988	1,189
Q1*η _т , Hmax	0,937	0,830	0,925	0,830	0,999
Q1', м ³ /с; (Hmax)	0,537	0,951	0,848	0,761	0,687
Q1', м ³ /с; (Hmin)	0,592	1,049	0,936	0,840	0,758

Проанализировав полученные результаты, окончательно принимается к установке гидротурбина РО115-В-400. Универсальная характеристика турбины РО115-В с построенной рабочей зоной представлена в приложении Б.

Пересчитывается ограничение по минимальному расходу с режимного поля в координаты ГУХ для двух значений напора H_{\max} и H_{\min} .

Тогда по формуле (3.13):

$$Q'_I = \frac{160}{2 \cdot (4,0^2 \cdot \sqrt{69 \cdot 1,031})} = 0,593 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 593 \text{ л/с};$$

$$Q'_I = \frac{230}{2 \cdot (4,0^2 \cdot \sqrt{84 \cdot 1,031})} = 0,537 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 537 \text{ л/с.}$$

При выбранных параметрах турбина РО115-В-400 может работать при минимальном расходе, так как линия ограничения, соответствующая приведенным расходам, не выходит за пределы рабочего диапазона универсальной характеристики.

3.3 Определение отметки расположения рабочего колеса гидротурбины

Отметка рабочего колеса находится по формуле:

$$\nabla Z_{\text{Р.К.}} = Z_{\text{Н.Б.}}(Q_{\text{Н.Б.}}) + H_S^{\text{доп}}, \quad (3.14)$$

где $Z_{\text{Н.Б.}}(Q_{\text{Н.Б.}})$ – отметка уровня воды в НБ при $Q_{\text{Н.Б.}}$, соответствующем расчетному значению высоты отсасывания H_S .

Глубина отсасывания рассчитывается для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев:

1. Работа одного агрегата при H_{\max} и N_{\max} ;
2. Работа одного агрегата при H_{\min} и N_{\max} ;
3. Работа одного агрегата при H_{\min} и соответствующей ему N на линии ограничения.

Высота отсасывания:

$$H_S^{\text{доп}} = B - \frac{\nabla Z_{\text{Н.Б.}}(Q_{\text{Н.Б.}})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5, \quad (3.15)$$

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

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

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

1. Работа одного агрегата при H_{\max} и N_{\max} .

На УХ выбранной турбины (приложение Б) данному режиму соответствует точка 1.

В найденной точке $\sigma = 0,09$, $\nabla Z_{\text{Н.Б.}}(Q_a) = 497,61$ м.

Высота отсасывания:

$$H_S^{\text{доп}} = 10,33 - \frac{497,61}{900} - 0,09 \cdot 84 - 1,5 = 1,3 \text{ м.}$$

Отметка рабочего колеса: $\nabla Z_{\text{Р.К.1}} = 500,3 \text{ м.}$

2. Работа одного агрегата при H_p и N_{\max}

Для данной точки производится аналогичный расчет только для точки с расчетным расходом.

$$\sigma = 0,139; \nabla Z_{\text{НБ}}(Q) = 497,68 \text{ м.}$$

$$H_S^{\text{доп}} = 10,33 - \frac{497,68}{900} - 0,139 \cdot 74,8 - 1,5 + \frac{0,316}{2} = -1,5 \text{ м.}$$

Отметка рабочего колеса: $\nabla Z_{\text{Р.К.1}} = 497,5 \text{ м.}$

3. Работа одного агрегата при H_{\min} и соответствующей ему N на линии ограничения.

Рассчитывается аналогично предыдущему пункту только для сточки с минимальным напором.

$$\sigma = 0,138; \nabla Z_{\text{НБ}}(Q_a) = 497,65 \text{ м.}$$

Рассчитываем аналогично:

$$H_S^{\text{доп}} = 10,33 - \frac{497,65}{900} - 0,138 \cdot 69 - 1,5 + \frac{0,316}{2} = -0,6 \text{ м.}$$

Отметка рабочего колеса: $\nabla Z_{\text{Р.К.1}} = 498,4 \text{ м.}$

Из всех полученных расчетных значений H_s выбирается такое значение, которое обеспечивает бескавитационную работу во всех рассмотренных режимах работы, то есть наименьшее $H_s = -1,5 \text{ м}$ и наименьшую отметку рабочего колеса $\nabla Z_{p.k.} = 497,5 \text{ м.}$

3.4 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала

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

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,57 \cdot D_1 = 2,57 \cdot 4,0 = 10,28 \text{ м.} \quad (3.16)$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{с.к.вх}} = 1,375 \cdot D_1 = 1,375 \cdot 4,0 = 5,5 \text{ м.} \quad (3.17)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_{\text{с.к.}} = 351^\circ. \quad (3.18)$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{\text{сп}} = 3,522 \cdot D_1 = 3,522 \cdot 4,0 = 14,088 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,364 \cdot D_1 = 4,364 \cdot 4,0 = 17,456 \text{ м.} \quad (3.20)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,997 \cdot D_1 = 2,997 \cdot 4,0 = 11,988 \text{ м.} \quad (3.21)$$

Определим наружный диаметр вала:

$$D_{\text{в}}^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot M_{\text{кр}}}{\tau_{\text{доп}}} \right)^{0,33}, \quad (3.22)$$

где $[\tau_{\text{доп}}] = 30 \text{ мПа}$,

$$M_{\text{кр}} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{\text{синх}}} = \frac{0,00974 \cdot 94300}{166,7} = 5,51 \text{ кН} \cdot \text{м.} \quad (3.23)$$

$$D_{\text{в}}^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot 5,51}{30} \right)^{0,33} = 0,979 \text{ м.} \quad (3.24)$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизированного:

$$D_{\text{в}} = 1,0 \text{ м.}$$

Длина машинного зала:

$$L_{\text{МЗ}} = n \cdot B_{\text{б.л.}} + L_{\text{МП.}} \quad (3.25)$$

Ширина агрегатного блока:

$$B_{\text{б.л.}} = B_{\text{сп}} + 2 \cdot B_{\text{с.л.}} = 14,088 + 2 \cdot 1 = 16,088 \text{ м.} \quad (3.26)$$

Длина монтажной площадки:

$$L_{\text{МП}} = 1,5 \cdot B_{6\text{л}} = 1,5 \cdot 16,088 = 24,132 \text{ м.} \quad (3.27)$$

Тогда длина машинного зала:

$$L_{\text{МЗ}} = 6 \cdot 16,088 + 24,132 = 120,66 \text{ м.} \quad (3.28)$$

Ширина машинного зала:

$$B_{\text{МЗ}} = D_p + (4 - 6) = 8,35 + 6 = 14,35 \text{ м.} \quad (3.29)$$

Высоту и пролёт машинного зала назначаем минимально возможными из условия проноса наиболее крупного монтажного узла.

3.5 Выбор вспомогательного оборудования

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 объёмом масловоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По нанограмме определяется тип маслонапорной установки:

МНУ 4/1 – 40-4-2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 4 м³, состоящим из 1 сосуда на давление 4 МПа (40 кгс/см²), с маслонасосным агрегатом ГА 4/1 – 40, имеющим сливной бак вместимостью 4 м³ с 2 насосами.

Так как турбина РО, то выбираем ЭГР (для ГА с одним регулирующим органом). Диаметр главного золотника 100 мм. Выбранный регулятор ЭГР-100-11.

3.6 Выбор типа серийного гидрогенератора

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

На выбранную гидротурбину мощностью 94,3 МВт можно подобрать по каталогу ОАО «Силовые машины» серийный гидрогенератор СВ-835/180-36

При частотах вращения до 200 об/мин гидрогенераторы выполняются преимущественно в зонтичном исполнении. Принимается зонтичный тип генератора.

Параметры гидрогенератора сведены в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Параметры гидрогенератора СВ-835/180-36

Параметр	Значение
Номинальная полная мощность $S_{\text{ном}}$, МВ · А	111
Номинальная активная мощность $P_{\text{ном}}$, МВт	100
Коэффициент мощности $\cos\varphi$	0,9
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$, кВ	13,8
Номинальная частота вращения $n_{\text{ном}}$, об/мин	166,7
Диаметр статора по корпусу $D_{\text{вн.статора}}$, м	8,35

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

Главная электрическая схема Тузалинской 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.

Для рассмотрения принимаются две схемы, представленные на рисунках 4.1 и 4.2 соответственно.

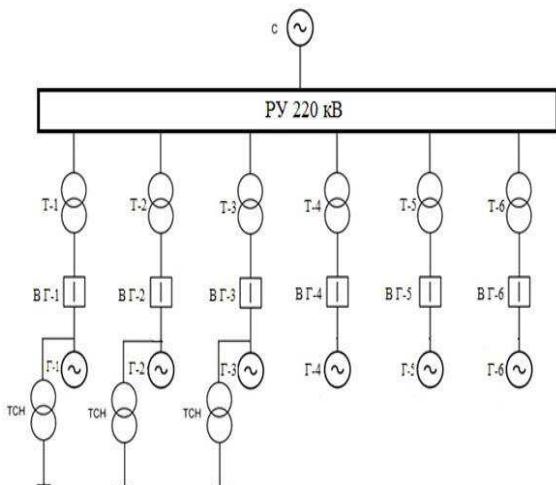


Рисунок 4.1 – Структурная схема электрических соединений с простыми блоками

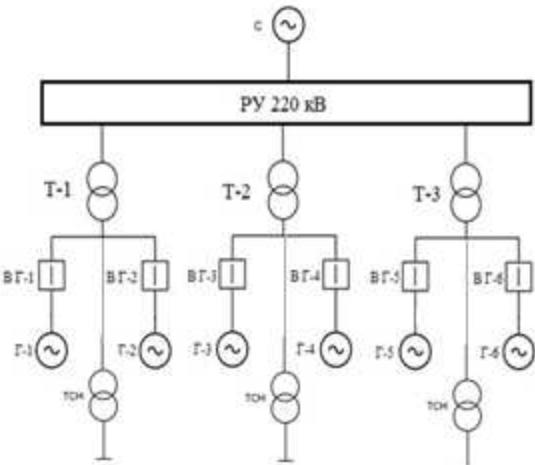


Рисунок 4.2 – Структурная схема электрических соединений с укрупненными блоками

4.2 Выбор блочных трансформаторов

4.2.1 Выбор блочных трансформаторов для схемы с простыми блоками

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:

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

где $P_{\text{с.н.}}$ – активная нагрузка собственных нужд, МВт.

$$S_{\text{расч}} = \frac{100 - 5,66}{0,9} = 104,8 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ– 125000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 –Каталожные данные трансформатора ТДЦ –125000/220

$S_{\text{ном}}$, МВ·А	U_H , кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_{xx} , кВт	I_x , %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
125	242	13,8	11	380	90	0,55

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

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4600}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2987,65 \text{ ч/год.}$$

Время работы блока в течение года:

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

где $\mu=1$ – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

$T_{\text{пл}} = 32$ – время плановых простоев блока в течение года, ч;

$\omega = 0,03$ – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

$T_b = 70$ – среднее время аварийно–восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 32 - 0,03 \cdot 70 = 8725,9 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{\text{раб}}, \quad (4.4)$$

где n_T – число параллельно работающих трансформаторов,

$$\Delta W_{xx} = 1 \cdot 0,09 \cdot 8725,9 = 785,33 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{T \text{ nom}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (4.5)$$

$$\Delta W_H = \frac{0,38}{1} \cdot \left(\frac{104,8}{125} \right)^2 \cdot 2987,65 = 798,02 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{\text{пот}} = \beta_1 \cdot (\Delta W_{xx} + \Delta W_H), \quad (4.6)$$

где β_1 – поправочный коэффициент, согласно Федеральной службе по тарифам;

$$\beta_1 = 0,9 \text{ тыс. руб.}/(\text{МВт} \cdot \text{ч});$$

$$I_{\text{пот1}}^{220} = 0,9 \cdot (785,33 + 798,02) = 1425,02 \text{ тыс. руб./год};$$

Для шести блоков:

$$I_{\text{пот1}}^{220} = 6 \cdot 1425,02 = 8550,09 \text{ тыс. руб./год.}$$

4.2.2 Выбор блочных трансформаторов для схемы с укрупненными блоками

Расчётная мощность трансформатора укрупненного блока определится как:

$$S_{\text{расч}} = \frac{2 \cdot (P_F - P_{c.h.})}{\cos \varphi_F} = \frac{2 \cdot (100 - 5,66)}{0,9} = 209,64 \text{ МВт} \cdot \text{А.} \quad (4.7)$$

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ 250000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2–Каталожные данные трансформатора ТДЦ– 250000/220

S _{ном} , МВ·А	U _H , кВ		U _K , %	ΔP _K , кВт	ΔP _{XX} , кВт	I _x , %
	U _{BH}	U _{HH}				
250	242	13,8	11	600	207	0,3

Потери холостого хода в трансформаторе рассчитывается по формуле (4.4):

$$\Delta W_{XX} = 1 \cdot 0,207 \cdot 8725,9 = 1806,26 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе рассчитываются по формуле (4.5):

$$\Delta W_H = \frac{0,6}{1} \cdot \left(\frac{209,64}{250} \right)^2 \cdot 2987,65 = 1260,51 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора по формуле (4.6):

$$I_{\text{пот2}}^{220} = 0,9 \cdot (1806,26 + 1260,51) = 2760,09 \text{ тыс. руб/год};$$

Для схемы с тремя укрупненными блоками:

$$I_{\text{пот2}}^{220} = I_{\text{пот2}}^{220} = 3 \cdot 2760,09 = 8280,27 \text{ тыс. руб/год.}$$

4.3 Выбор синхронных генераторов

По исходным данным выбирается синхронный генератор СВ-835/180-36 производства ОАО "Силовые машины". Паспортные данные генератора представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3– Паспортные данные генератора

S _{Гном} , МВ·А	P _{Гном} , МВт	U _{Гном} , кВ	cos φ _{Г,о.е.}	n _{ном} об/мин	Индуктивные сопротивления		
					x _d ["]	x _d [']	x _d
111	100	13,8	0,9	166,7	0,22	0,3	0,94

4.4 Выбор трансформаторов собственных нужд

Мощность, потребляемая на собственные нужды (СН) проектируемой электростанции, составляет 1,0% от P_{Уст.ГЭС}:

$$S_{\text{с.н.}} = \frac{0,01 \cdot P_{\text{CH}}}{\cos \varphi_{\text{ном}}} = \frac{0,01 \cdot 566}{0,9} = 6,29 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{Tc.n.} \geq S_{c.n.}$$

По каталогу ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш» выбираем трансформатор ТСЗ-6300/15. На станции будет установлено 3 трансформатора данного типа, что позволит полностью покрыть нагрузку системы СН. Каталожные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 –Каталожные данные трансформатора ТСЗ-6300/15 УЗ

S _{ном} , кВ·А	U _H , кВ		U _K , %	ΔP _K , кВт	ΔP _{xx} , кВт
	U _{BH}	U _{HH}			
6300	13,8	6	8	14	2,70

4.5 Выбор количества отходящих линий РУ ВН

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_r \cdot \left(\frac{P_r - P_{ch}}{\cos \varphi_r} \right), \quad (4.8)$$

$$S_{\Sigma} = 6 \cdot \left(\frac{100 - 6,29}{0,9} \right) = 624,7 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{\text{перед.}} = 135 \text{ МВт.}$$

Число линий 220 кВ:

$$n_l = \frac{S_{\Sigma} \cdot \cos \varphi}{k \cdot P_{\text{перед.}}} = \frac{624,7 \cdot 0,9}{1,2 \cdot 135} = 3,47. \quad (4.9)$$

где $k = 1,2$ – коэффициент;

Принимается число ВЛ 220 кВ равным $n_l = 4 + 1 = 5$.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_l \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (4.10)$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{624,7}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,327 \text{ кА.}$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}}, \quad (4.11)$$

где $\alpha_i = 1,05$ – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки;
 $\alpha_T = 1,0$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

$$I_{\text{расч}} = 1,0 \cdot 1,05 \cdot 0,327 = 0,377 \text{ кА.}$$

По величине расчётного тока выбираем провод АС – 300/39. Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 710 \text{ А.}$

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (4.12)$$

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{624,7}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,410 \text{ кА.}$$

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

4.6 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

Определим капиталовложения К для схемы с простыми блоками по формуле:

$$K_1 = K_T + K_{T_{\text{с.н.}}} + K_{\text{ОРУ}}, \quad (4.13)$$

где K_T – стоимость блочных трансформаторов ТДЦ 125000/220 (50750 тыс.руб);

$K_{T_{\text{с.н.}}}$ – стоимость трансформатора собственных нужд (876,99 тыс.руб);

$K_{\text{ОРУ}}$ – стоимость ячеек ОРУ – 220 кВ (38400 тыс.руб);

$$K_1 = 50750 \cdot 6 + 876,99 \cdot 4 + 38400 \cdot 13 = 807207 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения К для схемы с укрупненными блоками:

$$K_2 = K_T + K_{T_{c.h.}} + K_{OPU}, \quad (4.14)$$

где K_{T2} – стоимость блочных трансформаторов ТДЦ 250000/220 (126500 тыс.руб);

$K_{T_{c.h.}}$ – стоимость трансформатора собственных нужд (876,99 тыс.руб);

K_{OPU} – стоимость ячеек ОРУ – 220 кВ (38400 тыс.руб);

$$K_2 = 126500 \cdot 3 + 876,99 \cdot 4 + 38400 \cdot 10 = 767007 \text{ тыс. руб.}$$

Ежегодные издержки на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание электрооборудования электростанции пропорциональны стоимости основных фондов (капиталовложениям):

$$I^{a+0} = \alpha_{(a+0)\Sigma} \cdot K, \quad (4.15)$$

где $\alpha_{(a+0)\Sigma}$ – норма суммарных амортизационных отчислений (отчисления на реновацию и капитальный ремонт) и затрат на эксплуатацию электроустановки (текущий ремонт и зарплата персоналу), принимаем $\alpha_{(a+0)\Sigma} = 0,045 \text{ o.e.}$

Для варианта с простыми блоками:

$$I_1^{a+0} = 0,045 \cdot 807207 = 36324 \text{ тыс. руб.},$$

Для варианта с укрупненными блоками:

$$I_2^{a+0} = 0,045 \cdot 767007 = 34513 \text{ тыс. руб.},$$

Суммарные годовые издержки по вариантам:

$$I_1 = I_1^{a+0} + I_{\text{пот1}}^{220} = 36324 + 8550 = 44874 \text{ тыс. руб.},$$

$$I_2 = I_2^{a+0} + I_{\text{пот2}}^{220} = 34513 + 8280 = 42795 \text{ тыс. руб..}$$

Наиболее экономичный из вариантов электроустановки требует наименьшего значения полных приведённых затрат, которое определяется по формуле:

$$Z = E \cdot K_i + I_i , \quad (4.16)$$

где Е – Коэффициент нормативной эффективности капиталовложений в энергетику по приказу Минстроя РФ ($E=15\%$).

$$Z_1 = 0,15 \cdot 807207 + 44874 = 165955 \text{ тыс. руб.},$$

$$Z_2 = 0,15 \cdot 767007 + 42795 = 157846 \text{ тыс. руб.}.$$

Из сравнения экономических показателей рассмотренных вариантов блочных схем видно, что разница между вариантами составляет не более 5% и выбирать схему необходимо из технических соображений. Схема с одиночным блоком представляется наиболее удачной так как в станции будет работать 6 блоков, и в аварийных режимах, при выведении одного блока из строя, станция продолжит функционировать, так же учитывая их незначительную ценовую разницу, и опираясь на стандарт РусГидро, то более предпочтительнее будет вариант схемы с одиночными блоками.

4.7 Выбор схемы распределительного устройства

Стандарт «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» регламентирует схему распределительного устройства. Для распределительного устройства 220 кВ и 11 присоединений:

– одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин с секционным и обходным выключателями (5 и более присоединений). Схема применяется при допустимости потери питания потребителей на время переключения присоединения на обходную систему шин;

– две рабочие и обходная системы шин (от 5 до 15 присоединений). Схема применяется при отсутствии возможности отключения всех присоединений системы шин на время ревизии и ремонта этой системы шин;

Две системы сборных шин по сравнению с одной секционированной системой сборных шин позволяют:

1. Поочередно ремонтировать сборные шины без перерыва в работе станции и без нарушения питания потребителей;

2. Ремонтировать любой шинный разъединитель, отключая лишь одно присоединение (остальные присоединения переводятся на другую систему шин);

3. Быстро восстанавливать работу станции при повреждении на секции (потребители теряют питание только на время, необходимое для переключения оперативным персоналом соответствующих присоединений на резервную систему шин).

Число присоединений РУ–220 кВ –11:

- 5 ВЛ 220 кВ;
- 6 блока;

В соответствии со стандартом: "Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35–750 кВ", применяем схему с двумя рабочими системами шин и обходной, рекомендуемая схема 13Н.В общем виде представлена на рисунке 4.3.

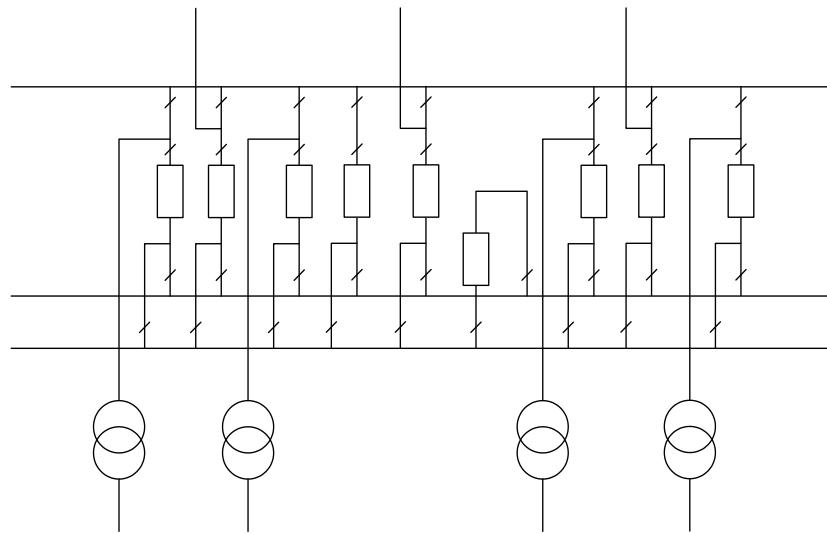


Рисунок 4.3 – Структурная схема РУ–220 кВ

4.8 Расчёт токов короткого замыкания

4.8.1 Расчёт в программном комплексе «RastrWin»

Расчёт токов короткого замыкания произведён в программном комплексе RastrWin.

Сопротивление генератора:

$$x_g = x_d'' \cdot \frac{U_{баз}^2}{S_{ном}}, \quad (4.17)$$

$$r_g = \frac{x_g}{\omega \cdot T_g}, \quad (4.18)$$

где x_d'' – сверхпереходное продольное сопротивление генератора из таблицы 4.3;

$U_{баз}$ —базисное напряжение генератора;
 $T_g = 0,045$ с—постоянная времени для гидрогенератора;
 $S_{ном}$ — полная номинальная мощность генератора, из таблицы 4.3;

$$x_g = 0,22 \cdot \frac{13,8^2}{111} = 0,377 \text{ Ом},$$

$$r_g = \frac{0,377}{314 \cdot 0,045} = 0,026 \text{ Ом.}$$

Сопротивление трансформатора:

$$x_t = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}}, \quad (4.19)$$

$$r_t = \Delta P_k \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}^2}, \quad (4.20)$$

где $u_{к\%}$ — напряжение короткого замыкания трансформатора, из таблицы 4.1;

U_{BH} — напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора, из таблицы 4.1;

$S_{ном}$ — полная номинальная мощность трансформатора, из таблицы 4.1;
 ΔP_k — потери короткого замыкания трансформатора, из таблицы 4.1.

$$x_t = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{125} = 51,54 \text{ Ом},$$

$$r_t = 0,38 \cdot \frac{242^2}{125^2} = 1,30 \text{ Ом.}$$

Сопротивление системы:

$$x_c = \frac{U_6^2}{S_{к.3}}, \quad (4.21)$$

$$r_c = \frac{x_c}{T_{a,C} \cdot \omega}, \quad (4.22)$$

где U_6 — базисное напряжение системы;

$S_{к.3}$ — мощность короткого замыкания системы;

$$x_c = \frac{230^2}{150} = 352,70 \text{ Ом},$$

$$r_c = \frac{352,70}{0,035 \cdot 314} = 32,09 \text{ Ом.}$$

Удельные сопротивления проводов воздушных линий АС – 300/39:

$$x_{0,\text{уд}} = 0,429 \text{ Ом/км},$$

$$r_{0,\text{уд}} = 0,098 \text{ Ом/км.}$$

Сопротивление воздушной линии 220кВ:

$$x_{\text{вл}} = x_{0,\text{уд}} \cdot l, \quad (4.23)$$

$$r_{\text{вл}} = r_{0,\text{уд}} \cdot l, \quad (4.24)$$

где l – длина электропередачи.

$$x_{\text{вл}} = 0,429 \cdot 37 = 15,87 = 13,8 \text{ Ом},$$

$$r_{\text{вл}} = 0,098 \cdot 37 = 3,63 \text{ Ом.}$$

ЭДС генераторов:

$$E_r = 1,13 \cdot U_6, \quad (4.25)$$

где U_6 – базисное напряжение генератора.

$$E_r = 1,13 \cdot 13,8 = 15,59 \text{ кВ.}$$

ЭДС системы:

$$E_c = 230 \text{ кВ.}$$

На рисунках 4.4, 4.5, 4.6 представлены исходные данные из таблиц программы «RastrWin», необходимые для расчета, а на рисунках 4.7, 4.8 и 4.9 представлены результаты расчёта.

О	S	Тип	Номер	Название	U_ном
1	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	1	Г1	14
2	<input type="checkbox"/>	Нагр	2	Г2	14
3	<input type="checkbox"/>	Нагр	3	Г3	14
4	<input type="checkbox"/>	Нагр	4	Г4	14
5	<input type="checkbox"/>	Нагр	5	Г5	14
6	<input type="checkbox"/>	Нагр	6	Г6	14
7	<input type="checkbox"/>	Нагр	7	ОРУ	230
8	<input type="checkbox"/>	Нагр	8	Система	230

Рисунок 4.4– Узлы

О	S	Тип	N нач	N кон	N п	I...	Название	R	X
1	<input type="checkbox"/>	Тр-р	7	1			ОРУ - Г1	1,29	51,54
2	<input type="checkbox"/>	Тр-р	7	2			ОРУ - Г2	1,29	51,54
3	<input type="checkbox"/>	Тр-р	7	3			ОРУ - Г3	1,29	51,54
4	<input type="checkbox"/>	Тр-р	7	4			ОРУ - Г4	1,29	51,54
5	<input type="checkbox"/>	Тр-р	7	5			ОРУ - Г5	1,29	51,54
6	<input type="checkbox"/>	Тр-р	7	6			ОРУ - Г6	1,29	51,54
7	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	7	8			ОРУ - Система	3,63	15,87

Рисунок 4.5– Ветви

S	s0	N	Название	Н узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1	<input type="checkbox"/>	1	Г1	1	0,027	0,377	0,027	0,377	0,027	0,377	15,594
2		2	Г2	2	0,027	0,377	0,027	0,377	0,027	0,377	15,594
3		3	Г3	3	0,027	0,377	0,027	0,377	0,027	0,377	15,594
4		4	Г4	4	0,027	0,377	0,027	0,377	0,027	0,377	15,594
5		5	Г5	5	0,027	0,377	0,027	0,377	0,027	0,377	15,594
6		6	Г6	6	0,027	0,377	0,027	0,377	0,027	0,377	15,594
7		8	Система	8	32,090	352,670	32,090	352,670	32,090	352,670	230,000

Рисунок 4.6– Генераторы

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1
1	1	1	Зф	7			6,0047

Рисунок 4.7– Состав для трёхфазного КЗ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1
1		1	1	3ф	1			57,0288

Рисунок 4.8– Состав для трёхфазного КЗ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1
1		1	1	1ф	7			3,0020

Рисунок 4.9– Состав для однофазного КЗ

Результаты расчета токов КЗ для характерных точек схемы представим в таблице 4.5.

Таблица 4.5–Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках

Точка КЗ	i_y, kA	$I_{n0}^{(3)}, \text{kA}$	$I_{n0}^{(1)}, \text{kA}$
K-2	15,27	6	$3 \cdot 3 = 9$
K-3	146,78	57,028	–

Ток ударный на шине:

$$i_{y\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(3)} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 6 \cdot 1,8 = 15,27 \text{ kA}, \quad (4.26)$$

$$k_y = 1 + e^{\frac{-0.01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0.01}{0.046}} = 1,8, \quad (4.27)$$

$$T_a = \frac{x_\Sigma}{\omega \cdot r_\Sigma} = \frac{0,377}{314 \cdot 0,026} = 0,046; \quad (4.28)$$

Ток ударный на генераторе:

$$i_{y\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 57,028 \cdot 1,82 = 146,78 \text{ kA},$$

$$k_y = 1 + e^{\frac{-0.01}{0.05}} = 1,82,$$

$$T_a = \frac{25,965}{314 \cdot 1,545} = 0,05 \text{ c}.$$

4.9 Выбор электрических аппаратов

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

4.9.1 Выбор и расчёт токоведущих частей аппаратов и проводников

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение ряда требований, вытекающих из условий работы. Один из важнейших вопросов – обеспечение термической стойкости аппаратов и проводников.

Проверка токоведущих частей на термическую стойкость состоит в том, чтобы убедиться, что ни в одном из этих режимов температура проводника не превысит допустимой.

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

$$I_{\Gamma \text{раб}} = 1,05 \cdot I_{\Gamma \text{ном}} = \frac{1,05 \cdot S_{\Gamma \text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\Gamma \text{ном}}}, \quad (4.29)$$

$$I_{\Gamma \text{раб}} = \frac{1,05 \cdot 111}{\sqrt{3} \cdot 13.8} = 4876 \text{ А.}$$

Присоединение линий связи с системой 220 кВ:

$$I_{\text{Л1–Л5 раб max}} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot n_{\text{Л}} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{S_{\Gamma_1-\Gamma_4 \text{ nom}} - S_{\text{CH}}}{\sqrt{3} \cdot n_{\text{Л}} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (4.30)$$

$$I_{\text{Л1–Л5 раб max}} = \frac{(111 * 6) - 6,29}{\sqrt{3} \cdot 5 \cdot 220} = 346 \text{ А.}$$

Расчётный ток утяжелённого режима определяется при отключении одной из линии связи:

$$I_{\text{раб утяж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{Л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (4.31)$$

$$I_{\text{раб утяж}} = \frac{(111 * 6) - 6,29}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 430 \text{ А.}$$

4.9.2 Выбор выключателей и разъединителей

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

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.с.}}$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб,max}} .$$

$$B_{\text{k,норм}} \geq B_{\text{k,расч.}}$$

Используя каталоги производителей ОАО ВО «Электроаппарат» и ЗАО «ВЗВА» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ-20-90/8000 УЗ и разъединитель РВПЗ-2-20/12500Н УЗ.

Каталожные данные и проверка выключателя и разъединителя представлена в таблице 4.6.

Таблица 4.6—Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	выключатель ВГГ-20-90/6300 УЗ	разъединитель РВПЗ-2-20/12500Н УЗ
$U_{\text{сети ном}} = 13.8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\Gamma,\text{раб}} = 4870 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 12500 \text{ А}$
$I_{n0} = 57,028 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 90 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 410 \text{ кА}$
$i_y = 146,78 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 230 \text{ кА}$	$I_{T,\text{ст}} = 160 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 90 \text{ кА}$	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с.}$
$B_{\text{k,расч}} = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 57,028^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 130,08 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{k,ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 90^2 \cdot 3 = 24300 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{k,ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 160^2 \cdot 3 = 76800 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

В таблицу 4.7 сведены параметры анализатора сети низжегонапряжения, а также синхронизатора.

Таблица 4.7—Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
В цепи статора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
В цепи ротора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
Синхронизатор	AC-M3	RS485	0,5	10
				$\Sigma = 26 \text{ В·А}$

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ–ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС–М3. Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации.

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

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

4.9.3 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШ–20. Производитель ОАО ВО «Электроаппарат». Проверка трансформатора тока ТШ–20 представлена в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Проверка трансформатора тока ТШ–20

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma, \text{раб}} = 4050 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 8000 \text{ А}$
$i_y < i_{\text{дин}}$	$i_y = 146,78 \text{ кА}$	160 кА
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	$26 \text{ В} \cdot \text{А}$	$40 \text{ В} \cdot \text{А}$
	$B_{k, \text{расч}} = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{пз}}) =$ $= 57,028^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 130,08 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{k, \text{ном}} = I_{\Gamma}^2 \cdot t_{\Gamma} =$ $= 160^2 \cdot 3 = 76800 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

Выбран трансформатор напряжения НОЛ–СЭЩ 20. Производитель ЗАО «ГК «Электрощит» – ТМ Самара». Параметры трансформатора напряжения НОЛ–СЭЩ 20 представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	$26 \text{ В} \cdot \text{А}$	$75 \text{ В} \cdot \text{А}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 13,8 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН–П1–15/18/10/2УХЛ1 фирмы ЗАО «ЗЭТО».

4.10 Выбор параметров ОРУ

4.10.1 Выбор выключателей и разъединителей

Используя каталог производителя ЗАО «Энергомаш» выбираем элегазовый выключатель ВЭБ–220 и разъединитель РПД–220/1250 УХЛ1.

Каталожные данные и проверка выключателя и разъединителя представлена в таблице 4.10.

Таблица 4.10—Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	выключатель ВЭБ–220	разъединитель РПД–220/1250 УХЛ1
$U_{сети nom} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$
$I_{раб max} = 310 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$
$I_{n0} = 59 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 50 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 25 \text{ кА}$
$i_y = 15,27 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 125 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 64 \text{ кА}$
	$I_{ном.откл} = 50 \text{ кА}$	$I_{t,ст} = 25 \text{ кА}$
$B_{к.расч} = I_{n0}^2 \cdot (t_{отк} + t_{p3}) =$ $= 9^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 3,24 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

В таблицу 4.11 сведены параметры анализатора сети высшего напряжения.

Таблица 4.11— Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях

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

4.10.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выключатель ВЭБ–220 укомплектован трансформатором тока ТВГ–220. Производитель ЗАО «Энергомаш». Проверка трансформатора тока ТВ–220–III–2000/5 представлена в таблице 4.12.

Таблица 4.12— Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{сети} < U_{ном}$	$U_{сети} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$
$I_{раб max} < I_{ном}$	$I_{раб max} = 310 \text{ А}$	$I_{ном} = 600 \text{ А}$
$S_2 < S_{2ном}$	$8 \text{ В} \cdot \text{А}$	$30 \text{ В} \cdot \text{А}$
$i_y < i_{дин}$	$15,27 \text{ В} \cdot \text{А}$	$50 \text{ В} \cdot \text{А}$
	$B_{к.расч} = I_{n0}^2 \cdot (t_{отк} + t_{p3}) =$ $= 9^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 3,24 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

Выбран оптический трансформатор напряжения ДНЕЭ-220. Производитель ЗАО «ПРОФОТЕК». Параметры оптического трансформатора напряжения ДНЕЭ-220 представлены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{сети} < U_{ном}$	$U_{сети} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$
$S_2 < S_{2ном}$	$8 \text{ В} \cdot \text{А}$	$30 \text{ В} \cdot \text{А}$

В ОРУ 220 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН–П1–220/163/10/2III(IV)УХЛ1 фирмы ЗАО «ЗЭТО».

5 Релейная защита и автоматика

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

Рассмотрим защиты основных элементов ГЭС: генераторов, трансформаторов и ЛЭП.

5.1 Технические данные защищаемого оборудования

Параметры гидрогенератора представлены в таблице 5.1, а параметры силового трансформатора в таблице 5.2.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип	СВ-835/180-36	
мощность номинальная	полная	111 МВА
	активная	100 МВт
номинальное напряжение		13,8
коэффициент мощности $\cos \phi$		0,9
частота		50 Гц
частота вращения		166,7 об/мин
число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		1
номинальный ток статора		3,857 кА
ток ротора при номинальной нагрузке		1,185 кА
напряжение на колышах ротора при номинальной нагрузке		285 В
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное X_d	0,94
	переходное X'_d	0,30
	сверхпереходное X''_d	0,22
индуктивное сопротивление обратной последовательности X_2		0,39
емкость обмотки статора		0,82 мкФ

Таблица 5.2 – Параметры силового трансформатора

Тип	ТДЦ - 125000/220
мощность номинальная	125
номинальное напряжение	242/13,8
напряжение короткого замыкания	11
группа соединений	Yн/D-11

5.2 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с действующими «Правилами устройства электроустановок» принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

Задачи генератора СВ-835/180-36 – 100 МВ·А:

- продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗв обмотках статора генератора и на его выводах);
 - защита от замыканий на землю обмотки статора генератора;
 - защита от повышения напряжения;
 - защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
 - 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;
 - Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.
- Защиты силового трансформатора ТДЦ-125000/220-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 220 кВ;
 - Резервная максимальная токовая защита;
 - Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформатора блока;
 - Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
 - Реле тока охлаждения трансформатора блока.
 - Защита от потери охлаждения;
 - Защита от перегрева трансформатора.
- Защиты воздушных линий 220 кВ:**
- Дифференциально–фазная высокочастотная защита (от всех видов КЗ);
- Резервные защиты:**
- Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
 - 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю(ТНЗНП);
 - Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);
 - УРОВ 220кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220кВ).

Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:

– Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий

– Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;

– Защита от перегрузки;

– Реле тока охлаждения.

5.3 Расчёт номинальных токов

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные токи на генераторном и на высшем напряжении.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{P_{\text{ном}} / \cos \varphi}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{100 / 0,9}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 4,648 \text{ кА}; \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{I_{\text{нг}}^{(1)} \cdot K_{\text{ cx}}}{K_{\text{ ТТ}}} = \frac{4648 \cdot 1}{8000 / 5} = 2,90 \text{ А}; \quad (5.2)$$

На высшем напряжении распределительного устройства:

$$I_{\text{вн}}^{(1)} = \frac{100 / 0,9}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,291 \text{ кА};$$

Номинальный ток высшего напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{вн}}^{(2)} = \frac{I_{\text{вн}}^{(1)} \cdot K_{\text{ cx}}}{K_{\text{ ТТ}}} = \frac{241 \cdot \sqrt{3}}{600 / 5} = 2,02 \text{ А}; \quad (5.3)$$

5.4 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты

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

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

Благодаря блочной конструкции цифровых терминалов и модульному программному обеспечению, микропроцессорные защиты обеспечивают

высокую адаптацию к конкретной первичной схеме станции в зависимости от объема защищаемого оборудования и различных режимов его работы

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

5.5 Продольная дифференциальная защита генератора

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{\text{С.З.}} < 0,2 \cdot I_{\text{ном}}$) защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах.

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

Номинальный ток генератора: $I_H = 4648 \text{ A}$.

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

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

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = 0,05 \cdot 4648 = 232,4 \text{ A}.$$

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{ср0}} \geq K_H \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_H = 0,1 \cdot I_H, \quad (5.5)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности.

Принимаем уставку: $I_{\text{ср0}} = 0,15 \cdot I_H = 697 \text{ A}$.

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 КЗ равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{МАКС}} \quad (5.6)$$

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

$f_i = 0,1$ – относительная погрешность трансформатора тока;

$K_{\text{одн}} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

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

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''_r}{x_d''} \cdot I_H \quad (5.7)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot \frac{1,13}{0,22} \cdot 4648 = 2387 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_{\text{МАКС}}}, \quad (5.8)$$

где $K_H = 2$ – Коэффициент надежности;

$$K_T > \frac{2387 \cdot 2}{23873,81} = 0,2.$$

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*\text{CP}}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.9)$$

4) Тормозной ток B определяет точку излома характеристики срабатывания.

При выборе B должно выполняться условие:

$$B \geq \frac{I_{*\text{CP}}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.10)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты:

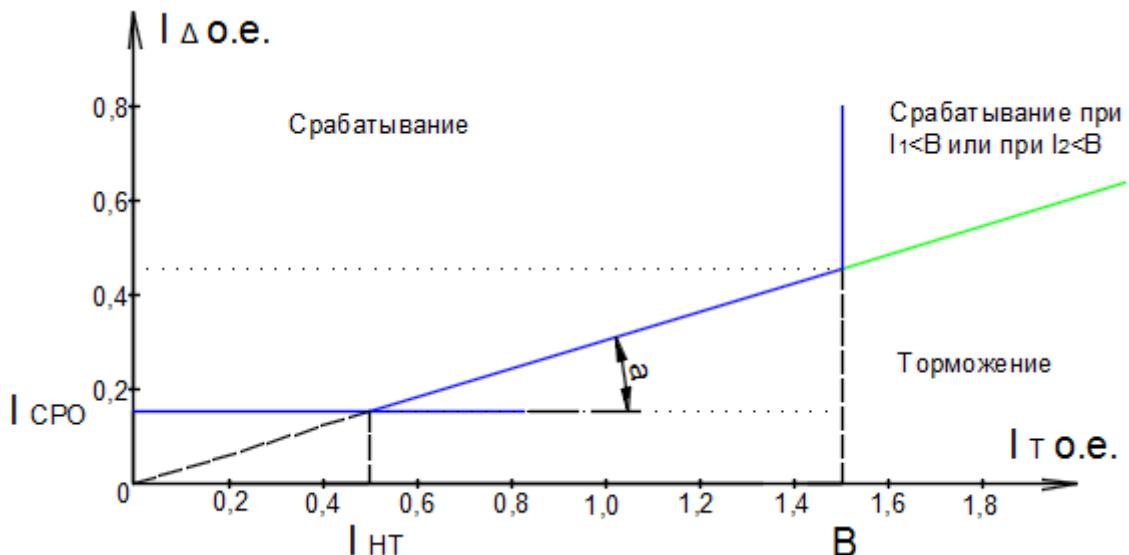


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.6 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1) Первый орган (U_0) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности U_0 и защищает 85-95% витков обмотки статора со стороны фазных выводов; U_0 включается 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.

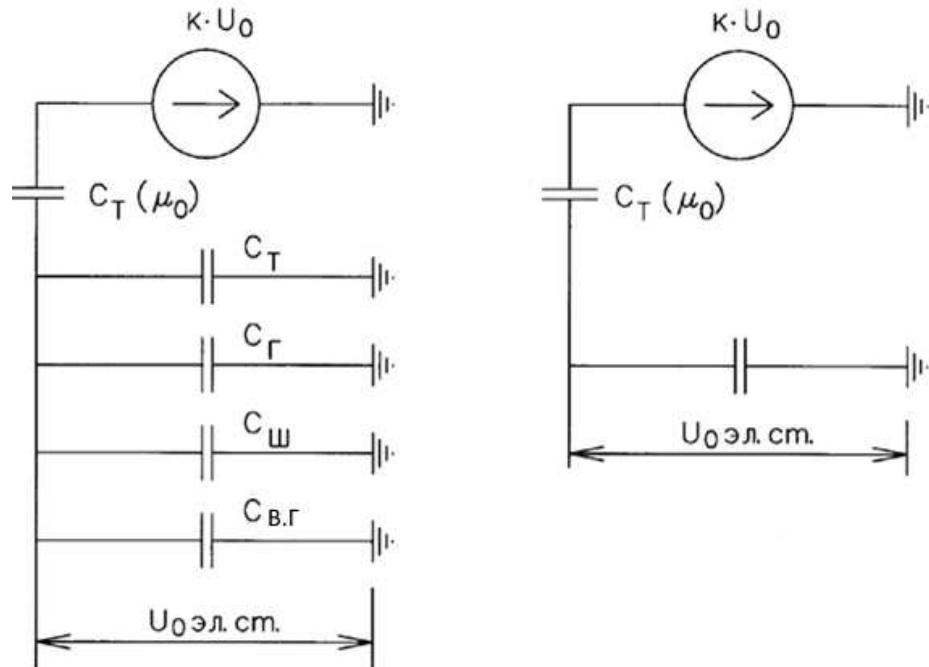


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения $U_{0\text{эл.ст.}}$.

Напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора равно:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3}, \quad (5.11)$$

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ.}$$

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_W + C_{B.G}, \quad (5.12)$$

где $C_T \cdot (\mu_0)$ – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора. Принимается равной 0,009 мкФ/фазу;

C_G – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю. Принимается равной 0,82 мкФ/фазу;

C_T – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю. Принимается равной 0,0073 мкФ/фазу;

C_W – ёмкость шинопровода по отношению к земле. Принимается равной 0,008 мкФ/фазу;

$C_{B,G}$ – ёмкость генераторного выключателя 13,8 кВ. Принимаем равной 0,025 мкФ/фазу.

$$C_{\Sigma} = 0,0073 + 0,82 + 0,008 + 0,025 = 0,86 \text{ мкФ/фазу},$$

Суммарный ёмкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_c = 1,73 \cdot U_{\pi} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 314 \cdot 0,86 = 6,45 \text{ А.} \quad (5.13)$$

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

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.14)$$

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = 0,5 \cdot 46570 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 0,86} = 241 \text{ В.}$$

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

K – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 обмотке ВН трансформатора. В соответствии с Руководящими Указаниями для трансформаторов, работающих с глухозаземлённойнейтралью, принимается равным 0,5;

Напряжение срабатывания защиты определяется по выражению:

$$U_{cp} \geq \frac{K_h}{K_b} \cdot \frac{3}{n_{th}} \cdot U_{0 \text{ эл.ст.}} \quad (5.15)$$

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

n_{th} – коэффициент трансформации ТН;

$K_b = 0,95$ – коэффициент возврата.

$$U_{cp} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} \cdot 241,$$

$$U_{CP} \geq 4,77$$

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

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал; U_{02G} с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5 с 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 третей гармоники и в нейтрали на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,2 + 2} = 0,3 \text{ о. е.} \quad (5.16)$$

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

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

5.7 Защита от повышения напряжения

1) Уставка комплекта $U2>$ выбирается:

$$U_{cp2} = \frac{1,4 \cdot U_h}{n_{TH}}, \quad (5.17)$$

$$U_{cp2} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140\text{В};$$

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:

$$U_{cp1} = \frac{1,2 \cdot U_h}{n_{TH}}, \quad (5.18)$$

$$U_{cp1} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120\text{В};$$

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

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

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

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

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.19)$$

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:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.20)$$

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

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 тока I_2 выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при $t_{\text{МАКС}} = 750$ с.

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{750}} = 0,22. \quad (5.21)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,22}{1,2} = 0,18, \quad (5.22)$$

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

$$I_{2\text{пуск}} = 0,18 \cdot I_H. \quad (5.23)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{*2\text{пуск}} = 0,18$:

$$t_{\text{доп}} = \frac{30}{0,18^2} \approx 926 \text{ с.}$$

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (5.24)$$

$$A_{\text{ИО}} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{CP}}.$$

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

Таблица 5.3 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_H	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	30	83	120	188	333	750

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

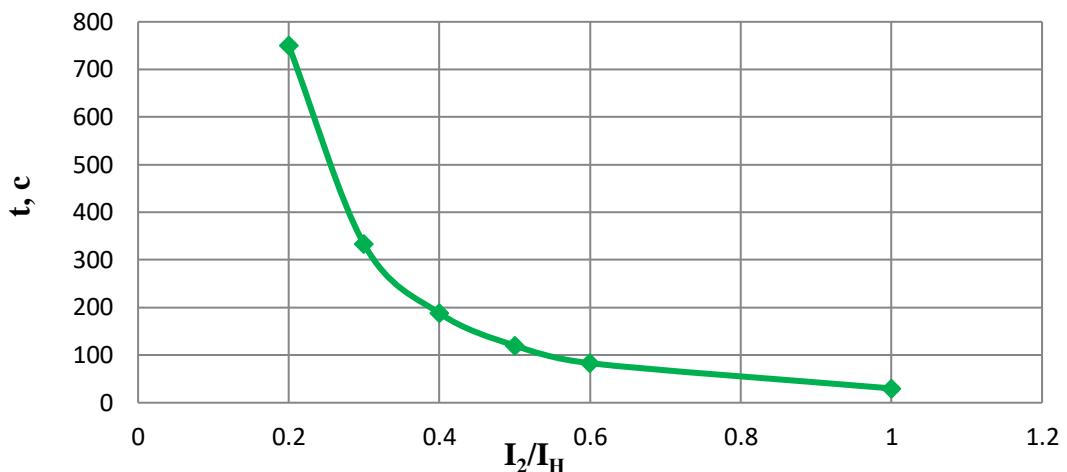


Рисунок 5.3 –Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

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

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. Интегральный орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

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

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

По второму условию:

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

$$I_{KA1} \leq \frac{I_2^2}{K_q} = \frac{1}{1,3 \cdot \left(x_d'' \cdot \left(\frac{U_{BH}}{U_{HH}} \right)^2 + x_{2\Gamma} \cdot \left(\frac{U_{BH}}{U_{HH}} \right)^2 + 2 \cdot x_T \right)}, \quad (5.25)$$

где x_d'' - сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;

x_Γ - сопротивление обратной последовательности генератора;

x_T - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

$$I_{KA1} \leq \frac{1}{1,3 \cdot \left(0,22 \cdot \left(\frac{242}{13,8} \right)^2 + 0,39 \cdot \left(\frac{242}{13,8} \right)^2 + 2 \cdot 0,11 \right)} = 0,007 \text{ о.е.}$$

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

$$I_{2C.3.} \leq \frac{2 \cdot 0,007 \cdot 242}{1,2 \cdot 13,8} = (0,16 \cdot I_H), \quad (5.26)$$

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

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

5.9 Защита от симметричных перегрузок статора

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

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

Уставка сигнального органа равна:

$$I_{1\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 I_H, \quad (5.27)$$

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

$K_B=0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t=9,0$ с.

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

Уставка пускового органа равна:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H, \quad (5.28)$$

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

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

Таблица 5.4 – Интегральная перегрузочная характеристика обмотки статора

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

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

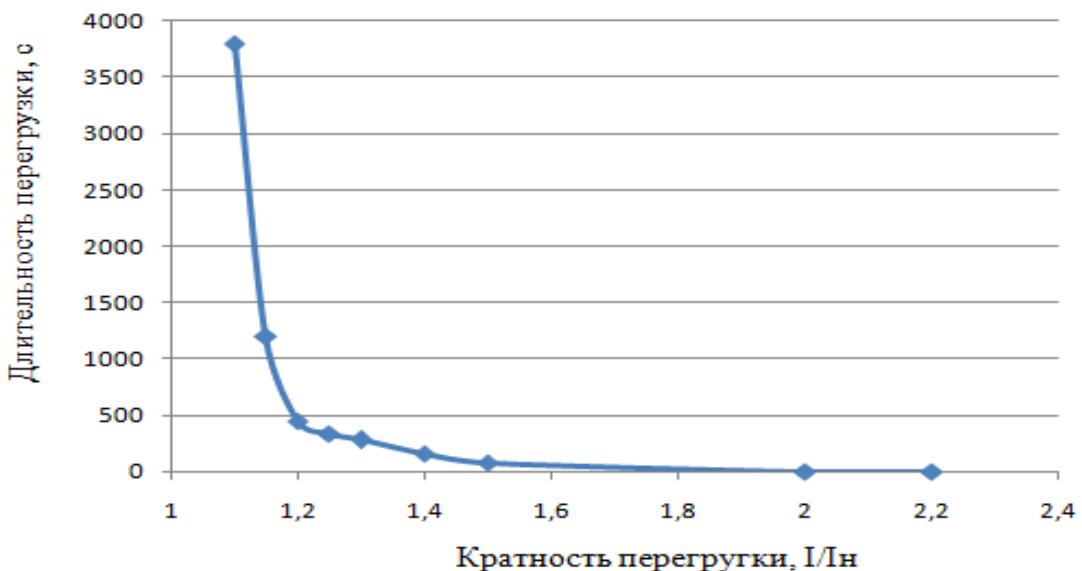


Рисунок 5.4 – Характеристика срабатывания интегрального органа

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

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:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{ном}}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{\text{ном}}, \quad (5.29)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению $U_T <$. Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{\text{CP}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{ном}}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 13800/100} = 66 \text{ В}. \quad (5.30)$$

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

5.10 Дистанционная защита генератора

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

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

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

Согласование производится для условий работы на шинах 220 кВ ГЭС одного блока. Z_1 , приведенное к напряжению 220 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1L}. \quad (5.31)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий количество отходящих линий;

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

Z'_{1L} – сопротивление линии.

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 230^2}{125} = 46,55 \text{ Ом.} \quad (5.32)$$

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot 46,55 + \frac{0,8}{5} \cdot 57,61 = 46,46 \text{ Ом.}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1\text{o.e.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{111}{125} + \frac{0,8}{5} \cdot \frac{111}{230^2} \cdot 57,61 = 0,1. \quad (5.33)$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1\text{o.e.}} \cdot Z_6 = 0,1 \cdot 2,48 = 0,248 \text{ Ом}, \quad (5.34)$$

$$\text{где } Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{15,75^2}{100} = 2,48.$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,248 \cdot \frac{\frac{8000}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 2,87 \text{ Ом.} \quad (5.35)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 2,9 \text{ Ом.}$

Выдержки времени 1 ступени:

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{нагр}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{нагр}}}, \quad (5.36)$$

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

$$Z_{\text{нагр}} = \frac{13800}{\sqrt{3} \cdot 4648} = 1,71 \text{ Ом.}$$

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{в.ном}}}{I_{\text{в.хх}}} - 0,95}{X_d}, \quad (5.37)$$

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

X_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

$$I_{\Phi} = \frac{2 \cdot 2 - 0,95}{0,94} = 3,24 \text{ о. е.}$$

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{nagr.}\phi} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_\phi}, \quad (5.38)$$

$$Z_{\text{nagr.}\phi} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}$$

$$\cos\varphi_{\text{nagr.}\phi} = \frac{\cos\varphi_H}{0,95 \cdot I_\phi}, \quad (5.39)$$

$$\cos\varphi_{\text{nagr.}\phi} = \frac{0,9}{0,95 \cdot 2,5} = 0,38.$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{nagr.}\phi} \approx 68^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{c3II*}} = \frac{Z_{\text{nagr.}\phi}}{K_H}, \quad (5.40)$$

$$Z_{\text{c3II*}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}$$

$$Z_{\text{c3II}} = Z_{\text{c3II*}} \cdot Z_6, \quad (5.41)$$

$$Z_{\text{c3II}} = 0,35 \cdot \frac{15,75^2}{125} = 0,68 \text{ Ом.}$$

Значение уставки на реле составит:

$$Z_{\text{cpII}} = \frac{Z_{\text{c3II}} \cdot n_T}{n_H}, \quad (5.42)$$

$$Z_{\text{cpII}} = \frac{0,69 \cdot 8000/5}{13800/100} = 8 \text{ Ом.}$$

Принимается уставка $Z_{\text{II}} = 8 \text{ Ом.}$

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

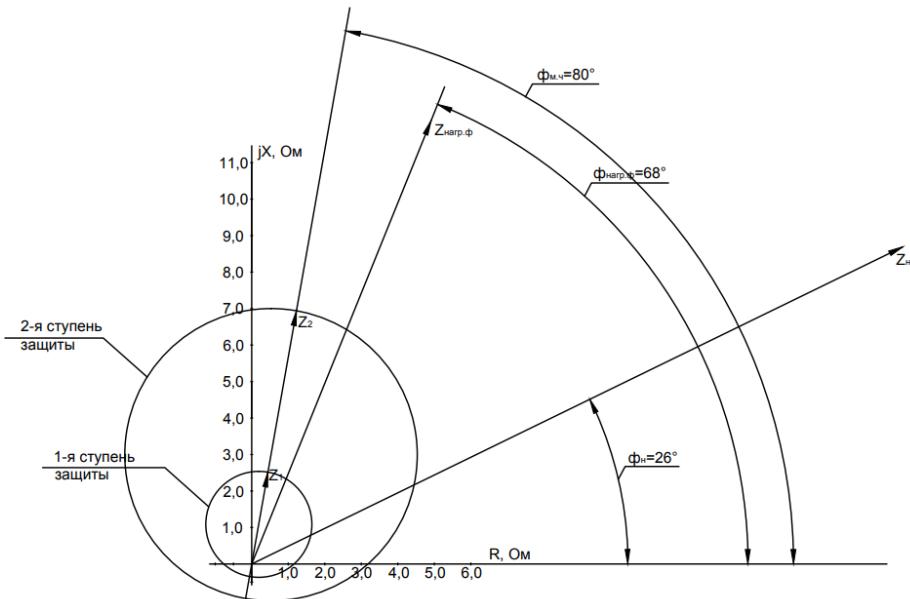


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения: $Z_{смI}=0,35$ Ом, $Z_{смII}=0,96$ Ом.

Выдержка времени второй ступени должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени резервных защит линий. Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей 0,4 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с – на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.11 Защита ротора от перегрузки

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

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

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_h \cdot I_{\text{ном}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{ном}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{ном}}. \quad (5.43)$$

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

$$I_{\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{ном}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{ном}}. \quad (5.44)$$

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

Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

Характеристика перегрузочной способности представлена на рисунке 5.6.

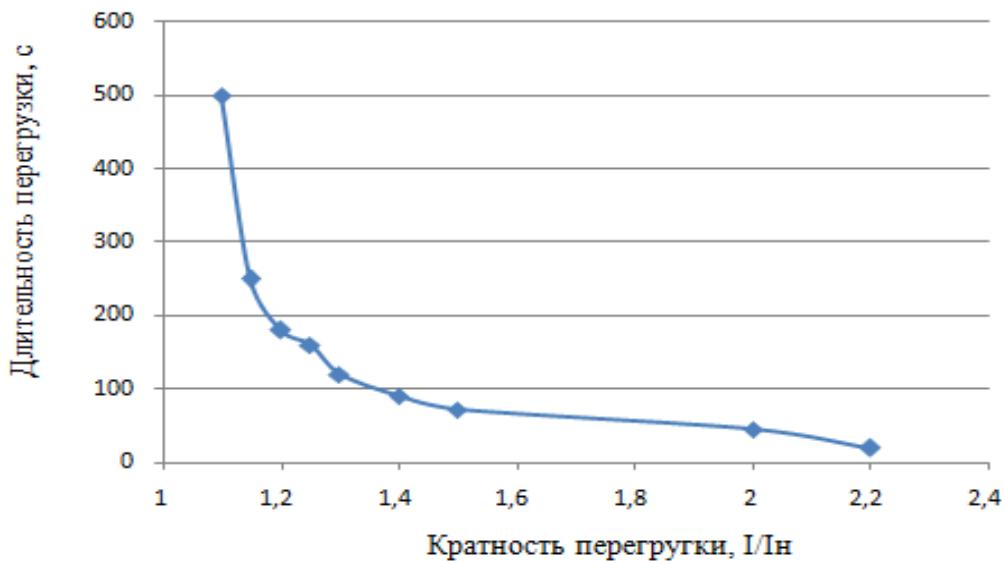


Рисунок 5.6 – Характеристика перегрузочной способности обмотки ротора

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

$$I_{\text{отс}} = \frac{2,15 \cdot I_{\text{ном}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{ном}}. \quad (5.45)$$

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

5.12 Таблица уставок

Уставки защит представлены в приложении В, таблица В.1

6 Компоновка и сооружения гидроузла

6.1 Состав и компоновка гидроузла

В состав сооружения входят:

- водосбросная бетонная плотина гравитационного типа;
- станционная часть плотины;
- левобережная каменно-набросная плотина;
- правобережная бетонная плотина;
- приплотинное здание ГЭС.

6.2 Определение класса плотины и отметки гребня плотины

6.2.1 Определение класса гидротехнического сооружения

Для начала расчётов требуется определить класс будущего гидротехнического сооружения.

Бетонная водосливная плотина на скальном основании высотой в пределах 60-100 м - II класс.

Грунтовая плотина на скальном основании высотой более 80 м - I класс.

Установленная мощность ГЭС - 566 МВт - II класс.

Число жителей в НБ плотины более 3000 - I класс.

На основании этого принимаем I класс сооружения.

6.2.2 Определение отметки гребня плотины

Отметку гребня плотины вычисляем по формуле:

$$\nabla \Gamma \Gamma P = \nabla HPU + h_s \quad (6.1)$$

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

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

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

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – конструктивный запас, $a = 0,8$ м.

Определим высоту ветрового нагона волны по формуле:

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

где $v = 13$ м/с – расчетная скорость ветра;

K_W – коэффициент, зависящий от скорости ветра, для 13 м/с: $K_W = 1,47 \cdot 10^{-6}$;

$L = 1094$ м – длина разгона волны;

$\alpha_w = 0^\circ$;

d – средняя глубина водохранилища перед плотиной:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}}{2} = \frac{583 - 497}{2} = 43 \text{ м} \quad (6.4)$$

Принимаем в первом приближении $\Delta h_{set} = 0$ и находим высоту ветрового нагона волны:

$$\Delta h_{set} = 1,47 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{13^2 \cdot 1094}{9,81 \cdot 43} \cdot \cos 0^\circ = 0,00064 \text{ м}$$

Принимаем $\Delta h_{set} = 0,00064$:

$$\Delta h_{set} = 1,47 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{13^2 \cdot 1094}{9,81 \cdot (43 + 0,5 \cdot 0,00064)} \cdot \cos 0^\circ = 0,00064 \text{ м}$$

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} \quad (6.5)$$

где k_r и k_p – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, который крепится бетонными плитами, $k_r = 1, k_p = 0,9$.

$k_{sp} = 1,1$ принимаем для грунтовой каменно-набросной плотины с заложением откосов $m = 1,5$, при скорости ветра 13 м/с .

$k_{run} = 2,25$ принимается по графикам в зависимости от пологости волны $\frac{\lambda_d}{h_{1\%}} = 9,94$ на глубокой воде, при заложении откоса $m = 1,5$.

Найдем безразмерные величины $\frac{g \cdot L}{V^2}, \frac{g \cdot t}{V}$

$$\frac{g \cdot L}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 1094}{13^2} = 64; \quad (6.6)$$

$$\frac{g \cdot t}{V} = \frac{9,81 \cdot 21600}{13} = 16300 \quad (6.7)$$

где t – время разгона волны, принимается $6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$.

По безразмерным величинам и верхней огибающей кривой снимаем отношения:

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,015 \quad (6.8)$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 1,4 \quad (6.9)$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,09 \quad (6.10)$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 4,2 \quad (6.11)$$

По наименьшей из безразмерных величин определим значения T , \bar{h} из отношений $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$, $\frac{g \cdot T}{V_w}$.

$$\bar{h} = \frac{0,015 \cdot V^2}{g} = \frac{0,015 \cdot 13^2}{9,81} = 0,26 \text{ м} \quad (6.12)$$

$$\bar{T} = \frac{1,4 \cdot V}{g} = \frac{1,4 \cdot 13}{9,81} = 1,86 \text{ с} \quad (6.13)$$

Найдем среднюю длину волны по формуле:

$$\overline{\lambda_d} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{1,86^2 \cdot 9,81}{2 \cdot 3,14} = 5,4 \text{ м} \quad (6.14)$$

Проверка на глубоководность

$$d > 0,5 \overline{\lambda}_d \quad (6.15)$$

$$43 \text{ м} > 2,7 \text{ м}$$

Вывод: условие выполнено, зона глубоководная.

Высота волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны:

$$h_{1\%} = k_i \cdot \bar{h} \quad (6.16)$$

где k_i - коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения $\frac{g \cdot L}{V^2}$, $k_i = 2,1$.

$$h_{1\%} = 2,1 \cdot 0,26 = 0,543 \text{ м}$$

$$h_{run1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 2,25 \cdot 0,543 = 1,21 \text{ м}$$

Превышение гребня грунтовой плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = 1,21 + 0,00064 + 0,8 = 2,01 \text{ м}$$

Таким образом за отметку гребня грунтовой плотины принимаем:

$$\nabla_{ГГП} = 583 + 2,01 = 585,01 \text{ м.}$$

6.3 Гидравлические расчёты бетонной водосливной плотины

6.3.1 Определение ширины водосливного фронта

Выбор типа, числа и размеров отверстий водосливной плотины необходимо производить исходя из требований пропуска расчётного расхода воды основного расчётного случая, затем их число подлежит проверке на поверочный расчётный случай. Пропуск расчётного расхода воды для поверочного случая надлежит выполнять при ФПУ всеми пропускными сооружениями. Исходные данные приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Исходные данные для расчета

$Q_{0,01\%} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{0,1\%} \text{ м}^3/\text{с}$	Отметка дна м	$Q_{\text{агрегата}} \text{ м}^3/\text{с}$	НПУ м	ФПУ м	УНБ м $Q_{0,1\%} = 3381 \text{ м}^3/\text{с}$
3946	3381	497	134,5	583	584	506,6

Расчётный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_{\text{р.осн}} = Q_{\text{max осн}} - (n - 1) \cdot Q_{\text{ГА}} \quad (6.17)$$

где $Q_{\text{max осн}}$ –расчетный максимальный расход для основного расчетного случая с учетом трансформации его водохранилищем принимаемый при обеспеченности 0,1% для I класса сооружений,

$Q_{\text{ГА}}$ – расход через один гидроагрегат,

n – количество гидроагрегатов.

$$Q_{\text{р.осн}} = 3381 - (6 - 1) * 134,5 = 2708,5 \text{ м}^3/\text{с}$$

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}} = 5 \cdot 9,6 = 48 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.18)$$

Удельный расход на водосливе:

$$q_v = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 48 = 60 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.19)$$

где $h_{\text{НБ}} = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{дна}} = 506,6 - 497 = 9,6 \text{ м}$ – глубина воды в НБ, определяется по кривой $Q = f(H)$ при $Q_{\text{max осн}}$;

$[v_h] = 5 \text{ м/с}$ –допустимая скорость на рисберме для скального основания.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}}{q_B} = \frac{2708,5}{60} = 45,14 \text{ м} \quad (6.20)$$

Принимаем $n = 3$ количество пролетов шириной $b=16$ метров, тогда

$$B = 48 \text{ м}$$

Толщина быка по Березинскому:

$$d \geq (0,12 \div 0,16) \cdot b \quad (6.21)$$

$$d \geq (0,12 \div 0,16) \cdot 16 \text{ м}$$

$$d \geq (1,92 \div 2,56) \text{ м}$$

Выбираем бык с $d = 3 \text{ м}$.

Тогда ширина водосливного фронта с учетом быков:

$$B_B = b \cdot n + (n - 1) \cdot d = 16 \cdot 3 + (3 - 1) \cdot 3 = 54 \text{ м} \quad (6.22)$$

6.3.2. Определение отметки гребня водослива

Из формулы расхода водослива методом последовательных приближений предварительно определяем напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления - H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления - H_{02} .

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{2708,5}{0,49 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 8,78 \text{ м} \quad (6.23)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода.

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} \quad (6.24)$$

где $\sigma_{\text{сж}}$ – коэффициент бокового сжатия, определяется по формуле;

σ_n – коэффициент подтопления, первоначально предполагаем что подтопления водослива нет и $\sigma_n = 1,0$.

$$\sigma_{cж} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01}}{b} \quad (6.25)$$

где b - ширина одного пролёта,

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

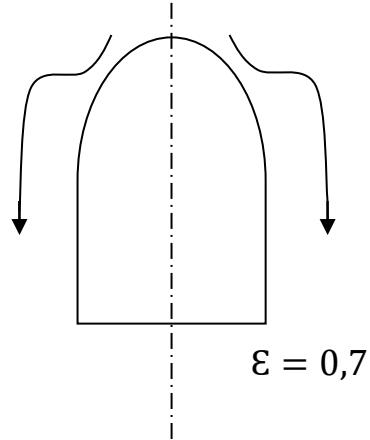


Рисунок 6.1 - Форма боковых устоев

$$\sigma_{cж} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{8,78}{16} = 0,923$$

Отсюда:

$$H_{02} = \left(\frac{2708,5}{0,49 \cdot 0,926 \cdot 1 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,26 \text{ м}$$

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g} \quad (6.26)$$

где V_0 - скорость подхода потока к плотине,

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

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla H_{п} - \nabla H_{A}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_6)} = \frac{2708,5}{(583 - 497) \cdot (48 + 2 \cdot 3)} = 0,61 \text{ м/с} \quad (6.27)$$

Таким образом:

$$H = 9,26 - \frac{1,1 \cdot 0,61^2}{2 \cdot 9,81} = 9,24 \text{ м}$$

Округляем до целого стандартного значения $H_{cm} = 10 \text{ м.}$

Отметка гребня водослива:

$$\nabla ГВ = \nabla НПУ - Нст = 583 - 10 = 573 \text{ м} \quad (6.28)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6 \cdot H_{ct} = 573 + 1,6 \cdot 10 = 589 \text{ м} \quad (6.29)$$

За отметку гребня принимается большее из получившихся значений ($\nabla ГП = 585,01 \text{ м}$ и $\nabla ГБ = 589 \text{ м}$), то есть:

$$\nabla ГГП = \nabla ГБ = 589 \text{ м.}$$

6.3.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

Проверим достаточность водопропускной способности водосливной плотины. Определяется расход поверочного случая, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_p = Q_{max} - n \cdot Q_{agr} = 3946 - 6 \cdot 134,5 = 3139 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.30)$$

где n – количество проектируемых ГА;

Q_{max} – максимальный поверочный расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,01% для I класса сооружений.

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{p\text{пов}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{3139}{0,49 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 9,68 \text{ м} \quad (6.31)$$

Полный напор на водосливе:

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{Q_{p\text{пов}}}{m \cdot \sigma_{cж} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{3139}{0,49 \cdot 0,935 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 10,12 \text{ м} \quad (6.32)$$

Скорость подхода потока к плотине:

$$V_{0\text{пов}} = \frac{Q_{p\text{пов}}}{(\nabla \Phi ПУ - \nabla ДНА) \cdot (B + (n-1)\delta_B)} = \frac{3139}{(584 - 497) \cdot (48 + (3-1) \cdot 3)} = 0,69 \text{ м/с} \quad (6.33)$$

где $\nabla \Phi ПУ$ – отметка форсированного подпорного уровня, предварительно отметку $\Phi ПУ$ – принимаем равной 584 м, которая в дальнейшем уточнится.

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

$$H_{нов} = H_{02\ нов} - \frac{\alpha \cdot v_{0\ нов}^2}{2g} = 10,12 - \frac{1,1 \cdot 0,69^2}{2 \cdot 9,81} = 10,10 \text{ м} \quad (6.34)$$

Определяем расчётную отметку форсированного уровня:

$$\nabla\Phi_{ПУ} = \nabla\Gamma_B + H_{нов} = 573 + 10,10 = 583,10 \text{ м} \quad (6.35)$$

$$583,4 \text{ м} < 584 \text{ м}$$

Расчётная отметка $\nabla\Phi_{ПУ}$ оказалась меньше заданной, следовательно отметки $\nabla\Phi_{ПУ}$ равной 584 метрам, достаточно для пропускной способности водослива.

6.3.4 Построение оголовка водослива по Кригер-Офицерову

Вычисленные координаты для построения оголовка представлены в таблице 6.2, оголовок водосливной плотины на рисунке 6.2.

Таблица 6.2 – Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки $H_{cm} = 10 \text{ м}$.

№	x	y	x*	y*
1	0	0,126	0	1,26
2	0,1	0,036	1	0,36
3	0,2	0,007	2	0,07
4	0,3	0	3	0
5	0,4	0,006	4	0,06
6	0,5	0,027	5	0,27
7	0,6	0,06	6	0,6
8	0,7	0,1	7	1
9	0,8	0,146	8	1,46
10	0,9	0,198	9	1,98
11	1	0,256	10	2,56
12	1,1	0,321	11	3,21
13	1,2	0,394	12	3,94
14	1,3	0,475	13	4,75
15	1,4	0,564	14	5,64
16	1,5	0,661	15	6,61
17	1,6	0,764	16	7,64
18	1,7	0,873	17	8,73
19	1,8	0,987	18	9,87
20	1,9	1,108	19	11,08

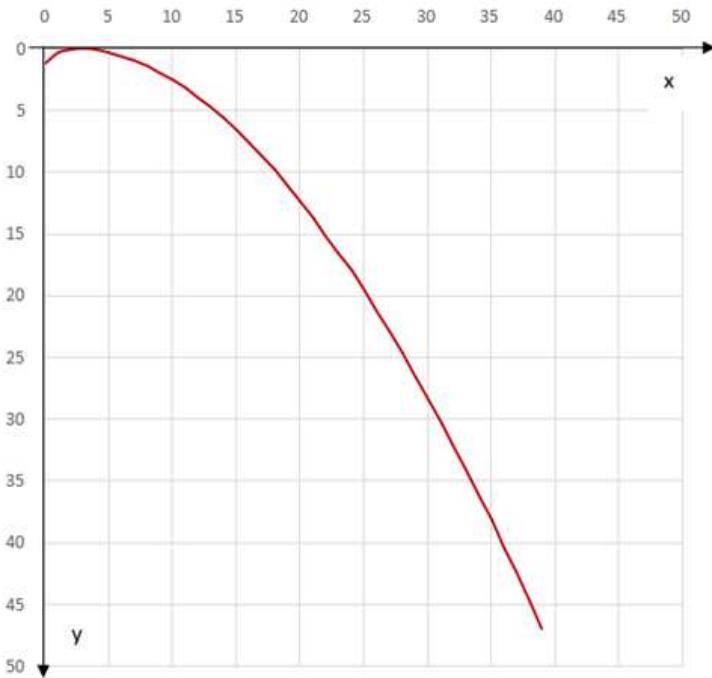


Рисунок 6.2 – Оголовок водосливной плотины

6.3.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Определим вид данного гидравлического прыжка за водосливом.
Критическая глубина:

$$h_{kp} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B+(n-1)\delta_B)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 2708,5^2}{(48+(3-1) \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 6,56 \text{ м} \quad (6.36)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дна} = 583 - 479 = 86 \text{ м} \quad (6.37)$$

Определяем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{kp}} = \frac{86}{6,56} = 13,11 \quad (6.38)$$

Определим сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{kp} = 0,22 \cdot 6,56 = 1,44 \text{ м} \quad (6.39)$$

$$h''_c = \xi_c'' \cdot h_{kp} = 2,9 \cdot 6,56 = 19,02 \text{ м} \quad (6.40)$$

Так как $h''_c = 19,02 \text{ м} > h_{НБ} = 9,6 \text{ м}$, следовательно, прыжок отогнанный.

Выполняем сопряжение бьефов отброшенной струёй.

6.3.6 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Высота от дна до носочка:

$$a = h_{HB\max} + 1,5 = 10,8 + 1,5 = 12,3 \text{ м} \quad (6.41)$$

Отметка носка:

$$\nabla_{HOC} = \nabla_{DNA} + a = 497 + 12,3 = 509,3 \text{ м} \quad (6.42)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_H = \nabla_{HPU} - \nabla_{HOC} = 583 - 509,3 = 73,7 \text{ м} \quad (6.43)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 73,7} = 34,22 \text{ м/с} \quad (6.44)$$

где φ – коэффициент скорости потока, $\varphi = 0,9$.

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{50,2}{34,22} = 1,47 \text{ м} \quad (6.45)$$

$$q = \frac{Q_{расч}}{B_{полн}} = \frac{2708,5}{54} = 50,2 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (6.46)$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{34,22^2}{9,81 \cdot 1,47} = 81,47 \quad (6.47)$$

Дальность отлёта струи:

$$L = k_a \cdot Z_1 \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(\sqrt{\left(1 + \left(\frac{z_0}{z_1} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \sin^2 \alpha} \right)} + 1 \right) = m \quad (6.48)$$

$$L = 0,85 \cdot 73,7 \cdot 0,9^2 \cdot \sin(2 \cdot 30^\circ) \left(\sqrt{1 + \left(\frac{76,4}{73,7} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2(30^\circ)}} + 1 \right) = 91,47 \text{ м.}$$

где K_a – Коэффициент аэрации, $K_a = 0,85$; α – угол наклона носка, $\alpha = 30^\circ$.

$$Z_0 = \nabla HPU - \nabla DNA - h_{HB} = 583 - 497 - 9,6 = 76,4 \text{ м} \quad (6.49)$$

Выполним проверку достаточности отлета струи:

$$0,5 \cdot (\nabla \Gamma P - \nabla DNA) = 0,5 \cdot (589 - 497) = 46 \text{ м} \quad (6.50)$$

$$L = 91,47 \text{ м} > 0,5 \cdot (\nabla \Gamma P - \nabla DNA) = 46 \text{ м} \quad (6.51)$$

Условие $L > 0,5 \cdot (\nabla \Gamma P - \nabla DNA)$ выполнено.

Глубина размыва – яма:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{HB} = 33,81 - 9,6 = 24,21 \text{ м} \quad (6.52)$$

$$\text{где } t = \left(0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}\right) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{HE}}{d}} \cdot h_{\text{раз}} = \left(0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{81,47}\right) \cdot \sqrt{81,47} \cdot \sqrt[4]{\frac{9,6}{1}} \cdot 1,47 = 33,81 \text{ м} \quad (6.53)$$

где d – средняя крупность отдельностей, принимаем $d=1$ м.

Расстояние от плотины до центра ямы размыва определяют по формуле:

$$L_1 = L + \frac{t}{\tan \alpha_1} = 91,47 + \frac{33,81}{0,524} = 155,93 \text{ м} \quad (6.54)$$

где α_1 – угол входа струи в воду.

$$\tan \alpha_1 = \sqrt{\tan^2 \alpha + \frac{2 \cdot g (0,5 \cdot h_H \cdot \cos \alpha + a - h_{HB})}{V_H^2 \cdot \cos^2 \alpha}} \quad (6.55)$$

$$\tan \alpha_1 = \sqrt{\tan^2(30) + \frac{2 \cdot 9,81 (0,5 \cdot 1,47 \cdot \cos(30) + 12,3 - 9,6)}{34,22 \cdot \cos^2(30)}} = 0,524$$

где a – высота уступа над дном.

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уравнение размытого русла равна:

$$b_p = 2,5 h_{kp} + 3,7 h_{\text{раз}} = 2,5 \cdot 6,56 + 3,7 \cdot 24,21 = 106 \text{ м} \quad (6.56)$$

6.3.7 Пропуск расходов через глубинные водосбросы в грунтовой плотине ГЭС

Для безопасного сброса воды в нижний бьеф в зимний период в случае аварии или ограничения выработки предусматриваем глубинный водосброс в грунтовой плотине в виде железобетонных трубопроводов.

Пропускная способность водосброса, предназначена для работы в зимний период, должна определяться из условия обеспечения сработки полезной емкости водохранилища к началу весеннего половодья.

$$V_{НПУ} = 12,71 \text{ км}^3 - \text{объем водохранилища при НПУ};$$

$$V_{УМО} = 4,83 \text{ км}^3 - \text{объем водохранилища при УМО};$$

$$V_{\text{полезн}} = 12,71 - 4,83 = 7,88 \text{ км}^3 - \text{полезный объем водохранилища};$$

$$V_{\text{полезн}} = 7,88 \cdot 10^9 \text{ м}^3.$$

Время сработки водохранилища 7 месяцев.

$$t = 7 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60 = 18144000 \text{ с}$$

$$Q_{cp} = \frac{V_{\text{полезн}}}{t} = \frac{7,88 \cdot 10^9}{18144000} = 434,3 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.57)$$

$$\nabla HБ = 498,5 \text{ м}, - \text{отметка НБ при } Q_{cp};$$

$$\nabla дна = 497 \text{ м};$$

$$\nabla HПУ = 583 \text{ м.}$$

Расчет сечения водосброса:

Порог выходного отверстия водосброса располагаем на $\nabla = 533,2 \text{ м}$.
Принимаем толщину железобетонной трубы 0,2 м.

Задаемся высотой отверстия водосброса $h = 3 \text{ м}$, так как глубина $\nabla HБ = 498,5 \text{ м}$, а верх отверстия на $\nabla = 536,2 \text{ м}$, то выходное отверстие не затопленное.

При незатопленном выходном отверстии:

$$Q = \mu \omega \sqrt{2gH_{eo}} \quad (6.58)$$

где $Q = 434,3 \text{ м}^3/\text{с}$.

$H_{eo} = \nabla HПУ - \nabla \text{Вых. отв} = 583 - 534,7 = 48,3 \text{ м}$ - напор над центром выходного отверстия;

ω - площадь выходного отверстия;

$\mu = 0,80$ - коэффициент расхода.

$$\omega = \frac{Q}{\mu \sqrt{2gH_{bo}}} = \frac{434,3}{0,80 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 48,3}} = 17,64 \text{ м}^2 \quad (6.59)$$

Сечения отверстий прямоугольное, то

$$\omega = b \cdot h \quad (6.60)$$

где b - ширина отверстий;

Тогда ширина отверстий:

$$b = \frac{\omega}{h} = \frac{17,64}{3} = 5,88 \text{ м} \quad (6.61)$$

Округляем до стандартного значения $b = 6 \text{ м}$.

Принимаем, количество отверстий $n=2$, высотой $h = 3 \text{ м}$, шириной $b = 3 \text{ м}$.

Порог входного отверстия располагаем на $\nabla = 556,6 \text{ м}$.

Размеры входного отверстия принимаем конструктивно, высота $h = 4,5 \text{ м}$, ширина $b = 3,5 \text{ м}$.

6.4 Конструирование плотины

6.4.1 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 (рис. 6.3).

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

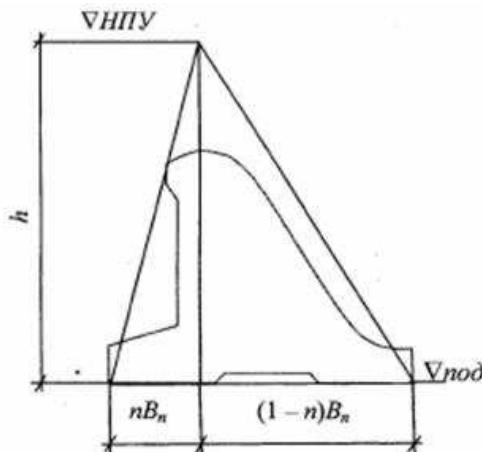


Рисунок 6.3 – Схема треугольного профиля плотины.

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:

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w}(1-n)+n(2-n)-\alpha_1}} \quad (6.60)$$

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;

$$h = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 583 - 497 = 86 \text{ м} \quad (6.61)$$

где $\nabla \text{ПОД} = \nabla \text{дна} = 497 \text{ м}$.

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

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n \cdot h}{\operatorname{tg}\varphi \left(\frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)} \quad (6.62)$$

где γ_n – коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения. Для I класса сооружения $\gamma_n = 1,25$;

$\operatorname{tg}\varphi$ – коэффициент трения бетона по грунту, принимаемый для скалы 0,7.

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

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

n	B_n^I	B_n^{II}
0	80,83	62,39
0,1	76,79	63,23
0,12	76,03	63,44
0,15	74,91	63,79
0,3	69,81	66,15
0,6	61,43	75,43
0,8	56,88	88,70

Точка пересечения кривых определит искомую ширину подошвы водосливной плотины.

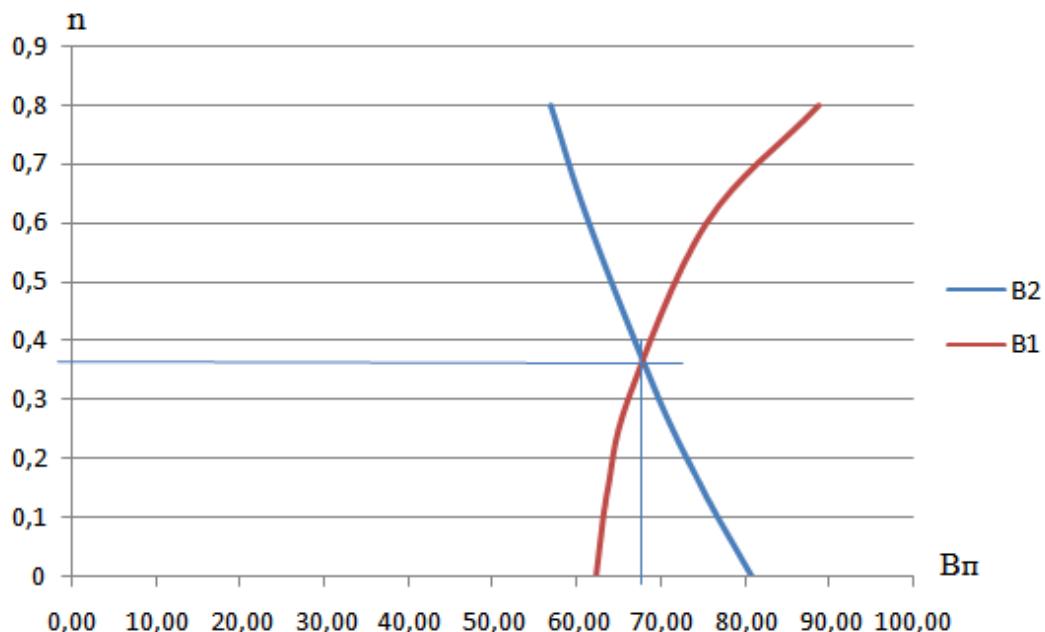


Рисунок 6.4 – Пересечение кривых $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$

Графики пересекаются в точке $n = 0,37$ и $B_n = 68$ м.

6.4.2 Разрезка бетонной плотины швами

Бетонная плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции. В плотинах на скальных основаниях устройство этих швов обеспечивает свободное развитие температурных и усадочных деформаций, и поэтому они называются температурно-усадочными. Эти швы, как правило, располагают на равных расстояниях по длине плотины, зависящих от климатических условий и температурного режима плотины в период эксплуатации. Разрезаем плотину температурно-усадочными швами с интервалом 19 м по осям бычков. Расположение швов увязывается со строительными условиями и расположением отверстий в плотине (чтобы не перерезать отверстий), а также с разрезкой на блоки бетонирования.

Температурные швы по контуру плотины принимаем равномерными с постоянной шириной в 1 см.

Ширину раскрытия температурных швов, образуемых путём покраски поверхности блока битумом принимаем 5 мм. При этом учитывают, что при самой высокой температуре среды шов замкнётся, а при самой низкой максимально раскроется.

6.4.3 Быки

Ширина пролетов $b=16$ м, толщина быка по формуле Березинского принимается в диапазоне от $0,12 \cdot b$ до $0,16 \cdot b$. Толщина разрезного быка принимаем равной 3 м. Разрезной бык состоит из двух полу быков. При этом

толщину пазового перешейка для полу-быка назначаем 0,8 м. Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму.

Пазы для плоского рабочего затвора принимаем шириной 1,6 м, пазы для ремонтного затвора принимаем шириной 0,5 м. Для обеспечения условий проведения ремонтных работ для ремонтного затвора размещаем пазы со стороны ВБ на расстоянии 1,5 м от рабочего затвора.

Ширина плотины по гребню включает в себя ширину пешеходной дорожки, автодороги и место для движения крана. На гребне проектируем дорожку для людей общей шириной – 3 м, проезжую часть шириной – 6 м и место под кран – 6 м. Общая ширина сооружения по гребню 15 м. Ширина плотины по гребню может измениться при расчётах сооружения на прочность и устойчивость, но не может быть меньше заданной величины.

6.4.4 Устои

При проектировании учитываем, что высота плотины более 40м, соответственно сопряжение бетонной плотины с грунтовой осуществляется за счет введения глухой бетонной плотины в грунтовую. Между станционной и водосливной частью плотины устраиваем разделительный устой для уменьшения попадания брызг отбрасываемой струи на здание ГЭС.

6.4.5 Дренаж тела бетонной водосливной плотины

Вдоль напорной грани плотин следует предусматривать устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в продольные галереи.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа должно быть не менее 2 м при соблюдении условия:

$$a_{dp} \geq \frac{H \cdot \gamma_n}{I_{kp,m}} \quad (6.63)$$

$$a_{dp} \geq \frac{84 \cdot 1,25}{25} = 4,2 \text{ м},$$

где $H = \nabla \text{НПУ} - \nabla K = 583 - 499 = 84 \text{ м}$ – напор над расчетным сечением;

∇K – отметка пола галереи цементационной завесы и дренажной галереи;

$\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности по ответственности сооружения

$I_{kp,m} = 25$ – критический средний градиент напора для бетона плотины.

Расстояние от напорной грани до вертикальной дренажной скважины принимаем 5 м, диаметр скважины принимаем равным 0,3 м.

6.4.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. Смотровые галереи расположены через 15 м по высоте, размером 1,5x2 м. Одна из продольных галерей спроектирована выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Поэтому устраиваем галерею цементационной завесы и дренажную галерею, их размеры из практических рекомендаций принимаем с учетом работающей техники 3,5x4м.

6.4.7 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

В основании плотины, стоящей на скале, устраиваем противофильтрационные элементы: цементационную завесу и вертикальный дренаж.

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

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B_{\pi} = 0,1 \cdot 68 = 6,8 \text{ м.} \quad (6.64)$$

где B_{π} - ширина подошвы плотины.

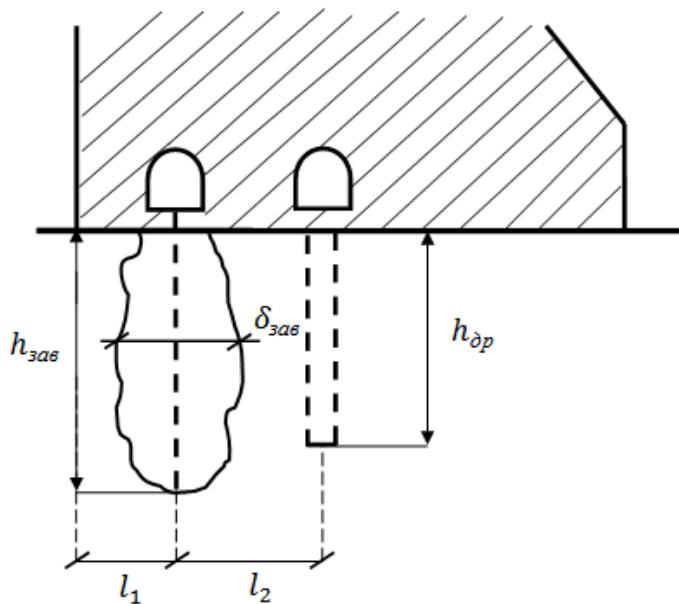


Рисунок 6.5 – Схема цементной завесы и вертикального дренажа

Расстояние l_2 принимается конструктивно $l_2 = 5 \text{ м.}$

Глубина цементной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{\text{max}} = 0,6 \cdot 85 = 51 \text{ м} \quad (6.65)$$

где H_{max} – максимальный напор,

$$H_{\text{max}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБmin} = 583 - 498 = 85 \text{ м} \quad (6.66)$$

где $\nabla \text{НБmin} = 498 \text{ м}$ - минимальная отметка НБ соответствует пропуску водохозяйственного расхода.

Толщина цементной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H}{J_{\text{кр}}} \cdot \gamma_h \quad (6.67)$$

где ΔH – напор, действующий на завесу;

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

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

По эпюре фильтрационного давления для гравитационной плотины с цем. завесой в основании находим ΔH :

$$\Delta H = H_d - H_{as} \quad (6.68)$$

где H_d – полный фильтрационный напор;

H_{as} – напор на цем. завесе (рассчитано в п. 6.5).

$$\Delta H = 85 - 34 = 51 \text{ м.}$$

Таким образом:

$$\delta_{\text{зав}} \geq \frac{51}{15} \cdot 1,25 = 4,25 \text{ м.}$$

Глубина дренажа:

$$h_{\partial p} = 0,5 \cdot h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 51 = 25,5 \text{ м} \quad (6.69)$$

Диаметр дренажных скважин принимается 0,3 м, расстояние между ними 2,5 м.

6.5 Фильтрационные расчеты

Расчеты проводят для основного расчетного случая: отметка верхнего бьефа соответствует $\nabla\text{НПУ} = 583$ м, нижнего бьефа - $\nabla\text{УНБ}_{\min} = 498$ м, при пропуске водохозяйственного расхода $Q_{\text{вхк}} = 320\text{м}^3/\text{с}$.

Проведем фильтрационный расчет плотины на скальном основании. Для гравитационной плотины с цем. завесой в основании (I класс сооружения). Эпюра фильтрационного противодавления для плотин (рис. 6.6):

$$\frac{H_{as}}{Hd} = 0,4 \quad (6.70)$$

$$\frac{H_{dr}}{Hd} = 0,2 \quad (6.71)$$

где H_{as} – напор на цем. завесе;

H_{dr} – напор на дренаже.

Зная величину $H_d = 583 - 498 = 85$ м, вычисляем из соотношений H_{as} и H_{dr} .

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 85 = 34 \text{ м.} \quad (6.72)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 85 = 17 \text{ м.} \quad (6.73)$$

Геометрические параметры эпюры фильтрации:

$H_t = 1$ м;

$H_{as} = 34$ м;

$H_u = 86$ м;

$H_d = 85$ м.

$H_{dr} = 17$ м.

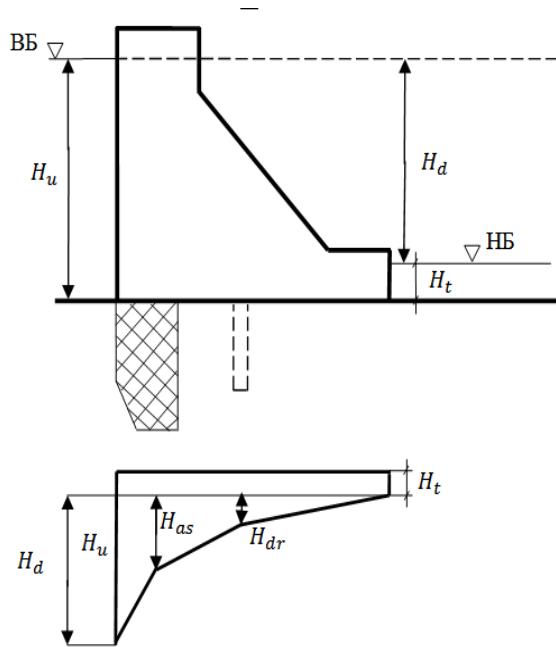


Рисунок 6.6 – Эпюра фильтрационного противодавления для плотин на скальном основании

6.6 Определение основных нагрузок на плотину

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

Основной расчетный случай - нормальный эксплуатационный при НПУ в верхнем бьефе и минимальном уровне нижнего бьефа (при $Q_{вхк} = 320 \text{ м}^3/\text{с}$)

6.6.1 Вес сооружения

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

$$S_{пл} = 3093 \text{ м}^2;$$

$$S_6 = 3345 \text{ м}^2.$$

Вес 1п.м. водосливной части плотины:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot \gamma_b}{b+d} = \frac{3093 \cdot 16 \cdot 24}{16+3} = 62511,16 \text{ кН/м} \quad (6.74)$$

где γ_b – плотность бетона;

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

b – ширина пролета;

d – толщина быка.

Вес быка плотины определяется аналогично:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot d \cdot \gamma_6}{b + d} = \frac{3345 \cdot 3 \cdot 24}{16 + 3} = 12676 \text{ кН/м} \quad (6.75)$$

где S_6 — площадь поперечного сечения быка.

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

$$Q_3 \approx 0.055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g \quad (6.76)$$

где f — площадь затвора:

$$f = (\nabla\Phi_{ПУ} - \nabla\Gamma_{В} + 0,5) \cdot b = (584 - 573 + 0,5) \cdot 16 = 184 \text{ м}^2 \quad (6.77)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 184 \cdot \sqrt{184} \cdot 9,81 = 1346,66 \text{ кН.}$$

Вес затвора приводится к 1 п.м.:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{1346,66}{16 + 3} = 70,88 \text{ кН/м} \quad (6.78)$$

6.6.2 Сила гидростатического давления воды

Силу гидростатического давления воды определяют по формулам гидравлики. Эпюры гидростатического давления на верховую и низовую грани бетонной плотины имеют форму равнобедренного прямоугольного треугольника.

Сила гидростатического давления воды со стороны верхнего бьефа для основного случая:

$$T_b = \frac{\gamma_w \cdot h_1^2}{2} = \frac{10 \cdot 86^2}{2} = 36980 \text{ кН/м} \quad (6.79)$$

где $h_1 = \nabla\Phi_{ПУ} - \nabla\text{подошвы} = 583 - 497 = 86 \text{ м,}$
 $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$ — удельный вес воды,

- со стороны нижнего бьефа:

$$T_h = \frac{\gamma_w \cdot h_2^2}{2} = \frac{10 \cdot 1^2}{2} = 5 \text{ кН/м} \quad (6.81)$$

где $h_2 = \nabla \text{УНБ}_{min} - \nabla \text{подошвы} = 498 - 497 = 1 \text{ м}$, (6.82)

6.6.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Силу взвешивающего давления определяют по формуле:

$$W_{взб} = B_n \cdot h_{НБ} \cdot \gamma_w = 68 \cdot 1 \cdot 10 = 680 \text{ кН/м} \quad (6.83)$$

где $B_n = 68 \text{ м}$ – ширина подошвы водосливной плотины;
 $h_{НБ} = 1 \text{ м}$ – глубина воды в НБ, при $Q_{вхк}$.

6.6.4 Сила фильтрационного давления

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_\phi = \gamma_w \cdot S_\phi = 10 \cdot 1010 = 10100 \text{ кН/м} \quad (6.84)$$

где S_ϕ – площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины, равна 1010 м^2 .

6.6.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_h = \gamma_h \cdot h_h \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_h}{2} \right) = 10 \cdot 10 \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{20^\circ}{2} \right) = 49 \text{ кПа} \quad (6.85)$$

где γ_h – удельный вес наносов во взвешенном состоянии $\gamma_h = 10 \text{ кН/м}^3$;
 h_h – толщина слоя наносов $h_h = 10 \text{ м}$;
 φ_h – угол внутреннего трения для наносов, $\varphi_h = 20^\circ$.

Равнодействующая давления наносов:

$$E_h = \frac{p_h \cdot h_h}{2} = \frac{49 \cdot 10}{2} = 245 \text{ кН} \quad (6.86)$$

6.6.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном расчетном случае может быть определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot \gamma_w \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right); \quad (6.87)$$

где $h_{1\%}$ - высота волны 1%-ной обеспеченности;

$\bar{\lambda}$ - средняя длина волны;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,543^2}{5,4} = 0,17 \text{ м} \quad (6.88)$$

Параметры волн определены в п.1.

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 0,543 \left(\frac{5,4}{3,14} + \frac{0,17}{2} \right) = 4,88 \text{ кН/м}$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{5,4}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 0,543 = 0,65 \text{ м} \quad (6.89)$$

Плечо силы относительно оси вращения моментов:

$$y_{\text{волн}} = \Delta \text{НПУ} - \Delta \text{ПОД} - y_c = 583 - 497 - 0,65 = 85,35 \text{ м} \quad (6.90)$$

6.7 Расчёт прочности плотины

Все напряжения считаем относительно горизонтального сечения подошвы.

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

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Для удобства расчёта составим таблицу 6.4, в которую внесем все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Таблица 6.4 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай			
			расчетная сила, кН	сила с учетом γ_f , кН	плечо, м	момент, кНм
T _в	1	→	36980	36980	28,66	1059846,8
T _н	1	←	5	5	0,33	-1,7
G _б	0,95	↓	12676	12042	11,65	-140289,3
G _{пл}	0,95	↓	62511,16	59385,60	9,97	-592074,4
W _{взв}	1	↑	680	680	0	0
W _ф	1	↑	10100	10100	17,25	174225
q _з	0,9	↓	70,88	63,79	31,2	-1990,2
W _{волн}	1	→	4,88	4,88	85,35	416,5
E _н	1,2	→	245	294	3,33	979
ΣN		↓↑			60711	
ΣM					501112	

Расчёт краевых напряжений для основного случая в горизонтальном сечении плотины (при расчёте на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{\pi}} + \frac{6 \cdot \sum M}{B_{\pi}^2} \quad (6.91)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

B_{π} – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_y^u = -\frac{60711}{68} + \frac{6 \cdot 501112}{68^2} = -242,58 \text{ кН/м}^2$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) \quad (6.92)$$

где $H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 583 - 497 = 86 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

m_u – заложение верховой грани на уровне расчётного сечения, $m_u = 0$;

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) \quad (6.93)$$

$$\sigma_x^u = -242,59 \cdot 0 - 10 \cdot 86 \cdot (1 - 0) = -860 \text{ кН/м}^2$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \quad (6.94)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_{\text{в}} \cdot H_d^u \cdot m_u^2 \quad (6.95)$$

$$\sigma_1^u = -242,58 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 86 \cdot 0 = -242,58 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_{\text{в}} \cdot H_d^u = -10 \cdot 86 = -860 \text{ кН/м}^2 \quad (6.96)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_{\Pi}} - \frac{6 \cdot \sum M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{60711}{68} - \frac{6 \cdot 501112}{68^2} = -1543,05 \text{ кН/м}^2 \quad (6.97)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) \quad (6.98)$$

$$\sigma_x^t = -1543,04 \cdot 0,75^2 - 10 \cdot 1 \cdot (1 - 0,75^2) = -872,34 \text{ кН/м}^2$$

где $m_t = \operatorname{ctg} \alpha_2$, где $\alpha_2 = 53^\circ$ – угол между низовой гранью и линией подошвы.
 $H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{min} - \nabla \text{ПОД} = 498 - 497 = 1 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t \quad (6.99)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 1 - 1543,04) \cdot 0,75 = 1149,78 \text{ кН/м}^2$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 1 = -10 \text{ кН/м}^2 \quad (6.100)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 \quad (6.101)$$

$$\sigma_3^t = -1543,04 \cdot (1 + 0,75^2) + 10 \cdot 1 \cdot 0,75^2 = -2405,38 \text{ кН/м}^2$$

Для наглядности все расчёты сведём в таблицу 6.5.

Таблица 6.5 – Напряжения, возникающие в плотине

Напряжение	Напорная грань, кН/м ²	Низовая грань, кН/м ²
σ_y	-242,58	-1543,05
σ_x	-860	-872,34
τ_{xy}	0	1149,78
σ_1	-242,58	-10
σ_3	-860	-2405,38

6.7.1 Критерии прочности плотины

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

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_{3 \max}| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b \quad (6.102)$$

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

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчётного случая

$\gamma_{lc} = 1$;

γ_{cd} – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая

$\gamma_{cd} = 0,9$;

$$R_b \geq \frac{1,25 \cdot 1 \cdot 2405,38}{0,9} = 3327 \text{ кН/м}^2$$

Из данного условия предварительно принимаем бетон класса В7,5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 4500 \text{ кН/м}^2$,

$$4500 \text{ кН/м}^2 \geq 3327 \text{ кН/м}^2.$$

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

$$\sigma'_y < 0$$

$$- 242,58 \text{ кН/м}^2 < 0$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.103)$$

$$\text{где } H_d^u = \text{НПУ} - \text{НПУ подошвы} = 583 - 497 = 86 \text{ м} \quad (6.104)$$

$$242,58 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 86.$$

$$242,58 \text{ кН/м}^2 \geq 215 \text{ кН/м}^2$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.8 Расчёт устойчивости плотины на сдвиг

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.

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n \quad (6.105)$$

$$\begin{aligned} R &= (G_{\text{пл}} + G_B - W_{\text{взв}} - W_\phi + q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega = \\ &= (59385,60 + 12042 - 680 - 10100 + 63,79) \cdot \\ &\cdot 0,7 + 68 \cdot 100 = 49297,97 \text{ кН/м} \end{aligned} \quad (6.106)$$

где $\tan \varphi = 0,7$ – внутреннее трение для грунта основания;

$c = 100 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для скалы;

$\omega = B_{\text{п}} \cdot 1 = 68 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$F = T_B - T_H + W_{\text{волн}} + E_H = 36980 - 5 + 4,88 + 294 = 37273,88 \text{ кН/м.} \quad (6.107)$$

Таким образом, условие на сдвиг принимает вид:

$$\frac{49297,97 \cdot 0,95}{37273,88 \cdot 1} \geq 1,25$$

$$1,26 \geq 1,25$$

По проведённым проверкам можем утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности при основном сочетании нагрузок. А также является экономичным. Запас по надёжности плотины обеспечивает её устойчивость.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Требования по охране труда и техники безопасности

Одной из основных задач по обеспечению безопасных условий труда на Тузалинской ГЭС является создание структурного подразделения по охране труда.

Служба по охране труда и производственного контроля выполняет следующие задачи:

- организовывает работы по охране труда;
- осуществляет технический и технологический надзор за эксплуатацией оборудования, зданий и сооружений;
- осуществляет производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах;
- осуществляет контроль за организацией противопожарного режима и соблюдением требований пожарной безопасности;
- организовывает и координирует природоохранную деятельность.

Для всех работников станции разрабатываются должностные инструкции и инструкции по охране труда.

Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей руководствоваться должностными инструкциями. Должностная инструкция – это организационно–правовой документ, в котором определяются основные функции, обязанности, права и ответственность сотрудника организации при осуществлении им деятельности в определенной должности.

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно–правовых актов по охране труда, таких как:

- ГОСТ 12.0.230–2007 Межгосударственный стандарт «Система стандартов безопасности труда. Системы управления охраной труда. Общие требования» Приказ Ростехрегулирования от 10.07.2007 N 169–ст (ред. от 31.10.2013);
- «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» приказ министерства труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 №328н (изм. на 19.02.2016 г.);
- РД 153–34.0–03.301–00. – «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий»;
- другие нормативные документы в сфере охраны труда.

Руководители и работники предприятия несут в соответствии с Законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести или привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу.

На Тузалинской ГЭС должен быть организован кабинет по охране труда, являющийся организационным и учебно–методическим центром по работе с персоналом.

Основная цель улучшения условий труда – обеспечение безопасности труда, сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве.

Улучшение условий труда будет давать и экономические результаты: рост прибыли; сокращение затрат, связанных с компенсациями: за работу с вредными и тяжелыми условиями труда, с травматизмом, профессиональной заболеваемостью. Основным документом в нормативно–технической документации является нормативный акт «Система стандартов безопасности труда» (изм. 27.04.2017).

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, а также по электро-, пожаро-, взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройти проверку знаний, работнику, прошедшему проверку знаний по охране труда, выдается удостоверение о проверке знаний.

Электроустановки Тузалинской ГЭС должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Все металлические части электроустановок и электрооборудования, на которых может возникнуть напряжение вследствие нарушения изоляции, должны быть занулены в соответствии с требованиями РД 153–34–03.205–2001 «Правила безопасности при обслуживании гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций».

При расположении электроустановок с большим током замыкания на землю необходимо выполнять следующие мероприятия:

1) все прилегающие здания должны быть включены в общий контур заземления;

2) должны приниматься меры к выравниванию потенциалов внутри производственных помещений;

3) вокруг зданий на расстоянии 1 м от стен на глубине 1 м должен быть проложен проводник, соединенный с заземляющими проводниками внутри здания, а у входов и въездов в здания должно быть выполнено выравнивание потенциалов путем прокладки дополнительных полос с постепенным заглублением;

4) вокруг зданий следует устраивать асфальтированные отмостки шириной 1–1,5 м.

Так как токи короткого замыкания на землю в рассматриваемых установках имеют большие значения, должна быть обеспечена термическая стойкость заземляющих проводников. Сечения заземляющих проводников должны быть выбраны такими, чтобы при протекании по ним расчетных токов однофазных замыканий на землю температура их за время, до срабатывания основной защиты не превысила допустимой (400°C).

На Тузалинской ГЭС будут разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

Рабочие инструкции по охране труда должны быть разработаны для всех подразделений.

7.2 Пожарная безопасность

Комплекс мероприятий по предотвращению пожара, ограничению его распространения и средства пожаротушения на гидроэнергетических объектах предусматривается в соответствии с Федеральным законом о "Пожарной безопасности", государственными и ведомственными нормативными документами. Охрана труда и техника безопасности на предприятии, в том числе, подразумевает обучение пожарной безопасности для персонала и руководителей.

Так как территория будущего гидроузла находится в малонаселенной зоне, предусматривается устройство пожарной части в непосредственной близости от станции, обслуживающую как гидроузел, так и близлежащие населенные пункты.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта, автоматическим пуском системы пожаротушения.

Контроль за противопожарным состоянием объекта осуществляется с помощью датчиков пожаротушения, которыми оснащаются объекты.

На генераторах ГЭС в качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей гидроагрегата размещают дренчерные кольцевые трубопроводы. Включение систем пожаротушения – автоматическое, с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора.

Тушение трансформаторов осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. По периметру трансформатора монтируются на безопасном расстоянии кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители. Предусмотрены специально установленные емкости, куда будет сливаться водно-масляная смесь, образующаяся во время тушения пожара. В этом маслосборнике

предусматривается устройство для разделения воды и масла. Вместимость маслосборника принимается эквивалентной объему масла в силовых трансформаторах ТДЦ-125000/220.

Разработаем установку пожаротушения для шести трансформаторов ТДЦ-125000/220, расположенных у здания ГЭС, с площадью защищаемой поверхности $F_3 = 180 \text{ м}^2$.

Согласно ПУЭ, трансформаторы напряжением 110 кВ и выше мощностью 63 МВ·А и более, устанавливаемые в камерах подстанций и у зданий ГЭС оснащаются автоматическими установками пожаротушения.

АУВП трансформатора включает установку водяного пожаротушения (УВП) и систему ее автоматического управления (САУ).

УВП трансформаторов состоит из водопитателя, системы трубопроводов с отдельными секциями. Каждая секция УВП состоит из подводящего трубопровода, запорно-пускового устройства (ЗПУ) и сухо-трубной системы, состоящей из питательного трубопровода и сети распределительных трубопроводов с дренчерными оросителями.

Согласно РД 34.15.109 – 91 «Рекомендации по проектированию автоматических установок водяного пожаротушения масляных силовых трансформаторов», для защиты трансформаторов распыленной водой следует применять дренчерные оросители типа ОПДР-15с площадью орошения $F_0 = 12 \text{ м}^2$. Расположение оросителей должно обеспечивать орошение распыленной водой защищаемой поверхности с интенсивностью не менее $0,2 \text{ л/с} \times \text{м}^2$.

Минимальное количество оросителей:

$$n = F_3 \cdot \frac{0.2}{q} = 180 \cdot \frac{0.2}{4} = 9 \text{ шт}, \quad (7.1)$$

где n – минимальное необходимое для тушения пожара количество оросителей [шт];

$F_3 = 180 \text{ м}^2$ – защищаемая оросителями площадь поверхности;

$0,2$ – нормативная интенсивность орошения [$\text{л/с} \times \text{м}^2$];

q – расход воды, подаваемый через ороситель, принимаем 4 л/с .

Необходимое количество оросителей:

$$n = \frac{F_3}{F_0} = \frac{180}{12} = 15 \text{ шт}, \quad (7.2)$$

Принимаем $n = 15$ шт.

Суммарный расход оросителей:

$$Q = n \cdot q = 15 \cdot 4 = 60 \text{ л/с} = 0,06 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (7.3)$$

Расчетное время пожаротушения одного трансформатора, согласно РД 34.15.109 – 91, составляет $t = 10$ мин. Запас воды должен обеспечивать бесперебойную работу АУВП в течение 30 минут = 1800 с.

Общий запас воды:

$$V = 0,06 \cdot 1800 = 108 \text{ м}^3.$$

Согласно РД 34.15.109 – 91, емкость водонапорного бака должна приниматься не менее 3 м³. В данном расчете условие выполняется.

7.3 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Тузалинского ГУ

7.3.1 Воздействия на природную среду в строительный период

При строительстве Тузалинского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

В данный период нарушается естественный ландшафт местности. Вода, используемая для разнообразных строительных работ, возвращается в реку с механическими примесями – частицами песка, глины и т. п. Возможно загрязнение воды коммунально–бытовыми стоками строительного посёлка. Созданное водохранилище приводит к климатическим изменениям. В первые годы после заполнения водохранилища в нем появляется много разложившейся растительности, а "новый" грунт может резко снизить уровень кислорода в воде. Гниение органических веществ может привести к выделению огромного количества парниковых газов – метана и двуокиси углерода. Также на этапе строительства существуют выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, например, при сжигании топлива в ДВС автотранспорта в атмосферу поступают: диоксид и оксид азота, диоксид серы, оксид углерода, сажа, керосин, бензин нефтяной. Неизбежны строительные отходы, которые должны быть утилизированы специальным образом.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1 Организационные

- 1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно–допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ);
- 1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);
- 1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;
- 1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- 1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
- 1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;
- 1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
- 1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля

2 Санитарно– технические

- 2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
- 2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах;
- 2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
- 2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
- 2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
- 2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;
- 2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;
- 2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
- 2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
- 2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально– оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

7.3.2 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно–монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (код отходов по ФККО – 2014 г. 8 22 201 01 21 5 (ред. от 16.08.2016)):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (7.4)$$

где N – объем бетонных работ, м³ (2184285 м³),

q – удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$),

ρ – плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5$ т/м³).

$$M = \frac{2184285 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 393171 \text{ т.}$$

2. Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные (код отходов по ФККО – 2014 г. 4 61 010 01 20 5 (ред. от 16.08.2016)):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (7.5)$$

где N – количество арматуры, т (150 т)

q – удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$)

ρ – удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0$ т/м³)

$$M = \frac{150 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 3 \text{ т.}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 393171 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 2,3 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

7.3.3 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

В период подготовки строительства, производства строительства, монтажа основного и вспомогательного оборудования, эксплуатации энергетического предприятия должны соблюдаться правила и производиться контроль за атмосферным воздухом в зоне строительства. Налагаются ограничения по выбросам вредных веществ в атмосферу в соответствии с

Федеральным законом «Об охране атмосферного воздуха». №96–ФЗ от 4 мая 1999 г (изм. 13 июля 2015 г.).

Для снижения загрязнения атмосферного воздуха в период строительства предусматриваются следующие организационно–технические и технологические мероприятия:

- укрытие сыпучих грузов во избежание сдувания и потерь при транспортировке;
- использование только исправного автотранспорта и строительной техники с допустимыми показателями содержания загрязняющих веществ в отработанных газах;
- использование современного оборудования с улучшенными показателями эмиссии загрязняющих веществ в атмосферу;
- обеспечение надлежащего технического обслуживания и использования строительной техники и автотранспорта;
- запрет на сверхнормативную работу двигателей автомобилей и строительной техники в режиме холостого хода в пределах стоянки на строительных площадках и объектах;
- использование технологических фильтров, пылеулавливающих устройств и гидрообеспылевания на оборудовании обогатительного и бетонного хозяйства.

7.3.4 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов

Проектируемая Тузалинская ГЭС расположена на территории Республики Бурятия. Плотность населения в этом районе Российской Федерации невысока 2,80 чел./км². В прилежащих к месту строительства гидроэлектростанции районах находится поселок Таксимо, население которого составляет 8114 человек на 2017 г. Площадь затопления территории для создания водохранилища равна 19 тыс. км², в том числе 0 га сельскохозяйственных земель, 19 тыс. га лесопокрытой площади. На территории затопления отсутствуют важные экономические производственные социально–культурные объекты и населенные пункты.

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входит:

- санитарная очистка территорий кладбищ, расположенных в пределах затопления;
- мониторинг водоохраных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

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

Для компенсации ущерба, приносимого затоплением и подтоплением земель, необходимо провести следующие мероприятия:

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;

- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;
- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

7.3.5 Водоохранная зона

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 21 ноября 2007 г. № 800 и во исполнение требований Водного кодекса № 74 – ФЗ от 3.06.2006 (изм. 31.10.2016 г.) вокруг водохранилища должна быть установлена Водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

Все показатели, характеризующие состояние лесного фонда, интенсивность использования лесных ресурсов, уровень состояния лесного и сельского хозяйства определяются в проекте водоохранной зоны по данным лесоустроительных материалов, годовых отчётов лесохозяйственных и сельскохозяйственных предприятий, материалов обследования на ключевых участках территории водоохранной зоны, выполненных в процессе изысканий. В проекте обосновываются границы водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы, а также определяется комплекс лесохозяйственных, противоэрозионных и других водоохранно–защитных мероприятий.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 21 ноября 2007 г. № 800 в водоохранной зоне запрещается:

- строительство новых и расширение действующих предприятий и объектов, прямо или косвенно влияющих на санитарно–техническое состояние водохранилища и прилегающих к нему земель;
- размещение животноводческих ферм, птицефабрик, использование в качестве удобрений, не обезвреженных навоз содержащих сточных вод;
- размещение складов для хранения горюче смазочных материалов, удобрений и ядохимикатов;
- размещение мест захоронения бытовых и промышленных отходов, скотомогильников, а также других объектов, отрицательно влияющих на качество вод;
- применение авиаопрыскивания лесных угодий ядохимикатами, на которые не установлены предельно–допустимые концентрации (ПДК);
- разрушение грунтового растительного покрова в пределах береговых уступов и пляжей водохранилища, склонов рек, оврагов, уступов и крутых участков склонов террас и других форм рельефа.

В пределах прибрежной защитной полосы дополнительно к ограничениям, установленным в водоохранной зоне запрещается:

- распашка земель;
- складирование отвалов размываемых грунтов;
- движение автомобилей и тракторов, кроме автомобилей специального назначения.

7.3.6. Водоохраные мероприятия по гидроэлектростанции

В процессе эксплуатации оборудования ГЭС для обеспечения его нормальной работы требуется применение турбинного, трансформаторного, гидравлического, индустриального и компрессорного масел, что может привести к поступление химических веществ в воду рек ниже плотины. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

При проектировании электрических станций и сетей должна быть предусмотрена утилизация замасленных сточных вод, отработанных масел, реагентов и материалов.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно–чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования (трансформаторы, подшипники), и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

Для уменьшения эксплуатационных и аварийных выбросов необходимо:

1. Трансформаторы станции оборудовать сливными металлическими резервуарами, которые в аварийной ситуации обеспечивают полный сбор масла;
2. Турбины оснастить современными уплотнениями рабочего колеса, предотвращающими попадание масла в воду;
3. Сточные производственные воды сбрасывать в водоем незагрязненными;
4. Хозяйственно–бытовые сточные воды перед выпуском в водоем очищать и хлорировать;
5. Твердые осадки из отстойников вывозить на свалки.

При эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:

- регулирование стока должно производиться в соответствии с утвержденными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища;
- эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязненных вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);
- при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

При эксплуатации гидроэлектростанции должны соблюдаться установленные проектом и уточненные в последующий эксплуатационный период значения нормативов допустимых сбросов (НДС) загрязненных вод и других загрязняющих веществ исходя из установленных для водного объекта предельно допустимых концентраций (ПДК).

8 Технико-экономические показатели

8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Электрическая энергия является товаром, который приобретают участники оптового рынка у генерирующих компаний, а участники розничного рынка у энергосбытовых компаний. Цена на электрическую энергию выражается в рублях и копейках за потребленный киловатт·час (коп/кВт·ч, руб/кВт·ч).

Объемы продаж электроэнергии в прогнозном периоде представлены в таблице 8.1

Таблица 8.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации

Год	2025	2026	2027	2028
Установленная мощность, МВт	566,00	566,00	566,00	566,00
Число часов использования установленной мощности	4600,00	4600,00	4600,00	4600,00
Выработка электроэнергии, МВт·ч	2603784,00	2603784,00	2603784,00	2603784,00
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1,00	1,00	1,00	1,00
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	26037,84	26037,84	26037,84	26037,84
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	2577746,16	2577746,16	2577746,16	2577746,16
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	1175,00	1206,00	1235,00	1262,00
Выручка от реализации электроэнергии, млн.руб.	252,40	259,06	265,29	271,09
НДС к выручке, млн.руб.	38,50	39,52	40,47	41,35

Увеличение выручки обусловлено ростом тарифов на электроэнергию.

8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Формирование текущих расходов выполняем на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9) с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗОПАО «РусГидро».

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;

- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления рассчитываются, исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества принимаем в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) 0,08%.

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, тыс.руб.
Фонд оплаты труда	255,2	144453,40
Прочие расходы	274,0	155094,96
Итого	529,2	299548,36

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины инвестиций. Удельные значения расходов в процентах представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельное значение расходов на ремонт оборудования

Этапы проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,04
От 6 до 15 лет	0,06
От 16 до 25	0,08
Свыше 25 лет	0,10

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС, по данным единых сценарных условий ПАО «РусГидро» 2017 года. Расходы на услуги регулирующих организаций 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	76630,50
ОАО «АТС» (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./МВт·ч	5364,59
ОАО «ЦФР» (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./МВт·ч	1555,10
Итого		83550,18

Налог на воду, в соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации для реки Витим, составляет 4,8 рублей за 1 тыс. кВт·ч электроэнергии (постановление Правительства РФ от 30.12.2006г. №876).

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу, млн. руб.

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления	39,00	61,43	73,96	85,46	86,51
Расходы на страхование	16,29	24,20	37,63	57,92	82,33
Эксплуатационные затраты	10,70	98,42	201,13	288,85	299,55
Расходы на ремонт производственных фондов	0,68	1,01	2,35	3,62	5,15
Расходы на услуги регулирующих компаний	2,98	27,45	56,10	80,57	83,55
Налог на воду	0,56	7,04	15,09	22,30	23,47
Итого	70,20	219,55	386,26	538,72	580,56

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 федеральный 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 разделе 8.2.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 2022–2026 годы приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
Налог на прибыль, млн.руб.	194,26	524,23	844,91	939,06	987,70
НДС, млн.руб.	135,39	547,84	834,84	903,13	926,90
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
Налог на имущество, млн.руб.	38,85	44,06	48,98	48,57	46,66
Итого	376,50	1124,13	1736,73	1898,76	1969,26

Начисляемые налоги подлежат перечислению в различные бюджеты, а именно в федеральный и региональный, что позволяет повысить общественную привлекательность проекта.

8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Основной формой отражения эффективности производственной деятельности Тузалинской ГЭС по производству электроэнергии является «Отчет о прибыли и убытках». В отчете определяются следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогу на прибыль, чистая прибыль.

Годовая прибыль в первые годы эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто), млн.руб.	154,23	1466,54	3088,67	4567,73	4869,52
Текущие расходы, млн.руб.	70,2	219,55	386,26	538,72	580,56
ЕБИТ (Прибыль до налогообложения), млн.руб.	84,02	1246,99	2702,41	4029,01	4288,96
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	16,8	249,4	540,48	805,8	857,79
NOPAT (Чистая прибыль), млн.руб.	67,22	997,59	2161,93	3223,21	3431,17
Справочно: Ставка налога на прибыль Т, %	20	20	20	20	20

Динамика суммы чистой прибыли показано на рисунке 8.2.

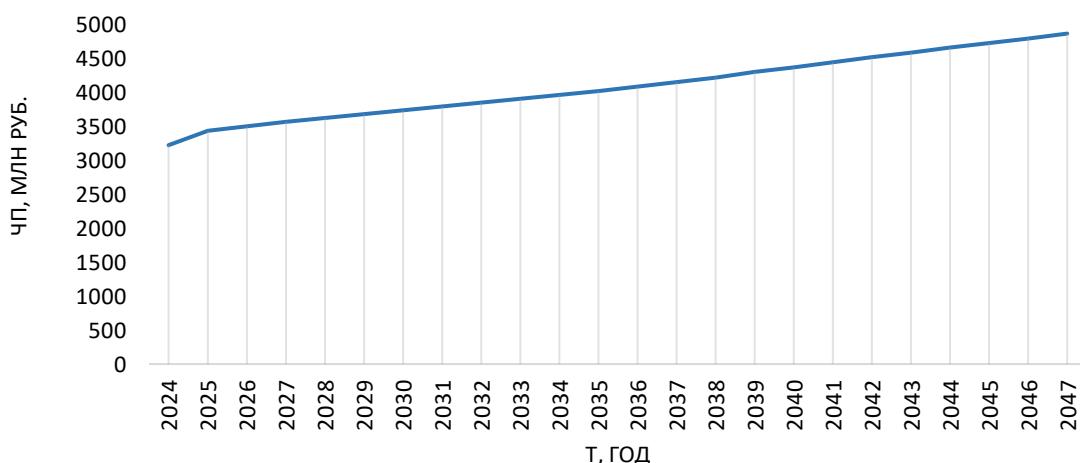


Рисунок 8.2 – Сумма чистой прибыли, млн. руб.

Рост суммы прибыли обусловлен ростом цен на электроэнергию и мощность в соответствии с едиными сценарными условиями РусГидро в прогнозируемом периоде.

8.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Сценарные условия ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9).

Методология и исходные данные оценка инвестиционного проекта

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Расчет показателей эффективности проекта выполняется 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 Селенгинской ГЭС на реке Селенга мощностью 295 МВт составляет 24 года;

– используемая при оценке эффективности финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке.

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

Для определения влияния результатов осуществления проекта на бюджет рассчитан чистый дисконтированный доход бюджета.

8.6 Показатели коммерческой эффективности проекта

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

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии Тузалинской ГЭС на реке Витим мощностью 566 МВт.

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

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности инвестиций

Ставка дисконтирования	11,60
Период окупаемости – DPB, мес	73
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб.	7683,52
Индекс прибыльности – PI	1,46
Себестоимость, руб./кВт·ч	0,18
Удельные капиталовложения, руб./кВт	24730,57

8.7 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 относится притоки от налогов, установленных действующим законодательством. Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты показаны в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральные и региональные бюджеты

Годы	2022	2023	2024	2025	2026
В Федеральный бюджет, млн. руб.	336,74	1087,22	1702,10	1865,72	1938,13
В региональный бюджет, млн. руб.	38,85	44,06	48,98	48,57	46,66
Итого налоговых поступлений, млн.руб	375,60	1131,27	1751,08	1914,28	1984,79

Начисляемые налоги подлежат перечислению в различные бюджеты, а именно в федеральный и региональный, что позволяет повысить общественную привлекательность проекта.

8.8 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности позволяет определить насколько сильно изменится эффективность проекта при определенном изменении одного из параметров проекта.

К факторам чувствительности относят:

- инвестиционные затраты;
- продолжительность строительства и сроки начала производства;
- тарифы на электроэнергию;
- ставка дисконтирования.

Анализируя изменение NPV по следующим параметрам: ставке налогов, объему инвестиций, цене сбыта в диапазоне от -20 – 20 %, получаем следующие результаты, которые представлены на рисунках 8.3 – 8.6.



Рисунок 8.3 – Изменения NPV от изменения ставки налогов, %

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

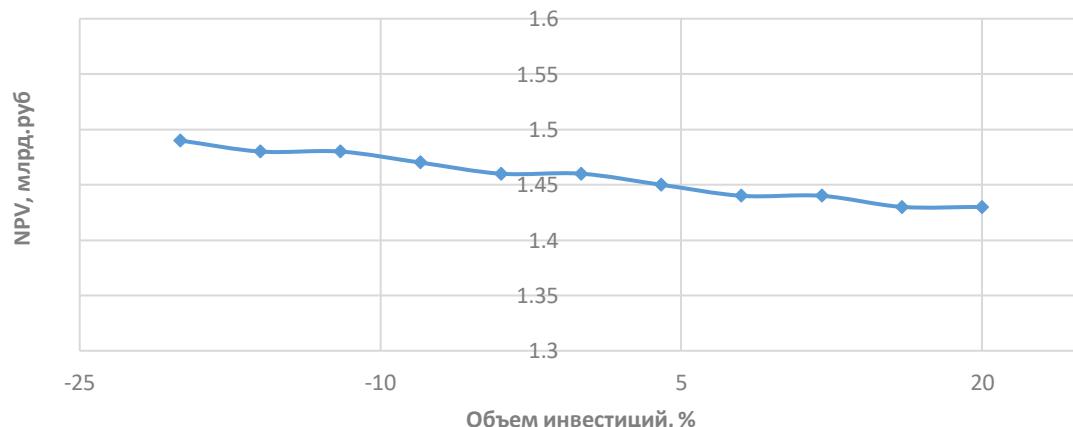


Рисунок 8.4 – Изменения NPV от изменения объёма инвестиций, %

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

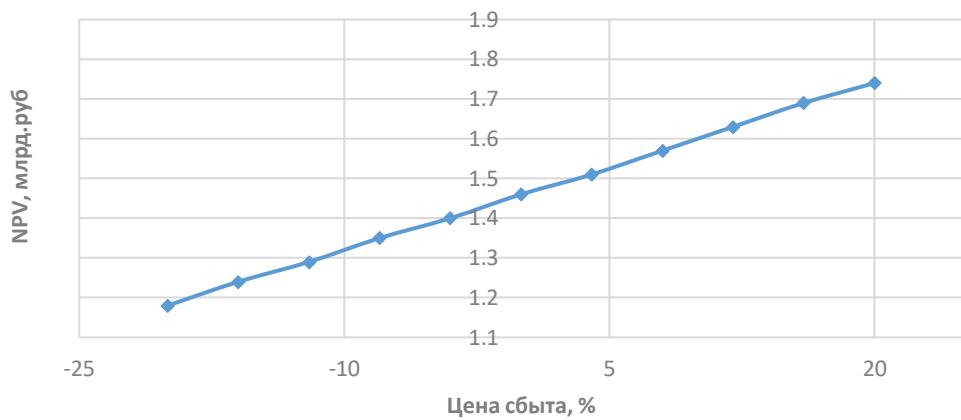


Рисунок 8.5 – Изменения NPV от изменения цены сбыта электроэнергии, %

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

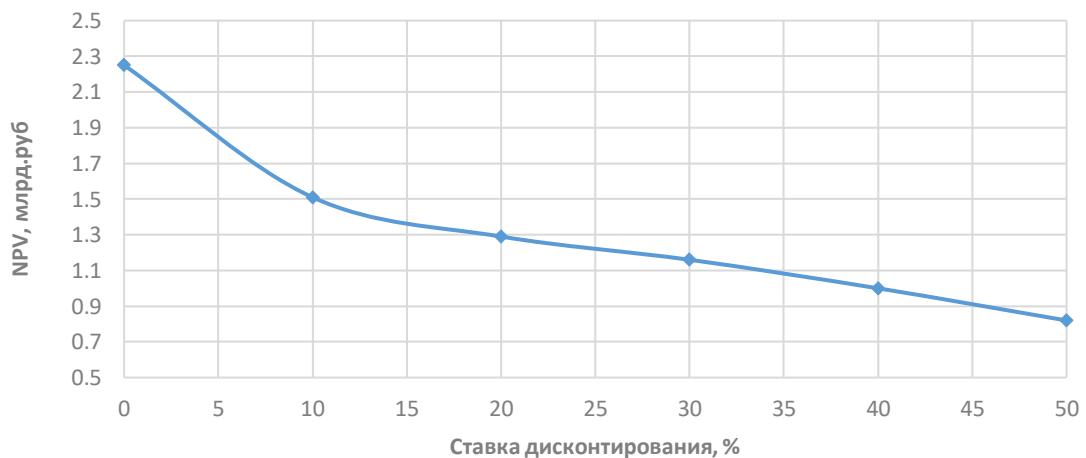


Рисунок 8.6 – Изменения NPV от изменения ставки дисконтирования, %

Увеличение ставки дисконтирования – уменьшение величины NPV.

Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров:

- изменение ставки дисконтирования;
- изменение цены электроэнергии;
- изменение налогов;
- изменение инвестиций.

9 Системы технологического управления и контроля ГА ГЭС-тепловой контроль

9.1 Назначение

Система теплового контроля (ТК) является частью системы автоматизированного управления гидроагрегата (ГА).

Тепловой контроль гидроагрегата предназначен для непрерывного автоматического контроля теплового состояния гидроагрегата с выдачей предупредительных (П) и аварийных (А) сигналов о низком или высоком уровне температуры контролируемых узлов гидроагрегата, команды аварийного останова и блокировки пуска гидроагрегата по температурным параметрам, а также контроля исправности оборудования, датчиков и элементов системы теплового контроля.

Система контролирует температуры:

- подшипника генератора (ПШГ);
- подпятника (ПП);
- горячего воздуха (ГВ);
- холодного воздуха;
- сердечника и обмотки статора;
- масло подшипников.

Для контроля теплового состояния механизмов гидроагрегата на проектируемой ГЭС предусмотрены следующие устройства, позволяющие измерять и регистрировать температуру отдельных узлов:

1) Стационарная: система контроля температурных параметров (КТП), манометрические термометры типа ТКП-160.

2) Переносной: тепловизионный контроль, с помощью специального прибора, тепловизора.

9.2 Стационарная система. Назначение и состав системы КТП

Система КТП предназначена для постоянного автоматического контроля, визуального отображения, формирования архива температурных параметров гидроагрегатов, формирования отчетной документации, сигнализации аварийных и предаварийных значений контролируемых параметров.

Перечень контролируемых сигналов и уставки срабатывания сигнализации КТП приведены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Перечень контролируемых параметров и уставки срабатывания сигнализации системы КТП

Гидроагрегат		Г1	Г2	Г3	Г4	Г5	Г6
Подпятник							
материал		Фторопласт	Фторопласт	Фторопласт	Фторопласт	Фторопласт	Фторопласт
Уставки пред/сигн	сегмент			68/75			
	масло гор.			50			
	масло хол.			45			
Подшипник							
материал		Фторопласт	Фторопласт	Фторопласт	Фторопласт	Фторопласт	Фторопласт
Уставки пред/сигн	сегмент			60/70			
	масло гор.			50			
	масло хол.			45			
Холодный воздух							
Уставки пред/сигн				42/47			
Горячий воздух							
Уставки пред/сигн				60/65			
Статор: медь и железо							
Уставки пред/сигн				115/120			

Система КТП выполнена отдельным устройством на каждую пару гидроагрегатов и состоит из:

- температурных датчиков (термопреобразователей сопротивления);
- модулей измерения сопротивлений (R3IN6-50 и R3IN6-100);
- устройств передачи данных;
- контроллеров обработки данных;
- блоков питания устройства;
- программного обеспечения обработки информации;
- устройств отображения контролируемых параметров и сигнализации о неисправности.

Структурная схема системы КТП представлена на рисунке 9.1

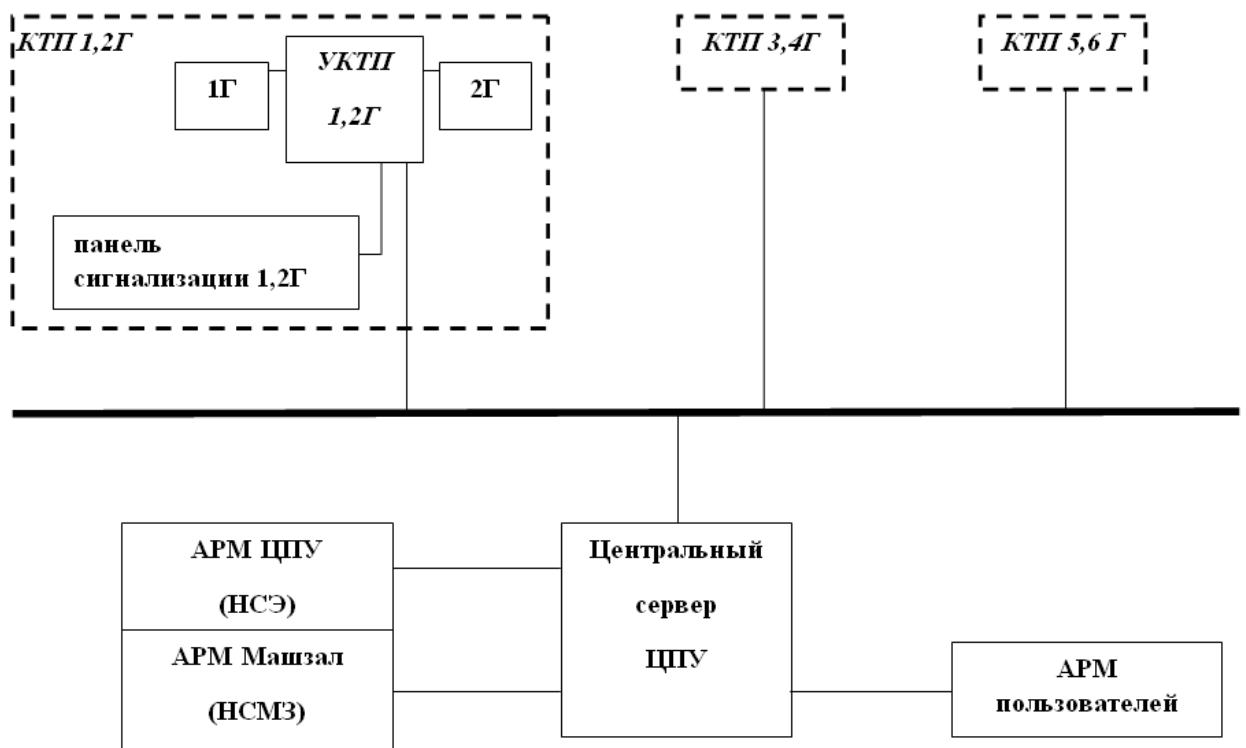


Рисунок 9.1- Структурная схема системы КТП

Система КТП обеспечивает:

- сравнение с заданными уставками и визуальное отображение результатов измерения на мнемосхемах автоматизированных рабочих местах (АРМ) верхнего уровня АСУТП;
- звуковую и визуальную сигнализацию о неисправностях в работе КТП и отклонениях измеряемых параметров от заданных уставок, в виде изменения цвета окраски параметра, на мнемосхемах АРМов верхнего уровня АСУТП;
- фиксацию неисправностей и отклонений измеряемых параметров в журнале событий и базе событий;
- формирование посменных электронных форм отчетной документации измеренных значений.

Система включает в себя датчики ТСМ и ТСП, которые ведут непрерывное измерение температуры тех частей, в которые они установлены. Измерительным узлом датчика является чувствительный элемент, представляющий платиновый или медный напыленный элемент. Элемент помещен в защитную арматуру. Принцип работы датчика основан на свойстве чувствительного элемента изменять свое электрическое сопротивление в зависимости от изменения температуры. Сопротивление датчиков измеряется и преобразуются в цифровую форму посредством модулей аналогово ввода, расположенных в шкафу ТК. Дальнейшая обработка оцифрованных данных о

температуре производится контроллером ПТК ТК. Если текущая температура измеряемая датчиками, превышает значение, заданное предупредительных или аварийных уставок, ПТК ТК формирует и передает соответствующие сигналы и команды в программно-технический комплекс (ПТК) технологической автоматики и измерения состояния системы автоматического управления гидроагрегатом (САУ ГА).

Термометр ТКП-160 состоит из манометрической системы, измерительного и сигнализирующего устройств. Манометрическая термосистема состоит из термобаллона, дистанционного капилляра и манометрической пружины.

Принцип действия термометра основан на строгой зависимости между температурой и давлением термометрического вещества, находящегося в герметично замкнутой манометрической термосистеме. Под воздействием температуры изменяется давление внутри манометрической системы, происходит раскрутка манометрической пружины, связанной со стрелкой отсчетного устройства.

9.3 Выбор оборудования КТП и основные технические данные

Температура «горячего» воздуха контролируется ТКП-160 и ТСМ до воздухоохладителей.

Температура «холодного» воздуха контролируется после каждого воздухоохладителя.

Температура обмотки статора и железа статора гидрогенератора контролируется датчиками типа ТСП производства фирмы "Эталон" г. Омск. Устанавливается в пазу между стержнями и на дне паза.

Датчики системы КТП контролирующие температуру обмотки и железа статора подключены к входам модулей R3IN6-100, остальные к модулям измерений R3IN6-50 3-х проводными кабельными линиями связи.

Оборудование системы КТП каждой пары гидроагрегатов 1Г-6Г размещено в шкафу УКТП.

В таблице 9.2 представлены данные о термопреобразователях.

Таблица 9.2 – Данные термопреобразователей

Показатели	Тип				
	TKP-160	TCM 9417-00	TSP 9502	TCM-6097	TCM- 9204
Диапазон температуры, °C	от 0 до +120	-50...+100	от 0 до +180	-50...+150	-50...+120
Класс точности	2,5	±[0,3+0,005(t)]	±[0,3+0,005(t)]	±[0,6+0,01(t)]	±[0,6+0,01(t)]
Номинальные статические характеристики (НСХ)	50М	50М	100П	23	50М
Диаметр чувствительного элемента, мм	12	6	6	6	6
Материал чувствительного элемента	Латунь ЛС-59	Медь	Платина	Медь	Медь
Климатическое исполнение	УХЛ2	T2	У2	У2	У2

где t - измеренное значение температуры

На рисунке 9.2 изображены выбранные датчики типа ТКП-160, ТСМ 9417-00, ТСП 9502.



Рисунок 9.2 - Выбранные датчики

9.4 Размещение первичных устройств термоконтроля

Контроль температуры компонентов гидроагрегата проектируемой станции осуществляется независимо на каждом гидроагрегате.

Температура сегментов под пятника и генераторного подшипника контролируется приборами ТКП-160 производства фирмы "Теплоконтроль" г. Сафоново и датчиками ТСМ производства фирмы "Эталон" г. Омск.

На рисунках 9.3 - 9.8 представлено размещение первичных устройств термоконтроля.



Рисунок 9.3 – ТКП-160, контролирующие температуру сегментов под пятника



Рисунок 9.4 – Выводы термопреобразователей ТСМ- 9204, установленных в сегменте под пятника



Рисунок 9.5 – Отверстия для установки термобалона ТКП-160 в сегменте генераторного подшипника

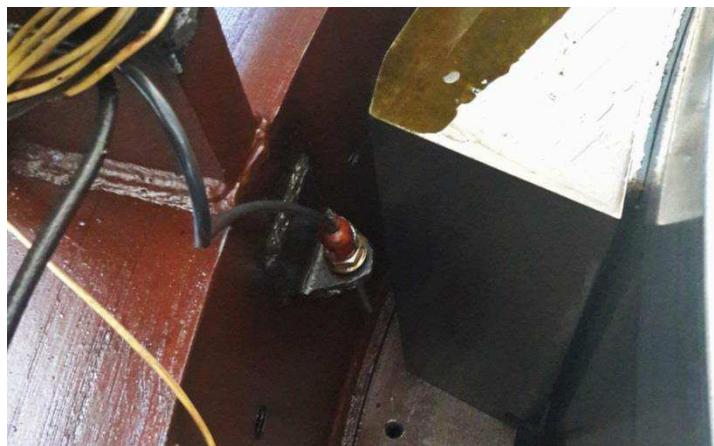


Рисунок 9.6 – ТСМ-6097 для измерения температуры масла в генераторном подшипнике

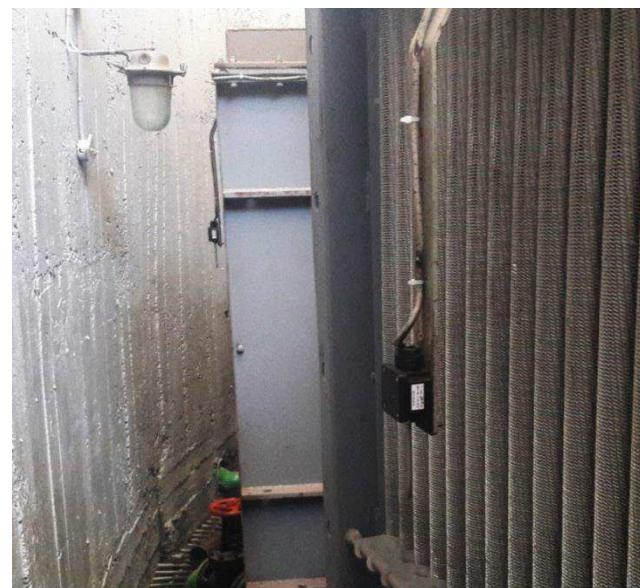


Рисунок 9.7 – ТСМ 9417-00 на воздухоохладителях для измерения холодного воздуха

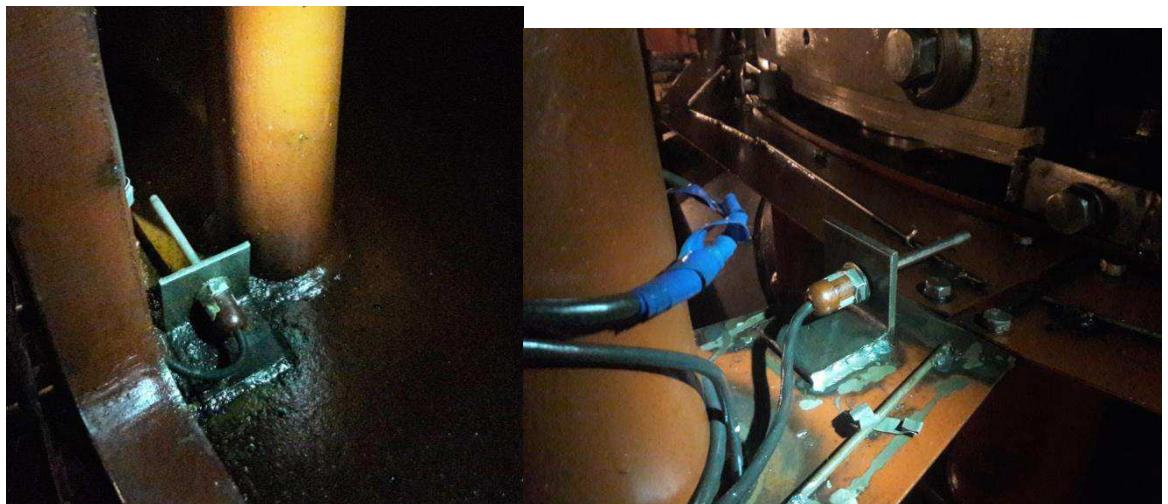


Рисунок 9.8 – ТСМ-6097 для измерения температуры холодного и горячего масла подпятника

9.5 Порядок эксплуатации при нормальном режиме работы

При нормальном режиме эксплуатации системы оперативному персоналу не требуется производить дополнительных технических мероприятий для получения информации по параметрам. Отображение всех контролируемых параметров КТП гидроагрегатов осуществляется на АРМ пользователей с установленным клиентским программным обеспечением «SCADA–система КАСКАД» верхнего уровня АСУ ТП.

9.6 Отображение контролируемых параметров системы КТП на примере Чебоксарской ГЭС

Для просмотра температурных параметров гидроагрегатов в меню главной мнемосхемы АРМа (рис. 9.9) нужно нажатием правой кнопки манипулятора «мышь» вызвать пункт «ТЕРМО».

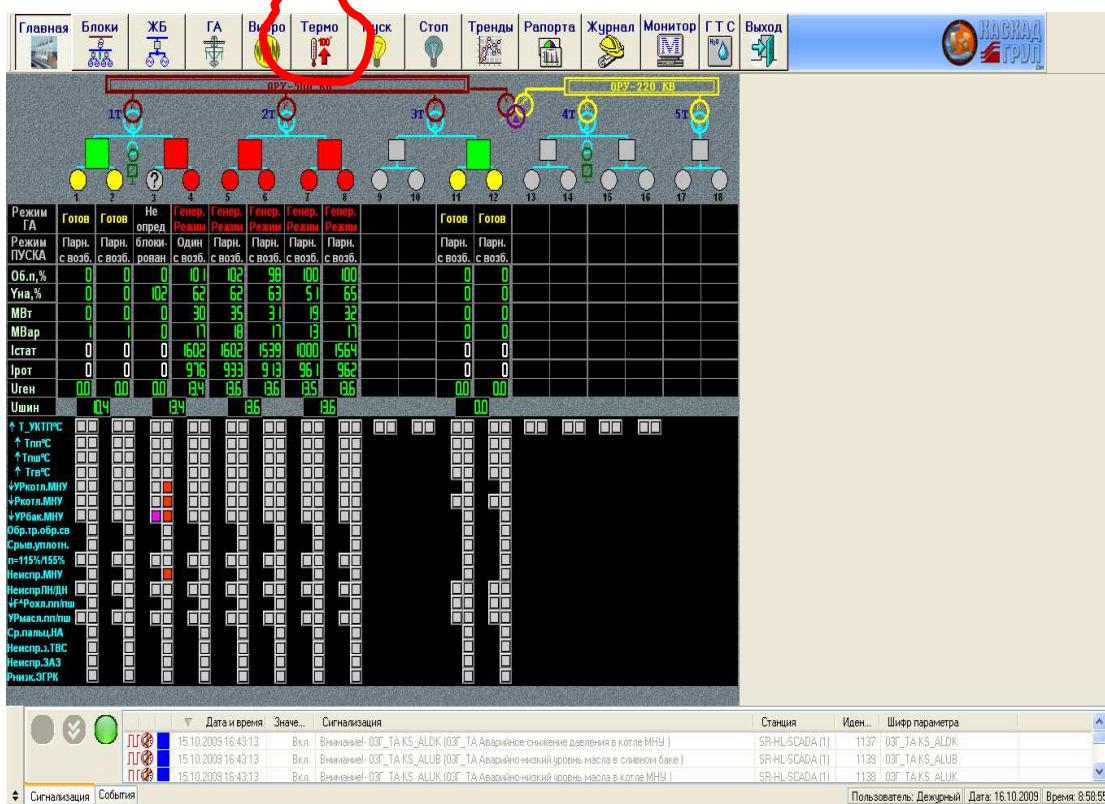


Рисунок 9.9 - Главная мнемосхема АРМ

В появившемся меню выбрать необходимый гидроагрегат (рис. 9.10).

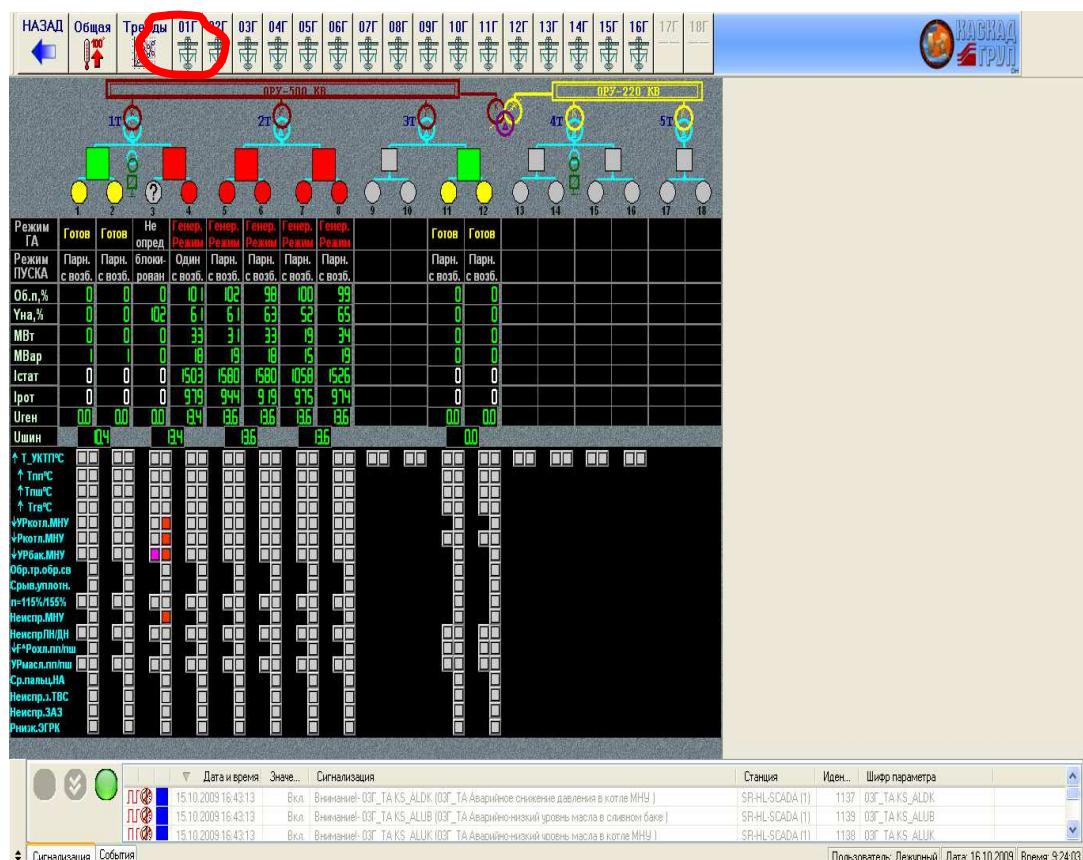


Рисунок 9.10 - Главная мнемосхема АРМ

Нормальное состояние параметров соответствует зеленому сектору (рис. 9.11). Источник перегрева определяется по фиолетовому сектору (превышение предупредительной уставки) и по красному сектору в сопровождении звукового сигнала (превышение аварийной уставки) в строке соответствующего канала на гистограммах термоконтроля.



Рисунок 9.11 - Главная мнемосхема АРМ

Выбор пункта меню «ТРЕНДЫ» позволяет в графическом виде просмотреть температурные параметры гидроагрегатов (рис. 9.12).

Горизонтальная шкала показывает время изменения температуры, вертикальная показывает температуру в градусах Цельсия.

Под графиками имеется строка, где можно выбрать необходимый контролируемый объект гидроагрегата, в данном случае это подпятник (Тподп(с1-с8)). Каждому сегменту подпятника присвоен свой цвет для наглядности. Далее показано числовое значение температуры сегментов подпятника и время фиксации температуры.

На графиках видно, что резкий спад температуры характеризует остановку гидроагрегата.

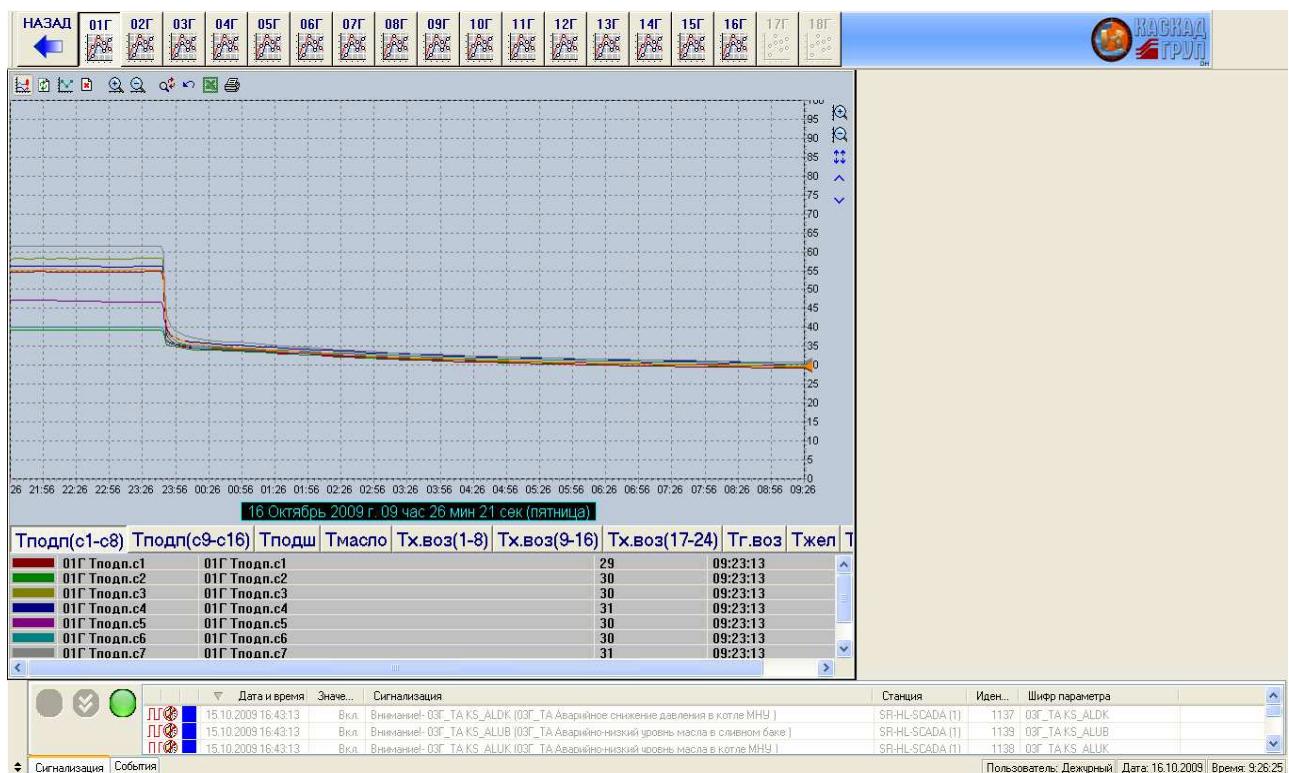


Рисунок 9.12 - Главная мнемосхема АРМ

9.7 Сигнализация системы КТП

Сигнализация о состоянии оборудования, нарушениях в работе каждой системы КТП осуществляется непосредственно на АРМах верхнего уровня АСУТП.

В нижней части мнемосхемы отображен журнал «Событий» и «Сигнализации» (рис. 9.13). При нарушениях в работе оборудования или выхода контролируемого параметра за предаварийные, аварийные уставки в строке журнала «Сигнализации» появляется надпись с указанием номера устройства КТП, в котором сработала сигнализация. Событие сопровождается звуковой сиреной и предложением квитировать.

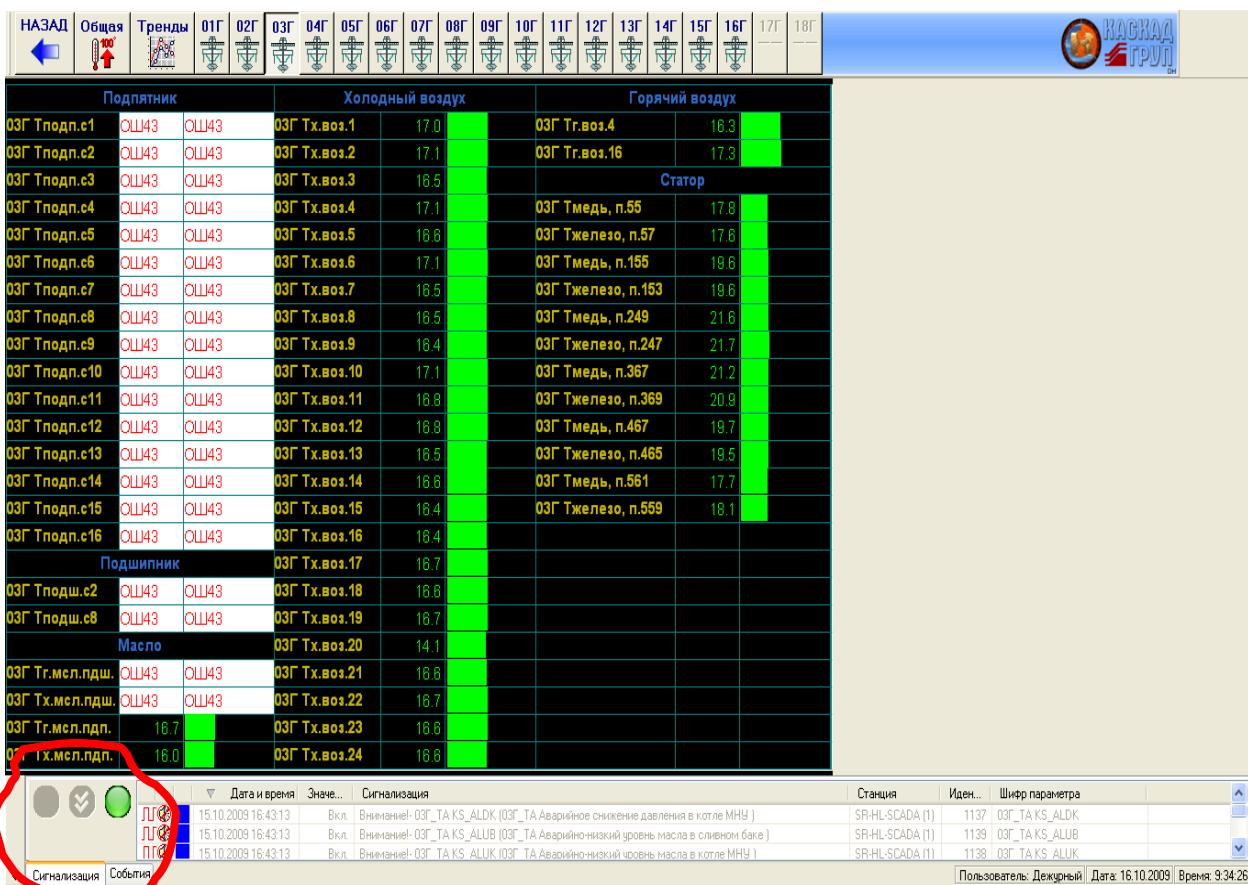


Рисунок 9.13 - Главная мнемосхема АРМ

9.8 Обслуживание системы КТП в нормальном режиме

В нормальном режиме система КТП должна быть постоянно введена в работу.

Обслуживание системы КТП должно производиться в соответствии с настоящей инструкцией, с указаниями и инструкциями заводов-изготовителей оборудования.

Текущее обслуживание системы КТП заключается в проведение осмотра состояния оборудования системы на предмет отсутствия сигналов неисправности и отказов.

Оперативный персонал должен осуществлять постоянный контроль состояния сигнализации и температурных параметров гидроагрегатов на АРМе.

9.9 Действия оперативного персонала при неисправности системы КТП

Неисправность системы выявляется на основании настоящей инструкции по отображению информации неисправности на АРМ.

При неисправности (дым, гарь, искрение), если неисправность грозит повреждением оборудования, оперативный персонал должен обесточить систему КТП по цепям оперативного питания отключением автоматов.

При отключении автоматов оперативного питания необходимо включить

их самостоятельно, если при повторном включении автоматы снова отключаются, то необходимо сообщить ответственному за эксплуатацию персоналу участка АСУ ТП СТСУ с последующим извещением ответственного за оборудование группы СТУ ПТС.

При этой, а также при всех остальных неисправностях (неисправность всей системы КТП, неисправность системы КТП на одном гидроагрегате или паре гидроагрегатов, на одной или нескольких точках контроля) оперативному персоналу действовать в соответствии с «Инструкцией по эксплуатации гидротурбинного оборудования и механической части гидроагрегата».

Все случаи неисправности должны быть зафиксированы в журнале дефектов.

Устранение неисправностей производится персоналом СТСУ, ответственным за эксплуатацию системы КТП.

9.10 Действия оперативного персонала при срабатывании системы КТП

При срабатывании предупредительной и аварийной сигнализации превышения температуры заданных уставок оперативный персонал должен:

- осуществить осмотр места превышения температуры на оборудовании гидроагрегата для подтверждения достоверности срабатывания сигнализации;

- в случае подтверждения превышения температуры заданных уставок оперативный персонал должен предпринять решения и действия в соответствии с «Инструкцией по эксплуатации гидротурбинного оборудования и механической части гидроагрегата»;

- в случае ложного срабатывания сигнализации сообщить персоналу СТСУ, ответственному за эксплуатацию системы КТП.

9.11 Переносная система ТК

В связи с тем, что не все оборудование охвачено системой стационарного теплоизмерения, большое распространение получила переносная система теплового контроля.

При начальной стадии развития дефектов электрооборудования, которые обычно проявляются в виде локальных нагревов. Наиболее эффективным методом контроля оборудования является тепловизионный контроль. Исследование объектов с помощью тепловизора - тепловизионный контроль.

При тепловизионном контроле электрооборудования следует применять тепловизоры с разрешающей способностью $0,1^{\circ}\text{C}$. Это означает, что две точки объекта с разностью температуры $0,1..0,2^{\circ}\text{C}$ будут отличаться цветом.

Будем использовать тепловизор NESTH7800 — компактный, лёгкий, простой, дешёвый, диапазон измерения $-20...+250^{\circ}\text{C}$, разрешение $0,1^{\circ}\text{C}$, хранение данных на карте.

Тепловизионный контроль производится в рабочем состоянии оборудования, то есть под нагрузкой и напряжением. Результаты обследования

в таком состоянии являются более достоверными, чем результаты обследований после снятия нагрузки или напряжения. Термовизионный контроль проводится без отключения оборудования и в любое время. Поэтому тепловизионное обследование оборудования не мешает предприятию выполнять свою основную задачу по передаче и распределению электроэнергии.

Термовизионный контроль позволяет предупредить возникновение аварийной ситуации электрооборудования и тем самым повысить надежность электроснабжения потребителей, снизить затраты на ремонт, так как повреждения выявляются на ранних стадиях, оценить состояние оборудования с определением запаса его работоспособности.

На рисунках 9.14-9.15 представлены, снимки с тепловизора, по которым определяется температура щеточного аппарата 1 и 2.

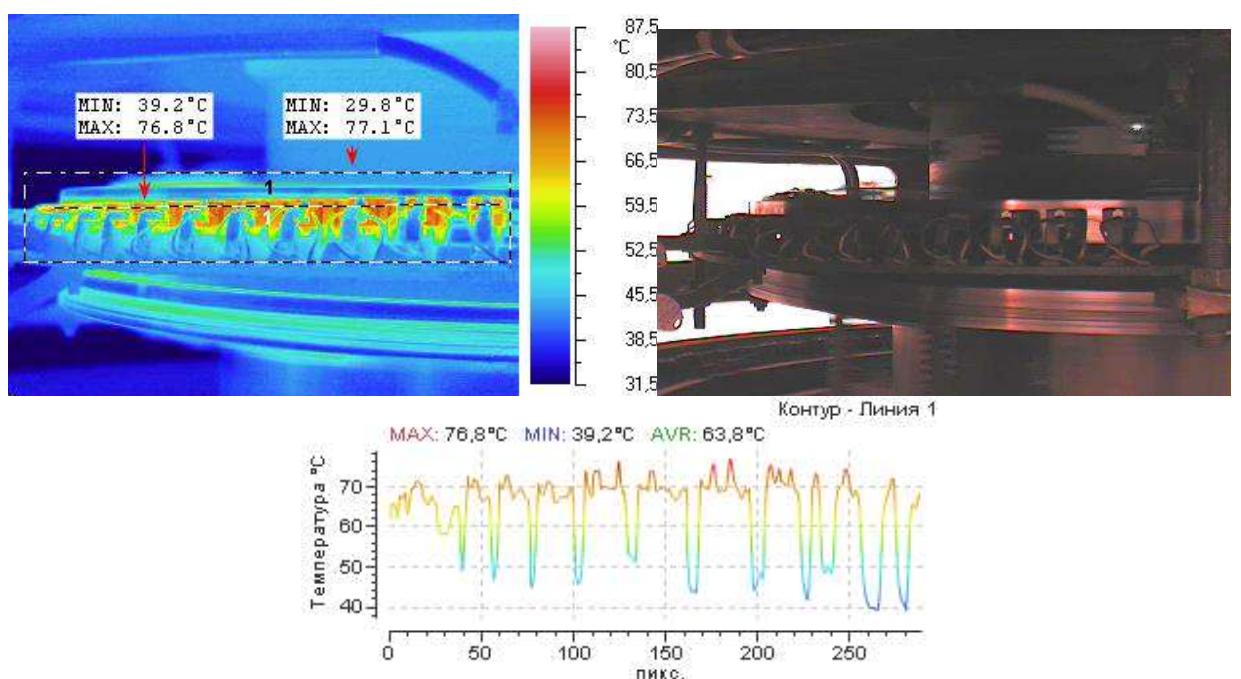


Рисунок 9.14 - Щеточный аппарат 1

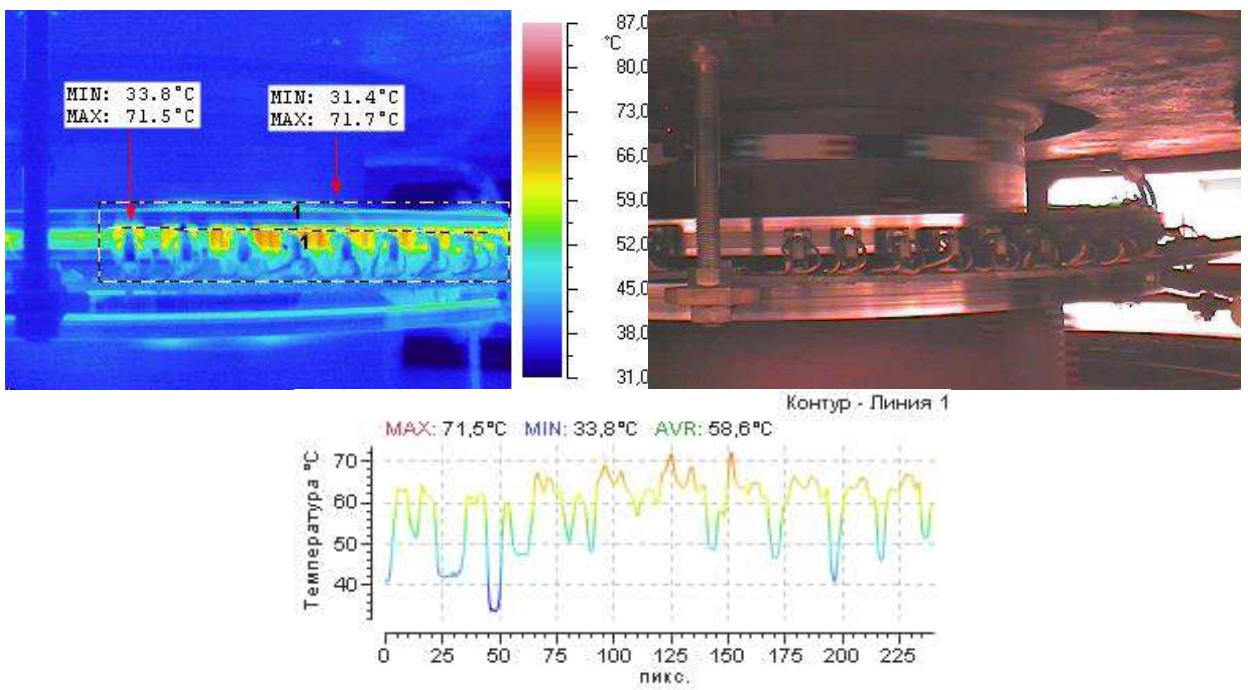


Рисунок 9.15 - Щеточный аппарат 2

Щёточный аппарат 1 не годен для эксплуатации. Оценка работы щёточного аппарата согласно раздела 4 табл. 4-1 п. 11 на стр.111 РД 153-34.0-20.363-99 «Основные положения методики инфракрасной диагностики электрооборудования и ВЛ», состоит в измерении температуры нагрева и оценка теплового состояния контактов по превышению температуры. Предельно допустимое превышение температуры для щёточного аппарата составляет 60°C (раздел 3 стр.17). Температура окружающего воздуха составляет 28°C. Максимальная температура на щёточном аппарате 1 составляет 89,8°C. Превышение температуры составляет 63,8 °C, что является больше допустимого.

Щёточный аппарат 2 годен для эксплуатации. Оценка работы щёточного аппарата согласно раздела 4 табл. 4-1 п. 11 на стр.111 РД 153-34.0-20.363-99 «Основные положения методики инфракрасной диагностики электрооборудования и ВЛ», состоит в измерении температуры нагрева и оценка теплового состояния контактов по превышению температуры. Предельно допустимое превышение температуры для щёточного аппарата составляет 60°C (раздел 3 стр.17). Температура окружающего воздуха составляет 28°C. Максимальная температура на щёточном аппарате 2 составляет 86,6°C. Превышение температуры составляет 58,6 °C, что является меньше допустимого.

9.12 Итоги

При эксплуатации генераторов должны быть обеспечены их бесперебойная работа в допустимых режимах, надежное действие систем возбуждения, охлаждения, маслоснабжения, устройств контроля, защиты,

автоматики и диагностики. При пуске и во время эксплуатации генераторов должен осуществляться контроль электрических параметров статора, ротора и системы возбуждения; температуры обмотки стали статора, охлаждающих сред, подшипников, подпятников, температур масел. Поэтому система теплового контроля станции является важной системой. Она обеспечивает сравнение с заданными уставками и визуальное отображение результатов измерения на мнемосхемах автоматизированных рабочих местах (АРМ) верхнего уровня АСУТП, звуковую и визуальную сигнализацию о неисправностях в работе КТП и отклонениях измеряемых параметров от заданных уставок, в виде изменения цвета окраски параметра, на мнемосхемах АРМов верхнего уровня АСУТП, фиксацию неисправностей и отклонений измеряемых параметров в журнале событий и базе событий, формирование посменных электронных форм отчетной документации измеренных значений.

Система теплового контроля для проектируемой станции является важной системой. Так как если её не будет, то не возможно будет определять температуру узлов агрегата и тем самым в случае недопустимого нагрева оборудование придется в негодность, а замена на новое стоит больших затрат.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Тузалинского гидроузла на реке Витим, являющимся сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев: основного обеспеченностью 0,1 % и поверочного 0,01 % равных 3381 и 3946 м³/с соответственно.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 566 МВт и среднемноголетняя выработка 4,34 млрд. кВт·ч.

На третьем 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:

максимальный – 84,00 м;
расчетный – 74,80 м ;
минимальный – 69,00 м.

При выборе турбин рассматривалось два варианта РО115-В и ПЛД90-В45. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с шестью гидротурбинами РО115-В-400.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 166,7 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-835/180-36 с номинальной активной мощностью 80 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с простыми блоками и принята схема распределительного устройства на 11 присоединений (6 блоков, 5 отходящих воздушных линий) ОРУ 220 кВ – "две рабочие и обходная система шин". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ-125000/220, трансформаторы общестанционных собственных нужд ТСЗ-6300/15 УЗ, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС – 300/39.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята приплотинная.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с отлетом струи – 91,47 м;
- глухая плотина, сопрягающая водосливную и станционную части – 19,00 м;
- станционная бетонная плотина – 127,00 м;
- правобережная глухая, сопрягающая водосливную и грунтовую плотины – 142,00 м;
- левобережная глухая каменно-набросная плотина – 282,00 м;
- правобережная глухая бетонная плотина – 54,00 м.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы водосливной плотины – 68,00 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 497,00 м;
- число водосливных отверстий – 3;
- ширина водосливных отверстий в свету – 16 м;
- отметка гребня – 589,00 м;
- ширина гребня – 15,00 м.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,26 (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Тузалинского 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, 1 месяц;
- себестоимость – 0,18 руб/кВт·ч
- удельные капиталовложения – 24730,57 руб./кВт.

Таким образом, строительство Тузалинской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 14.13330.2011 Строительство в сейсмичных районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*. – Введ. 20.05.2011. – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 80 с.
2. 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.
3. 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.
4. 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.
5. Каталог «Трансформаторы силовые масляные класса напряжения 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ООО "Тольяттинский Трансформатор"». – Режим доступа: <http://transformator.com.ru/>
6. 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.
7. Официальный сайт Федеральной службы по тарифам [Электронный ресурс] // «Федеральная служба по тарифам, Фактические цены – Режим доступа: http://www.fstrf.ru/tariffs/info_tarif/electro/actual_price/1/
8. Каталог «Трансформаторно-реакторное оборудование» [Электронный ресурс] // «ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш». – Режим доступа: <http://www.uetm.ru/>
9. 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.
10. СТО РусГидро 01.01.78-2012. Гидроэлектростанции. Нормы Технологического Проектирования. – Москва. 2014. – 296 с.
11. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ.– Введ. 16.06.2010 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС», 2010 – 128 с.
12. Каталог «Выключатели генераторные элегазовые ВГГ-20» [Электронный ресурс] // «ОАО ВО «Электроаппарат».– Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru>

13. Каталог «Разъединители однополюсные высокого напряжения типов РВП-20/12500Н УЗ и РВПЗ-20/12500Н УЗ» [Электронный ресурс] // «ЗАО ВЗВА». – Режим доступа: <http://electra-hvac.ru/rashifrovka-rvpz.html>
14. Каталог «Синхронизатор типа АС-М3» [Электронный ресурс] // «ООО «АСУ-ВЭИ»». – Режим доступа: <http://asu-vei.ru/>
15. Каталог «Трансформаторы тока ТШ-20» [Электронный ресурс] // «ОАО ВО «Электроаппарат». – Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru>
16. Каталог «Трансформаторы напряжения» [Электронный ресурс] // «ЗАО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара»». – Режим доступа: <http://electroshield.ru>
17. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Завод электротехнического оборудования». – Режим доступа: <http://www.transformator.com.ru/>
18. Каталог «Выключатель элегазовый баковый типа ВЭБ-220 на напряжение 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш». – Режим доступа: <http://www.uetm.ru/>
19. Каталог «Трансформаторы напряжения ЗНОГ-220» [Электронный ресурс] // «ОАО "ПО "МЗ "Молния"». – Режим доступа: <http://electra-hvac.ru/>
20. СНиП 33-01-2003 Строительные нормы и правила Российской Федерации. Гидротехнические сооружения. – Введен 01-01-2004. – ФГУП ЦПП, 2004. - 30 с.
21. СНиП 2.06.04-82. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). - М.: ФГУП ЦПП, 2004.
22. Справочник по гидравлическим расчетам/ Под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с
23. Рассказов Л.Н. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1: Учебник для студентов вузов – М.: Стройиздат, 1996. – 440 с.
24. Плотины бетонные и железобетонные: СНиП 2.06.06-85. Издание официальное. - М. : Госстрой России, ГУП ЦПП, 2000. - 40 с.
25. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения.- М.: ФГУП ЦПП, 2012.
26. Рассказов Л.Н. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1: Учебник для студентов вузов – М.: Стройиздат, 1996. – 440 с.
27. СНиП 2.02.02-85. Основания гидротехнических сооружений. -М.: Госстрой, 1989.26. СНиП 33-01-2003 Гидротехнические сооружения. Основные положения. – М. : ФГУП ЦПП, 2004.
28. ГОСТ 12.0.230-2007 «Система стандартов безопасности труда. Система управления охраной труда. Общие требования».[Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-0-230-2007-ssbt>
29. РД153-34.0-03.301-00 – «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» [Электронный ресурс] // «АО «Кодекс»». – Режим доступа: http://snipov.net/database/c_4024867195_doc_4294813092.html

30. Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.[Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

31. Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002.[Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

32. Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998.[Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

33. Федеральный закон «О животном мире» № 52 ФЗ от 13.12.1996.[Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

34. 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] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

35. 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] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

36. Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 N 75-ФЗ).[Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

37. 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] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

38. Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001.[Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

39. Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006.[Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

40. Лесной кодекс РФ № 200- ФЗ от 04.12.2006.[Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

41. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва :ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.

42. 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.

43. Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9)– Москва :«РусГидро», 2016 – 14 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Расчетный гидрологический ряд наблюдений р. Витим в створе Тузалинской ГЭС с 1939 по 1988 гг.

Год	Расходы в кубических метрах в секунду												Q _{ср}
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
1939	212	120	101	202	928	2200	1932	1564	1472	1196	368	294	882
1940	120	74	60	156	1380	1422	2008	2024	1932	894	276	138	874
1941	129	101	92	276	882	3304	1472	1012	1196	966	377	202	834
1942	184	83	46	101	920	1932	2484	1932	1840	1104	552	221	950
1943	156	147	129	377	1932	2208	1104	1196	1058	1012	598	202	843
1944	202	74	60	193	1229	1196	2736	2668	2622	1288	396	322	1082
1945	138	120	87	110	1334	1573	2162	2070	2024	1242	405	258	960
1946	166	147	143	138	1306	2013	966	1012	797	751	322	285	671
1947	83	78	64	60	1288	1656	1754	2162	2116	960	184	138	879
1948	101	64	55	78	1380	3082	1610	1316	1122	929	230	193	847
1949	138	129	110	285	874	2962	1104	1058	1150	1012	377	322	793
1950	138	120	115	193	1601	1595	1658	920	752	806	331	248	706
1951	92	78	51	156	1012	1196	2560	2484	2392	1065	294	129	959
1952	147	101	83	368	2144	2208	1012	844	898	852	368	184	767
1953	276	138	92	143	1250	3425	2484	2300	2070	1296	782	322	1215
1954	120	110	46	368	1472	2346	1380	1196	1113	1049	377	304	823
1955	184	179	175	202	2346	2912	2668	3036	2898	1486	386	258	1394
1956	166	161	124	386	2336	2484	1426	1334	999	970	285	225	908
1957	129	120	110	166	1435	1546	2042	2806	2521	1196	377	156	1050
1958	147	138	120	221	1132	2048	1877	1500	853	907	543	304	816
1959	212	193	156	129	2324	3180	1242	982	1090	1044	561	202	943
1960	198	161	152	212	1297	1978	1886	2168	2254	1282	552	221	1030
1961	129	120	110	184	1196	1564	3358	3266	1472	1288	414	156	1105
1962	147	143	110	230	1100	3840	1196	1334	1288	1150	662	175	948
1963	166	156	55	239	1932	1656	2496	1840	1098	1052	368	202	938
1964	101	74	60	69	1058	2530	1748	1426	1877	1601	202	138	907
1965	129	101	92	248	1426	1794	2484	1564	1518	1472	285	156	939
1966	276	202	161	166	2668	2672	1288	1028	1044	1098	607	304	960
1967	147	133	129	193	1242	1564	2384	2300	1012	928	368	276	890
1968	239	235	216	488	1932	3440	2024	1840	1656	1298	460	322	1179
1969	285	166	138	120	1380	1702	3358	2944	1288	1150	377	156	1089
1970	386	248	87	184	2254	3956	1932	2024	1702	1656	497	386	1276
1971	414	258	147	106	2944	3496	3404	3036	2024	1610	589	350	1532
1972	202	193	166	138	2116	1840	1702	1472	1610	1012	405	230	924
1973	202	193	129	230	1978	4370	2024	1288	1380	1242	377	212	1135
1974	147	143	129	230	2300	1564	2658	1288	974	968	202	156	897
1975	129	120	110	230	1518	2484	1242	1288	1426	1334	359	193	869
1976	156	147	78	175	1196	1334	3036	1242	1380	1288	294	166	874
1977	147	133	129	124	736	2024	1748	1104	828	736	368	202	690
1978	129	110	92	60	1564	1748	2200	1656	2024	1020	276	184	922
1979	202	64	55	258	1472	1748	1932	1288	1380	1242	276	193	843

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср}
1980	138	129	101	184	2852	2068	920	836	844	898	386	230	799
1981	304	184	156	120	1840	3220	1380	1380	1288	1196	736	368	1014
1982	271	258	235	405	1196	2208	1288	1196	1840	1380	350	166	899
1983	156	101	74	230	3312	4416	2760	2300	2024	1472	534	212	1466
1984	166	129	64	124	1656	2852	1656	1288	1196	1150	294	193	897
1985	101	92	74	221	1196	1288	2720	1564	1472	905	285	248	847
1986	129	120	92	184	1416	2024	1012	1104	874	856	368	202	698
1987	147	129	74	212	1380	1064	2116	744	752	798	322	258	666
1988	110	101	74	83	844	1732	1748	1334	1472	1334	276	120	769
Q _{МН} ср	174	136	106	199	1590	2275	1966	1651	1478	1129	398	226	944

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – Водно-энергетический расчёт по маловодному году, 1 итерация

Месяц	Q, м ³ /с					Q _{ВХК} <Q _{НБ}		V _{вдхщ} , км ³			Z _{вб, М}			Z _{нб, М}	H, М	N _{ГЭС} , МВт	N _{Гар} , МВт
	Q _{быт}	Q _{фильтр}	Q _{холср}	Q _{вдхщ}	Q _{ГЭС}	Q _{ВХК}	Q _{нб}	нач	dV	кон	нач	кон	средн				
11	323	8	0	475	798	320	806	12,71	1,23	11,48	583,00	580,89	581,94	501,27	79,82	560	560
12	256	8	0	610	866	320	874	11,48	1,58	9,90	580,89	577,50	579,19	501,61	76,72	585	585
1	148	8	0	771	919	320	927	9,90	2,00	7,90	577,50	572,68	575,09	501,88	72,35	585	585
2	132	8	0	806	938	320	946	7,90	2,09	5,81	572,68	568,64	570,66	501,97	67,83	560	560
3	300	8	0	593	893	320	901	5,81	1,54	4,27	568,64	565,86	567,25	500,84	65,55	515	515
4	195	8	0	437	632	640	640	4,27	1,13	3,14	565,86	561,59	563,73	499,77	63,10	351	bxk
5	1497	8	0	-865	632	640	640	3,14	-2,24	5,38	561,59	567,95	564,77	499,77	64,14	357	bxk
6	1557	8	0	-925	632	640	640	5,38	-2,40	7,78	567,95	572,41	570,18	499,77	69,55	387	bxk
7	1610	8	0	-978	632	640	640	7,78	-2,53	10,31	572,41	578,46	575,44	499,77	74,81	416	bxk
8	882	8	0	-250	632	640	640	10,31	-0,65	10,96	578,46	579,86	579,16	499,77	78,53	437	bxk
9	798	8	0	-349	449	320	457	10,96	-0,90	11,87	579,86	581,60	580,73	499,49	80,39	318	bxk
10	744	8	0	-325	419	320	427	11,87	-0,84	12,71	581,60	583,00	582,30	499,33	82,11	303	bxk

Таблица А.3 – Водно-энергетический расчёт по маловодному году, 2 итерация

Месяц	Q, м ³ /с					Q _{ВХК} <Q _{НБ}		V _{вдхщ} , км ³			Z _{вб, М}			Z _{нб, М}	H, М	N _{ГЭС} , МВт	N _{Гар} , МВт
	Q _{быт}	Q _{фильтр}	Q _{холср}	Q _{вдхщ}	Q _{ГЭС}	Q _{ВХК}	Q _{нб}	нач	dV	кон	нач	кон	средн				
11	323	8	0	345	668	320	676	12,71	0,89	11,82	583,00	581,51	582,25	500,61	80,78	475	475
12	256	8	0	468	724	320	732	11,82	1,21	10,60	581,51	579,10	580,30	500,89	78,55	500	500
1	148	8	0	606	754	320	762	10,60	1,57	9,03	579,10	575,40	577,25	501,05	75,35	500	500
2	132	8	0	622	754	320	762	9,03	1,61	7,42	575,40	571,62	573,51	501,05	71,60	475	475
3	300	8	0	401	701	320	709	7,42	1,04	6,38	571,62	569,59	570,60	500,05	69,69	430	430
4	195	8	0	600	795	640	803	6,38	1,56	4,83	569,59	567,01	568,30	500,44	67,00	469	bxk
5	1497	8	0	-710	787	640	795	4,83	-1,84	6,67	567,01	570,10	568,56	500,41	67,29	466	bxk
6	1557	8	0	-885	672	640	680	6,67	-2,29	8,96	570,10	575,23	572,67	499,93	71,87	425	bxk
7	1610	8	0	-978	632	640	640	8,96	-2,53	11,49	575,23	580,92	578,07	499,77	77,44	431	bxk
8	882	8	0	-230	652	640	660	11,49	-0,60	12,09	580,92	581,99	581,45	499,85	80,74	463	bxk
9	798	8	0	-149	649	320	657	12,09	-0,39	12,48	581,99	582,63	582,31	500,51	80,94	462	bxk
10	744	8	0	-325	419	320	427	11,87	-0,84	12,71	581,60	583,00	582,30	499,33	82,11	303	bxk

Продолжение приложения А

Таблица А.4 – Водно-энергетический расчёт по средневодному году

Месяц	Q, м ³ /с					Q _{ВХК} <Q _{НБ}		V _{вдхщ, км³}			Z _{вб, м}			Z _{нб, м}	H _м	N _{ГЭС,} МВт	N _{Гар,} МВт
	Q _{быт}	Q _{фильтр}	Q _{холср}	Q _{вдхщ}	Q _{ГЭС}	Q _{вхк}	Q _{нб}	нач	dV	кон	нач	кон	средн				
11	325	8	0	343	668	320	676	12,71	0,89	11,82	583,00	581,52	582,26	500,61	80,79	475	475
12	356	8	0	365	721	320	729	11,82	0,95	10,87	581,52	579,68	580,60	500,88	78,86	500	500
1	267	8	0	477	744	320	752	10,87	1,24	9,64	579,68	576,88	578,28	501,00	76,43	500	500
2	257	8	0	600	857	320	865	9,64	1,56	8,08	576,88	573,90	575,39	501,56	72,96	550	475
3	227	8	0	675	902	320	910	8,08	1,75	6,33	573,90	571,59	572,74	500,87	71,01	564	430
4	387	8	0	568	955	640	963	6,33	1,47	4,86	571,59	567,01	569,30	501,09	67,35	566	вхк
5	1497	8	0	-800	697	640	705	4,86	-2,07	6,94	567,01	570,62	568,81	500,04	67,92	417	вхк
6	2090	8	0	-1210	880	640	888	6,94	-3,14	10,07	570,62	577,90	574,26	500,78	72,62	562	вхк
7	1647	8	0	-830	817	640	825	10,07	-2,15	12,22	577,90	582,21	580,06	500,53	78,67	566	вхк
8	1069	8	200	-70	799	640	1007	12,22	-0,18	12,40	582,21	582,51	582,36	501,27	80,24	564	вхк
9	1464	8	580	-60	824	320	1412	12,40	-0,16	12,56	582,51	582,76	582,64	504,26	77,52	562	вхк
10	990	8	130	-58	802	320	940	12,56	-0,15	12,71	582,76	583,00	582,88	501,94	80,08	565	вхк

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основное и вспомогательное оборудование

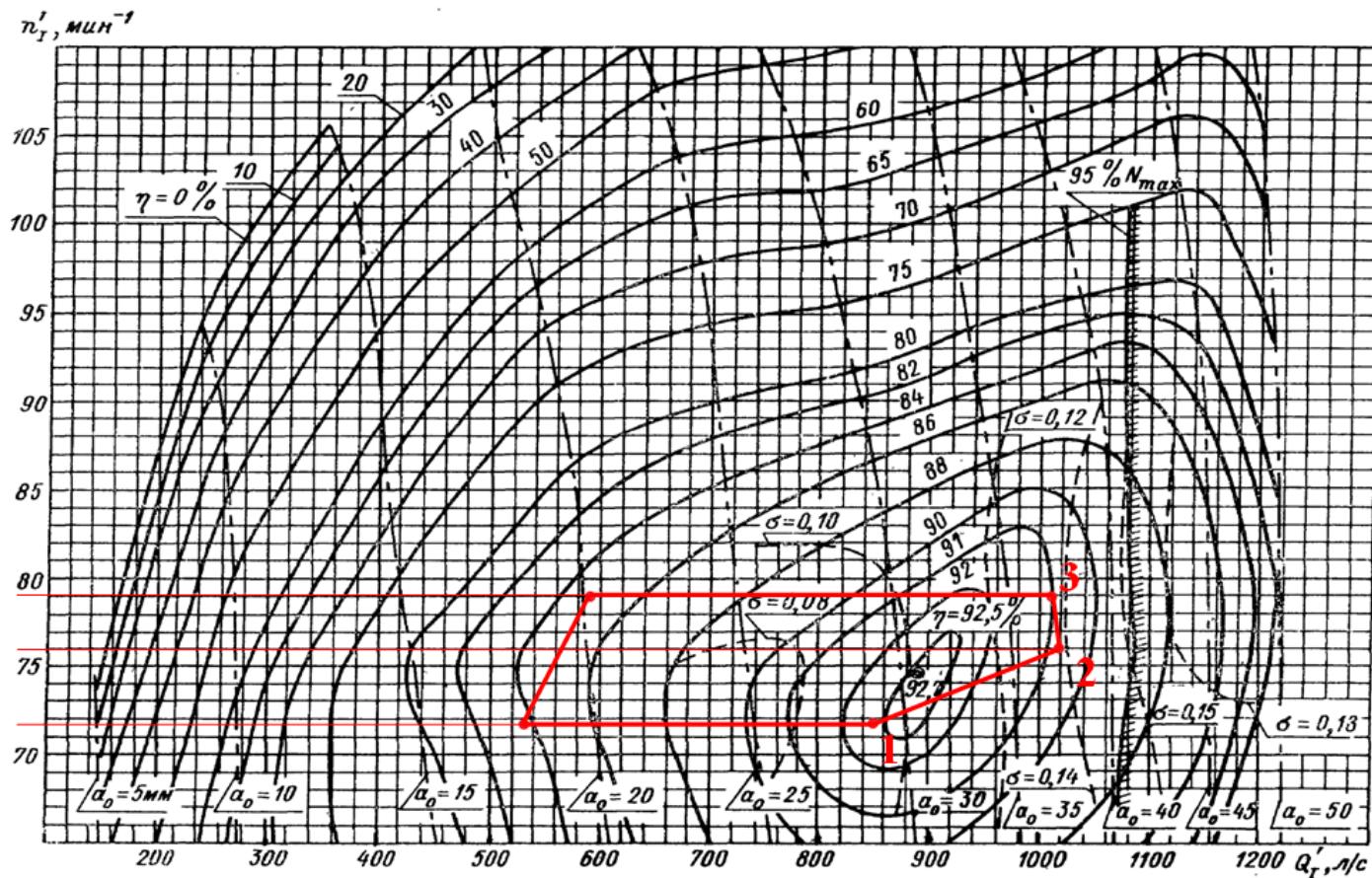


Рисунок Б.1 – Главная универсальная характеристика РО115-В

ПРИЛОЖЕНИЕ В

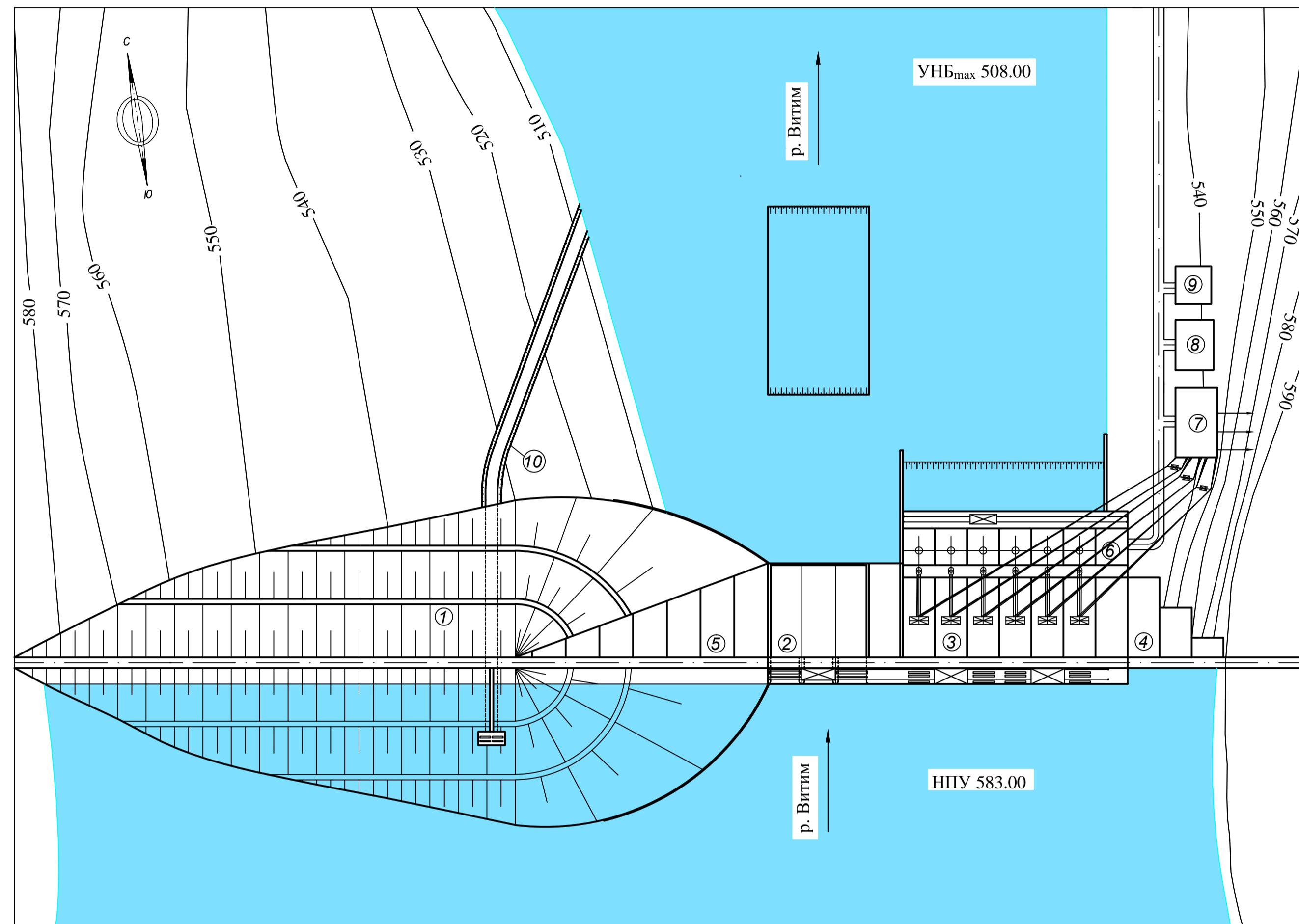
Релейная защита и автоматика

Таблица В.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки		
наименование	обозначение	наименование	относительные единицы	именованные единицы
Диф. Защита продольная	$I_{\Delta G}$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,44 A
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	1,45 A
		Тормозной ток, B	$1,5 \cdot I_H$	4,35 A
33Г	U_0	t_1	U_{01G}	- 5 B
		t_2	U_{02G}	- 10 B
		t_3	U_{0G}	- 15 B
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,1	-
ЗПН	$U >$	2ступень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$ 140 B
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$ 120 B
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$ 0,20 A
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,18 \cdot I_H$ 0,52 A
		OTC I	$I_{2C.3.}$	$0,16 \cdot I_H$ 0,46 A
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$ 3,10 A
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$ 3,19 A
		OTC	I_{1OTC}	$1,224 \cdot I_{HOM}$ 3,55 A
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,1 0,248 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,35 0,69 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{HOM.P}$ 2,91 A
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{HOM.P}$ 3,54 A
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,19 \cdot I_{HOM.P}$ 6,35 A

Генеральный план Тузалинского гидроузла

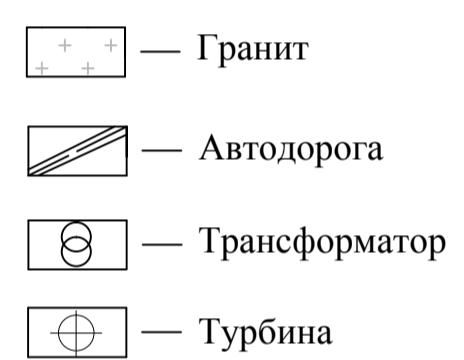
М 1:2000



Экспликация объектов

№	Наименование
1	Левобережная глухая каменно-набросная плотина
2	Бетонная водосливная плотина
3	Станционная часть бетонной плотины
4	Правобережная глухая бетонная плотина
5	Глухая бетонная плотина
6	Монтажная площадка
7	ОРУ 220 кВ
8	Здание административно - технического персонала
9	Производственные помещения
10	Открытый канал глубинного водосброса

Условные обозначения

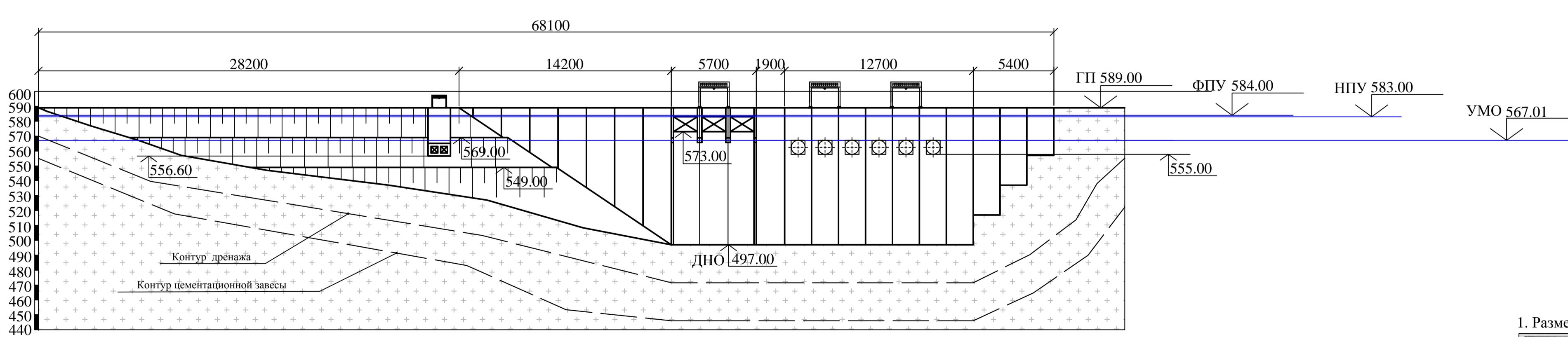


Ведомость состава проекта

№	Обозначение	Наименование
1	ВКР-13.03.02-541401650-ГП	Генеральный план. Вид с верхнего бьефа. Экспликация объектов. Ведомость состава проекта.
2	ВКР-13.03.02-541401650-ГР1	Поперечный разрез здания ГЭС.
3	ВКР-13.03.02-541401650-ГР1	Основные характеристики ГА.
4	ВКР-13.03.02-541401650-ГР2	Станционная плотина и здания ГЭС. Поперечный разрез.
5	ВКР-13.03.02-541401650-РР	Основные характеристики ГА. Поперечный разрез волосянной плотины. Сбор нагрузок на водосливную плотину.
6	ВКР-13.03.02-541401650-ЭС1	Главная электрическая схема соединений.
7	ВКР-13.03.02-541401650-ЭС2	Схема устройств РЗиА
8	ВКР-13.03.02-541401650-ПЗ	Пояснительная записка

Вид с верхнего бьефа

М 1:2000

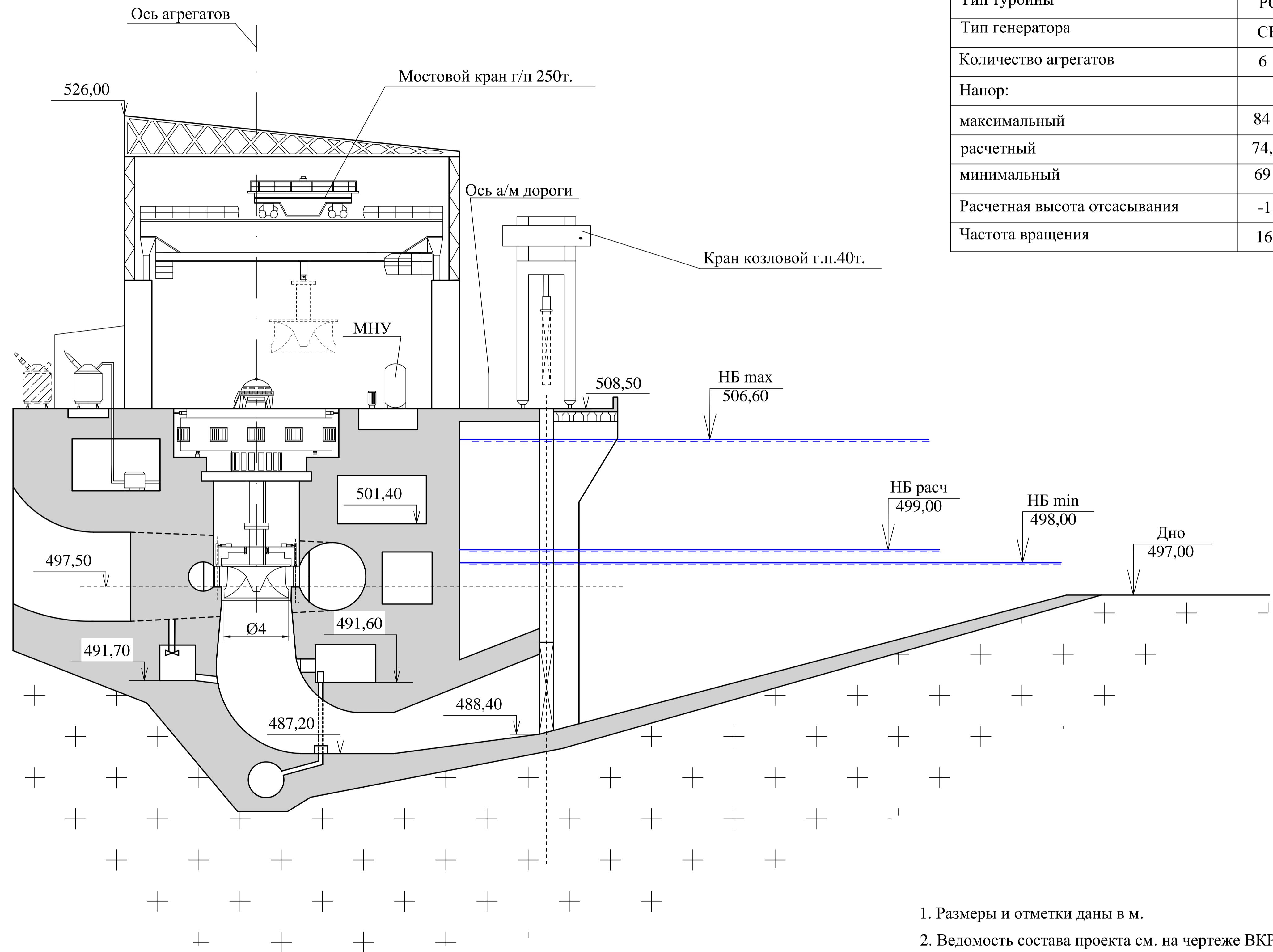


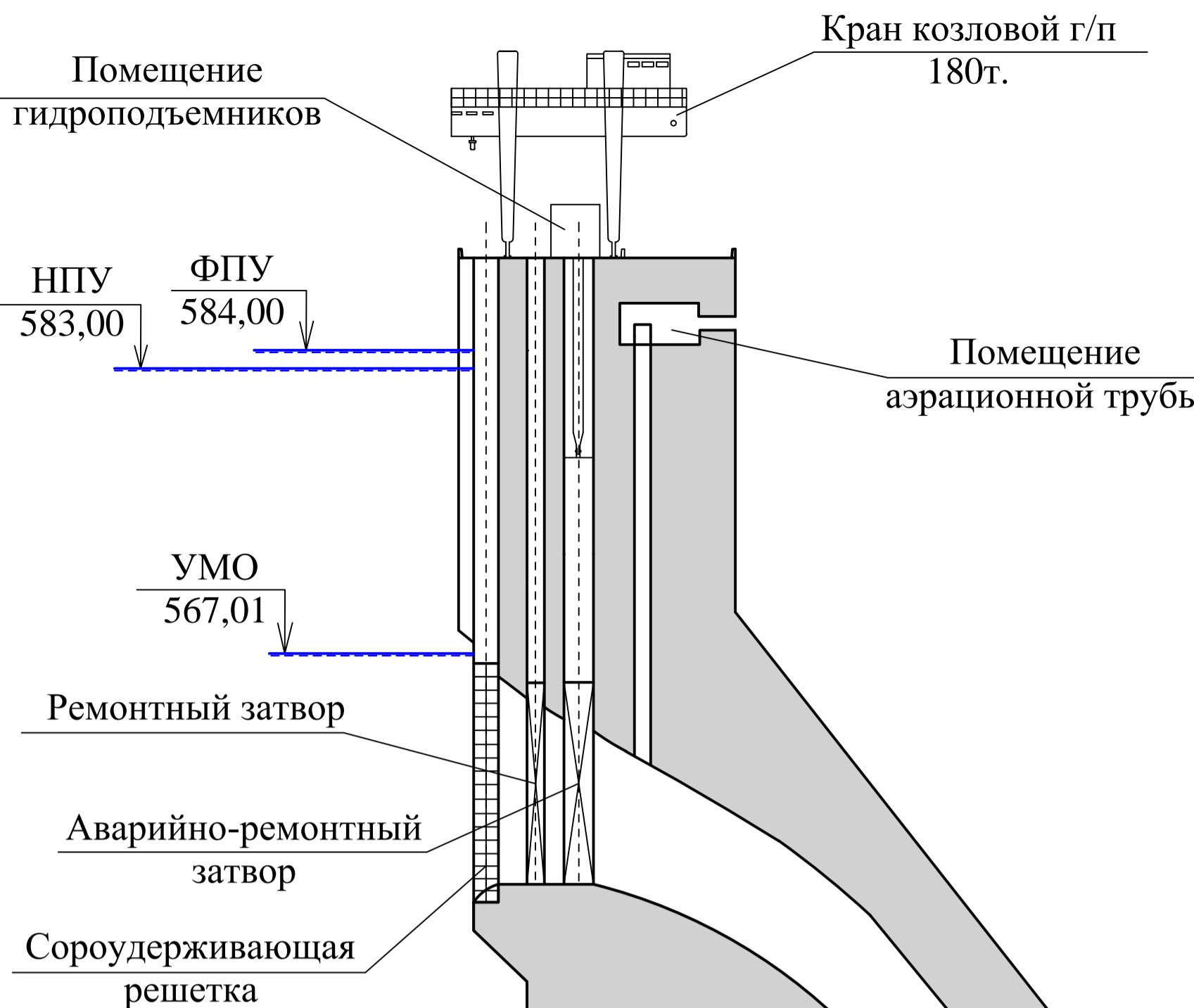
1. Размеры на чертеже даны в см, отметки даны в м.

ВКР-13.03.02-541401650-ГП			
Саяно-Шушенский филиал СФУ			
Изм. Кол.уч.	Лист № док.	Подпись	Дата
Разраб. Борисова	Б.Борисова	Б.Борисова	06.06.2018
Провер. Лыбина	Л.Лыбина	Л.Лыбина	06.06.2018
Т.контр.			
И.контр.			
Утв.			
Генеральный план сооружения			Кафедра ГГЭС, 2018 г

Поперечный разрез

1:200



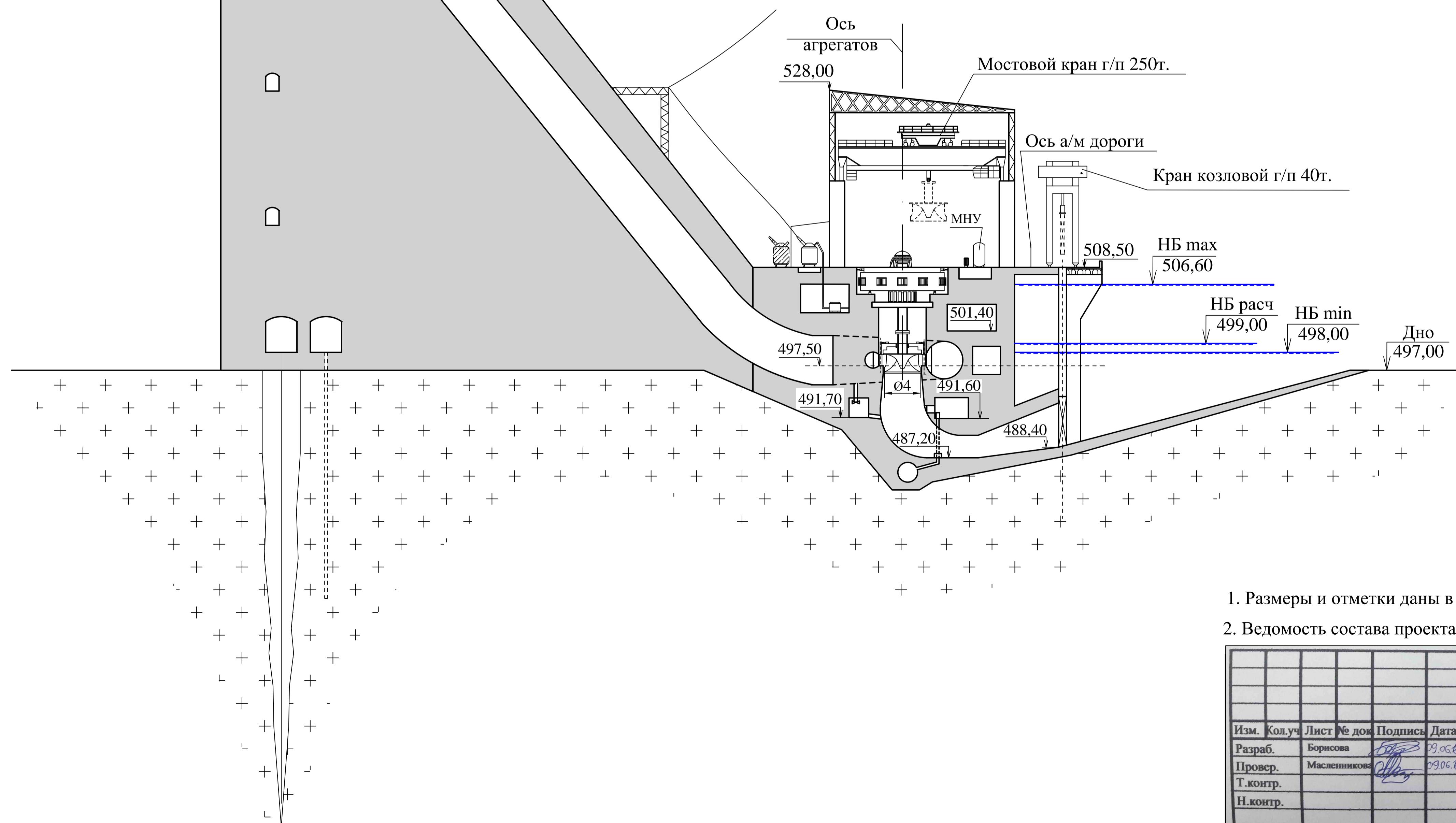


Поперечный разрез

1:400

Основные характеристики гидроагрегатов

Тип турбины	РО - 115 - В
Тип генератора	СВ - 835/180 - 36
Количество агрегатов	6
Напор:	
максимальный	84
расчетный	74,3
минимальный	69
Расчетная высота отсасывания	-1,5 м
Частота вращения	166,7 об/мин



1. Размеры и отметки даны в м.

2. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-541401650-ГП.

ВКР-13.03.02-541401650-ГР1					
Саяно-Шушенский филиал СФУ					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.	Борисова				09.06.8
Провер.	Масленникова				09.06.8
Т.контр.					
Н.контр.					
Утв.					

Проектирование Тузалинской ГЭС
на реке Витим

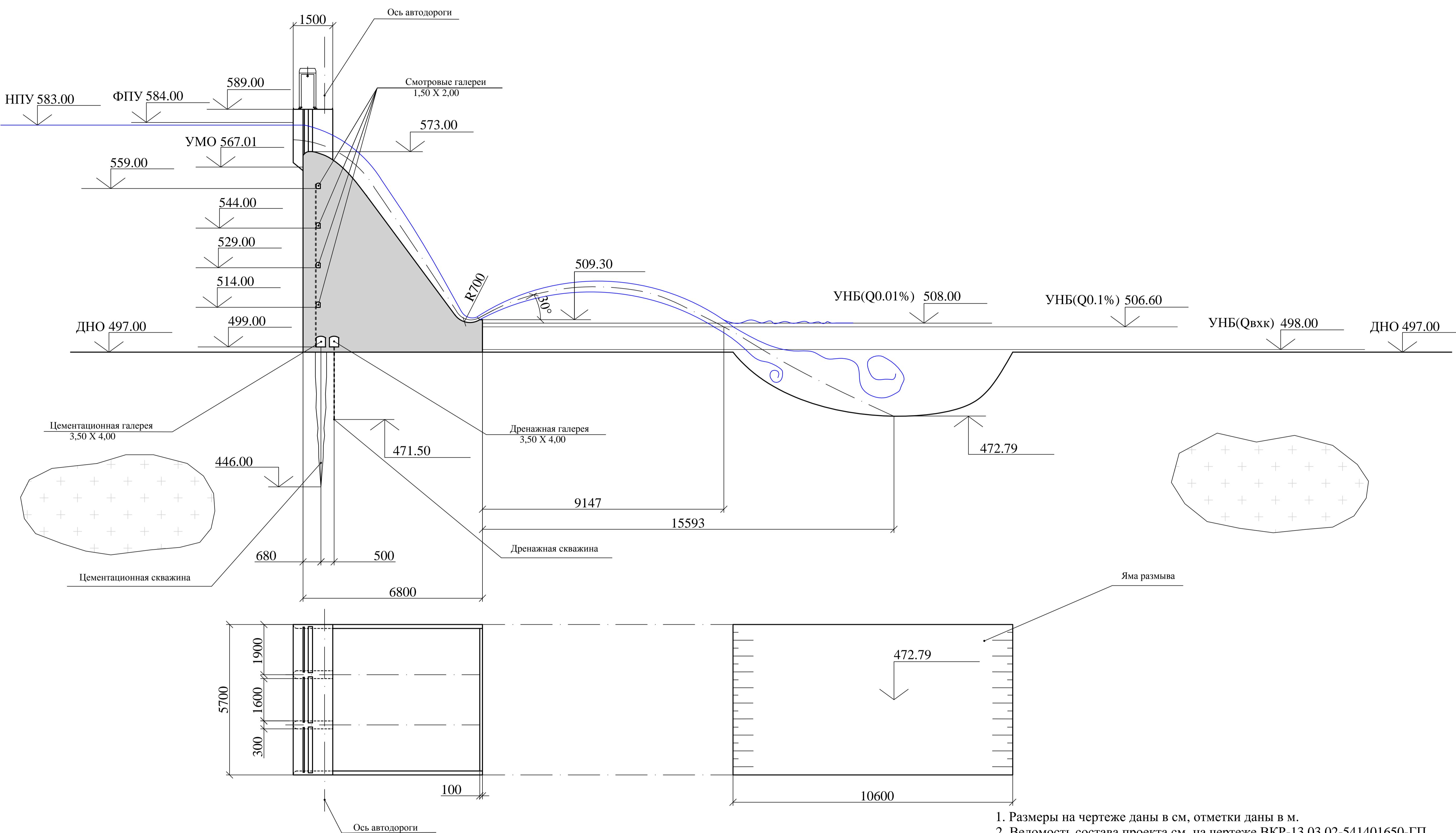
Поперечный разрез здания ГЭС. Основные
характеристики ГА

Стадия Лист Листов

Кафедра ГТЭЭС,
2018 г

Поперечный разрез водосливной плотины

М 1:1000



1. Размеры на чертеже даны в см, отметки даны в м.
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-541401650-ГП.

ВКР-13.03.02-541401650-ГР2					
Саяно-Шушенский филиал СФУ					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.	Борисова			<i>Борисова</i>	06.06.18
Провер.	Лыбина			<i>Лыбина</i>	06.06.18
Т.контр.					
Н.контр.					
Утв.					

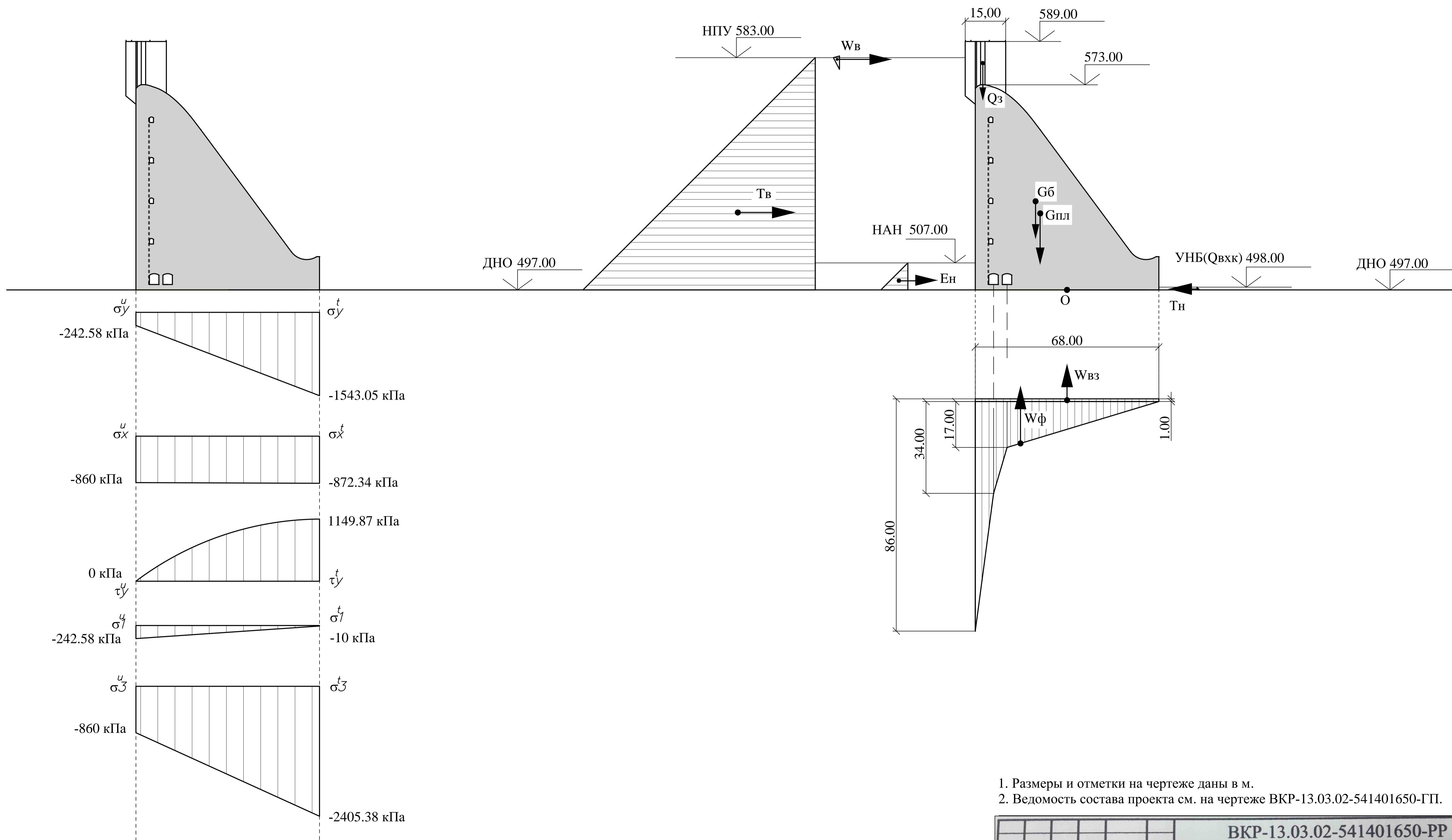
Проектирование Тузалинской ГЭС
на реке Витим

Поперечный разрез водосливной
плотины

Кафедра ГГЭС,
2018 г

Сбор нагрузок на водосливную плотину

Эпюра напряжений
в сечении на отметки 497.00



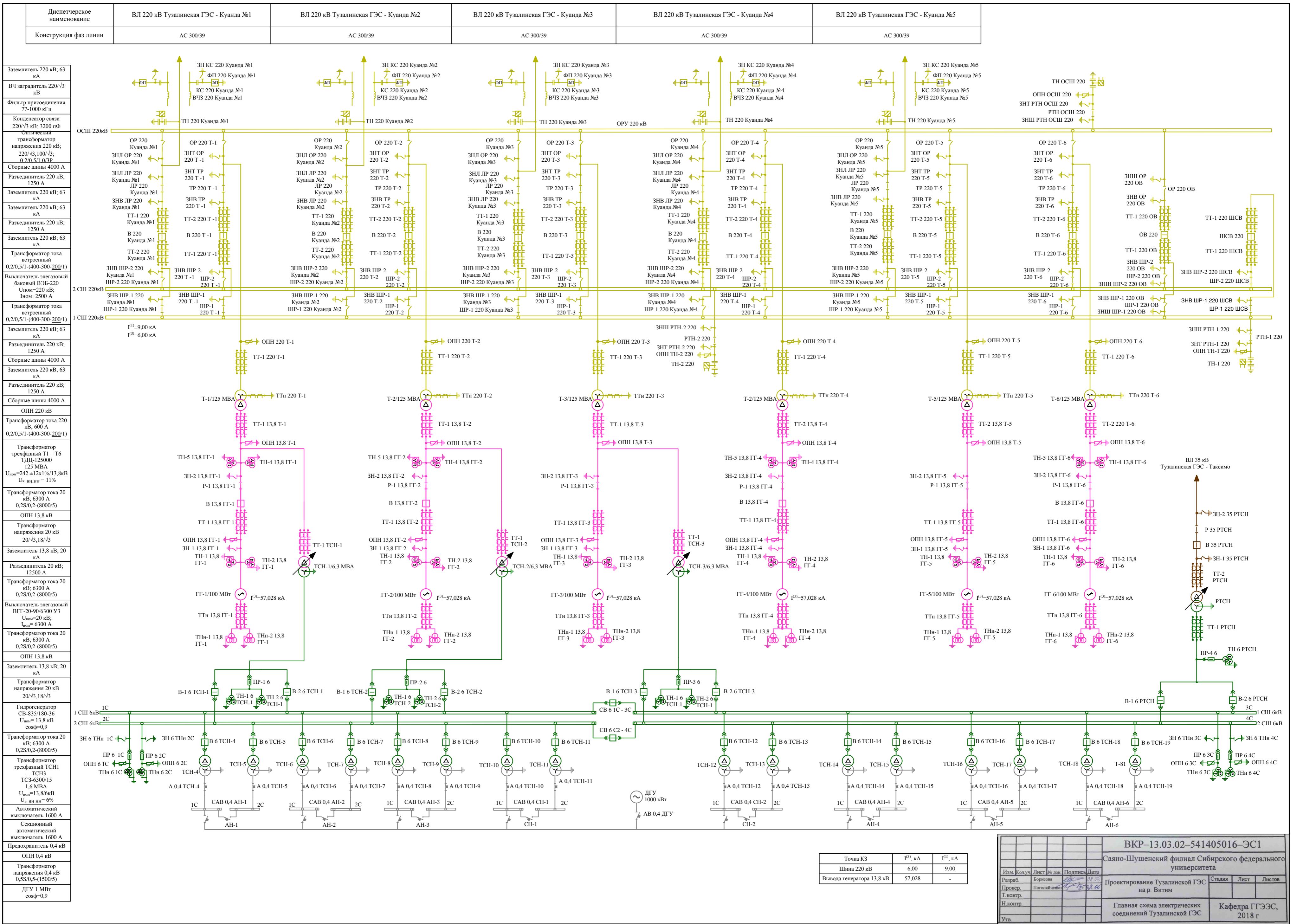
1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-541401650-ГП.

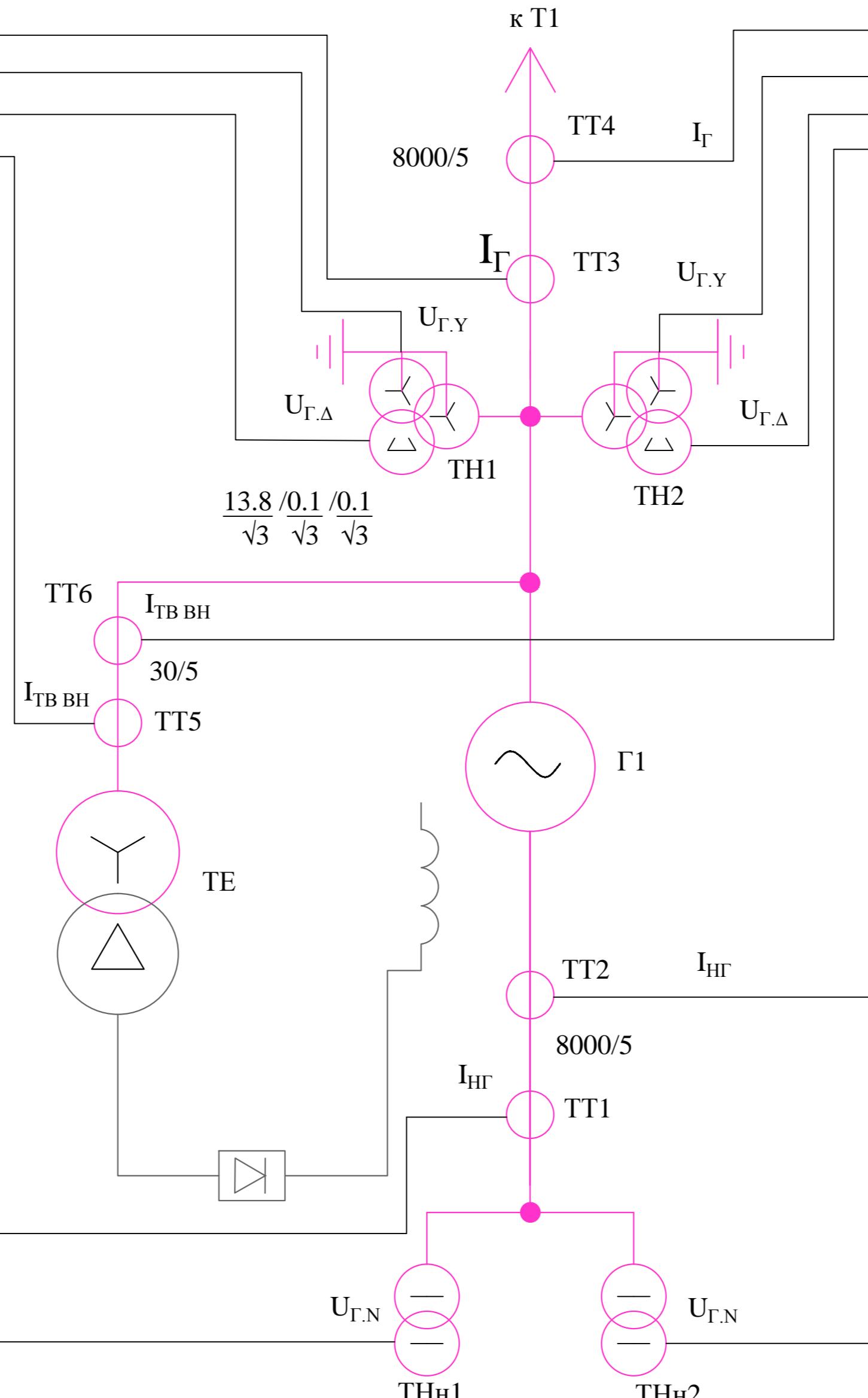
ВКР-13.03.02-541401650-РР					
Саяно-Шушенский филиал СФУ					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Борисова			<i>Борисова</i>	06.06.18
Провер.	Лыбина			<i>Лыбина</i>	06.06.18
Т.контр.					
Н.контр.					
Утв.					

Проектирование Тузалинской ГЭС
на реке Витим

Сбор нагрузок на водосливную
плотину

Кафедра ГГЭС,
2018 г





	ШЭ1113 (Система Б)		
	Υ	I_Γ	$I\Delta G$
	Υ	$U_{\Gamma, Y}$	$Z1<, Z2<, U1<, U2<, KIH$
	\triangle	$U\Gamma.\Delta$	KIH, $Un(U_0)$
	Υ	$I_{TB\ BH}$	$I>TB$
	Υ	I_{HG}	$I\Delta G, I2, I1, Z1<, Z2<$
	-	$U\Gamma.N$	$Un(U_0)$

1. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-541401650-ГП.

Защиты		Действие		
Наименование	Обозначение			
Диф. защита продольная	IΔG	+ + +	Отключение В/Г Гашение полей Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖГ ГГ Отключение ШСВ
ЗЗГ	U0	t1		
		t2		
		t3	+ + +	+ + +
ЗПН	U>	U03		+ + +
		1 ступень t1		+ +
		2 ступень t2		+ +
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I2	СО		
		ИО		
		OTC I	t1	
			t2	
			t3	+ +
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I1	СО		
		ИО		
		OTC	t1	
			t2	
			t3	+ +
ДЗ	Z<	1 ступень		+ + +
		t1		
		t2	+ + +	+ + +
		2 ступень		
		t1		
		CO		
				+ + +

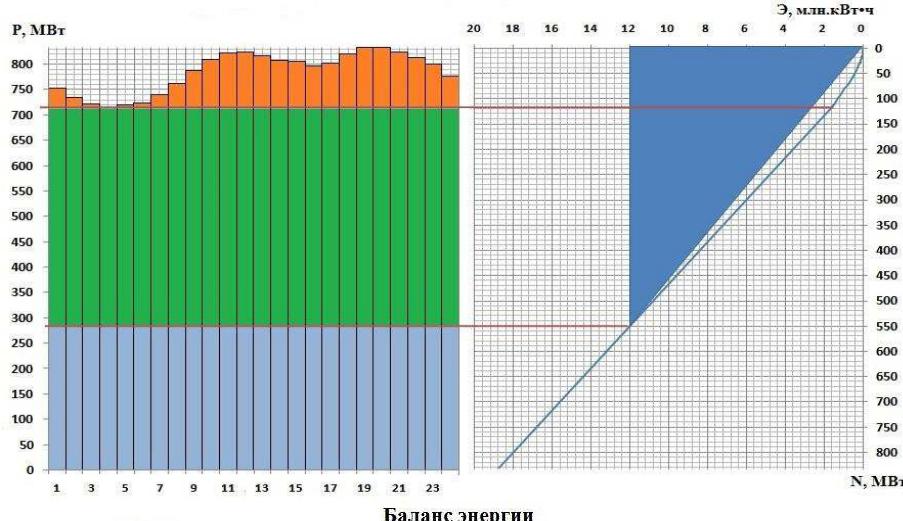
BKP-13.03.02-54140516-ЭС2

Саяно-Шушенский филиал СФУ

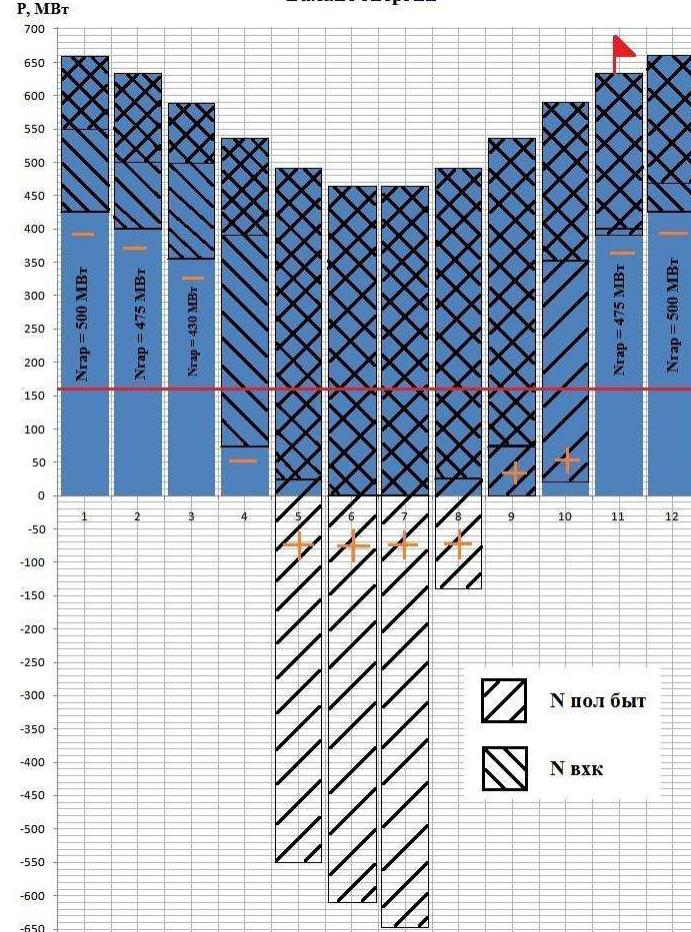
					Саяно-Шушенский филиал СФУ				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата				
Разраб.	Борисова	<i>Борисова</i>			08.06.18	Проектирование Тузалинской ГЭС на р. Витим	Стадия	Лист	Листов
Провер.	Казанцева	<i>Казанцева</i>			07.06				
Т.контр.									
Н.контр.									
Утв.									
					Схема устройств РЗиА		Кафедра ГГЭС 2018 г.		

Тузалинская ГЭС на реке Витим

Суточный график и ИКН зимнего периода

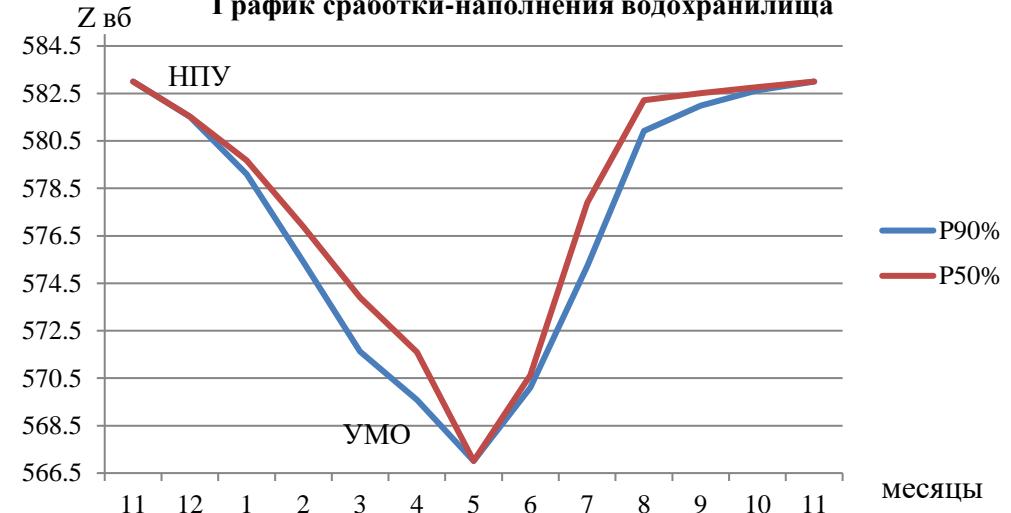


Баланс энергии



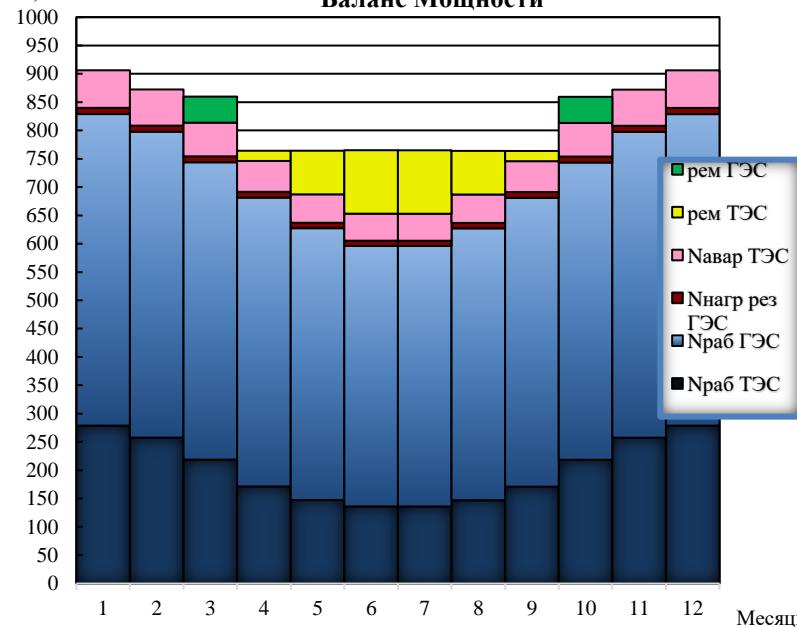
Установленная мощность $N_{УСТ} = 566$ МВт.
Среднемноголетняя выработка $\bar{Э} = 4,65$ млрд кВт * ч.

График сработки-наполнения водохранилища



месяцы

Баланс Мощности



месяцы

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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

И.Ю. Погоняйченко
подпись

«28» 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.02.03 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТУЗАЛИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ВИТИМ.
СИСТЕМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ И КОНТРОЛЯ
ГИДРОАГРЕГАТОВ ГЭС - ТЕПЛОВОЙ КОНТРОЛЬ**

Руководитель 12.06.18
подпись, дата

ст. преподаватель кафедры
ГТЭЭС Саяно-Шушенского
филиала СФУ
должность

А.А. Клюач
инициалы, фамилия

Выпускник 12.06.18
подпись, дата

Е.М. Борисова
инициалы, фамилия

Саяногорск, Черёмушки 2018