

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

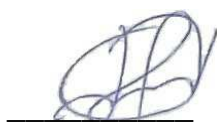
« 15 » 16 _____ 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02- Электроэнергетика и электротехника

**Проектирование Тирлянской ГЭС на реке Белая. Установки и
системы автоматического газового и порошкового
пожаротушения, пожарной автоматики и сигнализации на
проектируемых ГЭС и РУ**

Руководитель



подпись, дата

доцент кафедры ГГЭЭС

СШФ СФУ

должность

В. И. Татарников

инициалы, фамилия

Выпускник



подпись, дата

В. А. Гвоздовский

инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Тирлянской ГЭС на реке Белая. Установки и системы автоматического газового и порошкового пожаротушения, пожарной автоматики и сигнализации на проектируемых ГЭС и РУ».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зид 13.01.18
подпись, дата

Э.Ю. Замеева
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

Мас 12.06.18
подпись, дата

А.В. Масленникова
инициалы, фамилия

Электрическая часть

ИГО 15.06.18
подпись, дата

ИГО Погодина
инициалы, фамилия

Устройства РЗА

Курб 15.06.2018
подпись, дата

А.В. Курбанова
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Умар 09.06.18
подпись, дата

Н.П. Умарова
инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

ИГО 15.06.18
подпись, дата

ИГО Погодина
инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

Вил 06.06.18
подпись, дата

В.В. Виласова
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

16.06.18
подпись, дата

А.А. Чабанова
инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
Сокращенный паспорт Тирлянкой ГЭС.....	7
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС.....	9
1.1 Природные условия.....	9
1.1.1 Географические сведения.....	9
1.1.2 Климатические условия.....	9
1.1.3 Гидрологические особенности.....	9
1.1.4 Инженерно-геологические условия.....	12
1.2 Энерго-экономическая характеристика региона.....	12
2 Водно-энергетический расчёт.....	15
2.1 Гидрологические расчёты.....	15
2.2 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока.....	16
2.2.1 Выбор расчётного маловодного года (P=90%) и средневодного года (P=50%).....	18
2.3 Обработка данных по энергосистеме.....	19
2.3.1 Построение суточных графиков нагрузки.....	19
2.3.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.....	21
2.4 Расчёт режимов работы ГЭС без регулирования с учётом требований водохозяйственной системы.....	23
2.5 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в маловодном году.....	25
2.6 Определение рабочей мощности.....	28
2.7 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов.....	29
2.8 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в среднем по водности году.....	30
3 Выбор основного и вспомогательного оборудования.....	33
3.1 Выбор числа и типа агрегатов.....	33
3.2 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу.....	38
3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы.....	39
3.3.1 Работа одного агрегата с расчётной мощностью при N_{max}	39
3.3.2 Работа одного агрегата с расчётной мощностью при N_p	40
3.3.3 Работа одного агрегата с соответствующей мощностью при N_{min}	41
3.3.4 Выбор отметки расположения рабочего колеса.....	41
3.4 Определение геометрических размеров проточной части гидротурбины P045 – В – 710.....	42

3.5	Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки и колонки управления.....	42
3.6	Выбор типа серийного гидрогенератора	43
3.7	Определение установленной мощности ГЭС	43
4	Электрическая часть.....	44
4.1	Выбор номинального напряжения линий	45
4.2	Выбор повышающих трансформаторов	45
4.3	Выбор трансформаторов собственных нужд.....	46
4.4	Выбор количества отходящих воздушных линий РУ высшего напряжения и марки проводов воздушных линий.....	47
4.5	Выбор главной схемы ГЭС.....	49
4.6	Выбор главной схемы РУ высшего напряжения.....	51
4.7	Расчет токов трехфазного и однофазного КЗ в главной схеме	52
4.8	Выбор и проверка электрических аппаратов в главной схеме.....	53
4.8.1	Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов	54
4.8.2	Выбор выключателей и разъединителей ОРУ 220 кВ	55
4.8.3	Выбор трансформаторов напряжения.....	56
4.8.4	Выбор ограничителей перенапряжений.....	56
4.8.5	Выбор коммутационных аппаратов на генераторном напряжении	56
5	Релейная защита и автоматика.....	58
5.1	Перечень защит основного оборудования	58
5.2	Описание защит и расчёт их уставок.....	59
5.2.1	Продольно дифференциальная защита генератора	59
5.2.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора	61
5.2.3	Защита от повышения напряжения	64
5.2.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий.....	64
5.2.5	Защита от симметричных перегрузок	68
5.2.6	Дистанционная защита генератора.....	69
6	Компоновка гидроузла, выбор типа и расчёт основных сооружений.....	73
6.1	Проектирование сооружений напорного фронта	73
6.1.1	Определение отметки гребня плотины	73
6.2	Гидравлические расчёты.....	76
6.2.1	Определение ширины водосливного фронта	76
6.2.2	Определение отметки гребня водослива.....	78
6.2.3	Построение профиля водосливной грани	79
6.2.4	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе	80
6.2.5	Расчет специальных гасителей (шашки).....	82
6.2.6	Расчет водобойной стенки.....	83
6.2.7	Пропуск расходов через донные отверстия.....	85
6.3	Конструирование плотины	86
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины.....	86
6.3.2	Разрезка плотины швами, устои, дренаж тела плотины.....	88
6.4	Фильтрационные расчёты.....	88
6.5	Статические расчёты плотины	89
6.5.1	Определение основных нагрузок на плотину.....	89
6.5.2	Сила гидростатического давления.....	91

6.5.3	Равнодействующая взвешивающего давления	91
6.5.4	Сила фильтрационного давления	91
6.5.5	Давление грунта	92
6.5.6	Волновое давление.....	94
6.6	Расчёт прочности плотины	94
6.6.1	Критерии прочности плотины и её основания.....	97
6.6.2	Расчёт устойчивости плотины	98
6.7	Очередность строительства и пропуск строительных расходов.....	99
7	Охрана труда, пожарная безопасность и охрана природы	101
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	101
7.2	Пожарная безопасность.....	101
7.3	Охрана труда и техника безопасности.....	103
7.4	Мероприятия по охране природы	105
8	Технико-экономические показатели строительства ГЭС.....	109
8.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии	109
8.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	110
8.3	Налоговые расходы.....	112
8.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	113
8.5	Оценка инвестиционного проекта	114
8.5.1	Методология, исходные данные.....	114
8.5.2	Коммерческая эффективность	115
8.5.3	Бюджетная эффективность	115
8.6	Анализ чувствительности	116
9	Установки и системы автоматического газового и порошкового пожаротушения, пожарной автоматики и сигнализации на проектируемых ГЭС и РУ	119
9.1	Назначение автоматического пожаротушения	119
9.2	Классификация систем пожаротушения.....	120
9.3	Область применения автоматических установок	121
9.3.1	Газовые автоматические установки	121
9.3.2	Порошковые автоматические установки.....	122
9.4	Предлагаемые технические решения для проектируемой Тирлянской ГЭС	124
9.5	Характеристика объекта защиты.....	126
9.6	Газовые и порошковые огнетушащие вещества, выбор вещества	126
9.7	Состав оборудования газового и порошкового пожаротушения Тирлянской ГЭС.....	129
9.8	Характеристики и назначение приборов	130
9.9	Структурная схема и описание работы автоматического газового и порошкового пожаротушения Тирлянской ГЭС	132
	Заключение	135
	Список использованных источников	137
	Приложения А-П.....	139-153

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанции занимают особо важное место в современных энергетических системах, выполняя главную роль по регулированию её параметров в нестационарных режимах, а также покрывая наиболее неравномерную часть графиков нагрузки. Кроме того, низкая стоимость товарной продукции ГЭС весьма положительно сказывается на ценообразовании электроэнергии на рынке её сбыта.

Гидростанции – один из самых эффективных источников энергии. Коэффициент полезного действия гидравлических турбин достигает 95%, что существенно выше КПД турбин других типов электростанций.

В себестоимости производства электроэнергии на гидростанциях отсутствует топливная составляющая, что делает энергию более конкурентоспособной в условиях рынка.

Гидростанции являются наиболее маневренными из всех типов электростанций. Они способны при необходимости увеличивать выработку и выдаваемую мощность в течение нескольких минут, тогда как тепловым станциям для этого требуется несколько часов, а атомным – сутки. Это позволяет ГЭС покрывать пиковые нагрузки и поддерживать частоту тока в энергосистеме.

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

Все эти преимущества подталкивают к строительству новых гидроэлектростанций.

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ТИРЛЯНСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки Белая
2. Местонахождение ГЭС Республика Башкортостан
3. Тип проектируемой установки ГЭС
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 2242 м³/с
 - б) всех турбин 2113 м³/с
 - в) максимальный с учетом трансформации паводка обеспеченностью 0,01% 4926 м³/с
 - г) минимальный 170 м³/с
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока годовой
 - б) отметки: НПУ 131,00 м УМО 122,60 м
 - в) объемы: полный 13,50 км³ полезный 12,00 км³
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 41,40 м
 - б) расчетный 32,40 м
 - в) минимальный 27,30 м
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
 - установленная 460 МВт
 - гарантированная 300 МВт
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 1,45млрд. кВт·ч
 - в) число часов использования установленной мощности 6700 ч
8. Плотины:
 - а) русловая гравитационная материал бетон
 - б) правобережная гравитационная материал бетон
 - в) левобережная гравитационная материал бетон
 - г) общая длина 590,30 м
 - д) максимальная высота 133,70 м
9. Водосбросные сооружения
 - а) тип поверхностный водослив
 - б) число и размер пролетов 13 отверстий 14 мх6 м
 - в) общая длина 230,00 м
 - г) максимальная высота 132,50 м

10. Здание ГЭС:

- а) тип здания приплотинное число агрегатов 4
- б) грунт в основании глина
- в) тип спиральной камеры металлическая, круглого сечения
- г) тип отсасывающей трубы изогнутая
- д) расстояние между осями агрегатов 30 м
- е) размеры: общая длина 115,00 м ширина 59,00 м

11. Основное оборудование:

- а) тип турбины РО115 – В – 710 их диаметр 7,10 м
- б) тип генератора СВ-1500/200-88 УХЛ4 их мощность 115 МВт
- в) частота вращения 68,20 об/мин
- г) тип трансформаторов ТДЦ-400000/220-У1,УХЛ1 их число 2

12. Технико-экономические показатели:

- а) удельные капиталовложения 21,6 млн.руб/кВт
- б) себестоимость энергии 0,07 коп/кВт·ч
- в) показатели эффективности
 - NPV 5,5 млрд. руб.
 - PI 1,99
 - Срок окупаемости 6 лет 4 месяца

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

1.1 Природные условия

1.1.1 Географические сведения

Створ проектируемой Тирлянской ГЭС расположен на р. Белая- река на Южном Урале и в Предуралье; левый и самый крупный приток Камы. Протекает по территории Башкортостана и по его границе с Татарстаном. Исток находится в болотах к востоку от горы Иремель, второй по величине вершине Южного Урала, расположенной на северо-востоке Белорецкого района Башкортостана. Начало берёт у подножия хребта Аваляк на высоте 744 метров, близ деревни Новохусаиново Учалинского района. В верхнем течении берега Белой заболочены. Ниже села Тирлянский долина резко сужается, на отдельных участках склоны её круты, обрывисты, покрыты лесом. Ниже впадения правого притока реки Нугуш, по мере выхода на равнину, долина постепенно расширяется; после впадения реки Уфы Белая представляет собой типично равнинную реку. Протекая по обширной пойме, изобилующей старицами, река образует много излучин и разбивается на рукава. Правый берег обычно более возвышен, чем левый. Питание реки, главным образом, снеговое. Река замерзает, как правило, во второй половине ноября, вскрывается — в середине апреля.

1.1.2 Климатические условия

Климат в районе проектируемой Тирлянской ГЭС - континентальный, с теплым летом, погода меняется часто из-за положения края между циклонами, идущими из умеренных широт, с Атлантики, вторжений арктического воздуха и зимних антициклонов из Сибири. Зима снежная, холодная, продолжительная. Средняя температура января – -15 градусов; средняя температура июня – +20 градусов. Среднегодовая величина осадков составляет 300–500 мм. Из годовой суммы осадков 60–70% выпадает с апреля по октябрь, в теплое время года. Холода и снежный покров обычно появляются в середине сентября и держатся до середины апреля. Наиболее благоприятное время года - поздняя весна и ранняя осень.

1.1.3 Гидрологические особенности

В Башкортостане насчитывается более 12 000 рек и около 2700 озёр. Больше всего озёр на западе республики. Богаты подземные водные источники. В республике 19 городов из 21 использует на питьевые цели подземные воды. Основную массу воды реки получают во время весенне-летнего таяния снегов и летних дождей.

Основные расходы воды в проектируемом створе:

- Среднегодовой - 2242 м³/с;
- расчётный расход паводка обеспеченностью 0,01% - 4926 м³/с и 0,1% - 4359 м³/с;
- отметка НПУ 131,0 м.

Кривая зависимости объёмов Тирлянского водохранилища от уровня верхнего бьефа представлены в таблице 1.1 и на рисунке 1.1.

Таблица 1.1 - Координаты кривой объёмов Тирлянского водохранилища

Z, м	V, км ³
88,1	0,0
99,76	1,2
106,71	2,3
111,7	3,5
115,61	4,6
118,82	5,8
121,55	7,0
123,93	8,1
126,04	9,3
128,5	11,2
132	14,7
131	13,5

Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе ГЭС приведена в таблице 1.2 и на рисунке 1.2.

Таблица 1.2 – Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе ГЭС

Z _{нб} , м	Q _{лето} , м ³ /с	Q _{зима} , м ³ /с
88,1	0	0
90,1	774	627
91,3	1440	1166
92,1	2106	1706
92,6	2772	2245
92,9	3438	2785
93,1	4104	3324
93,3	4770	3864
93,4	5436	4403
93,5	6102	4943

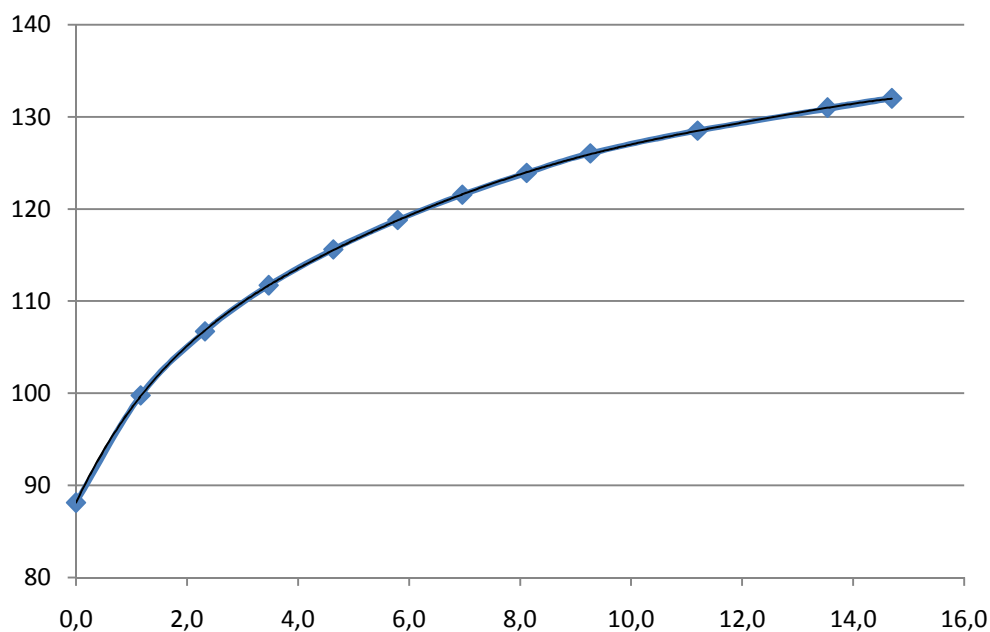


Рисунок 1.1 – Кривая зависимости объёмов водохранилища от уровня верхнего бьефа

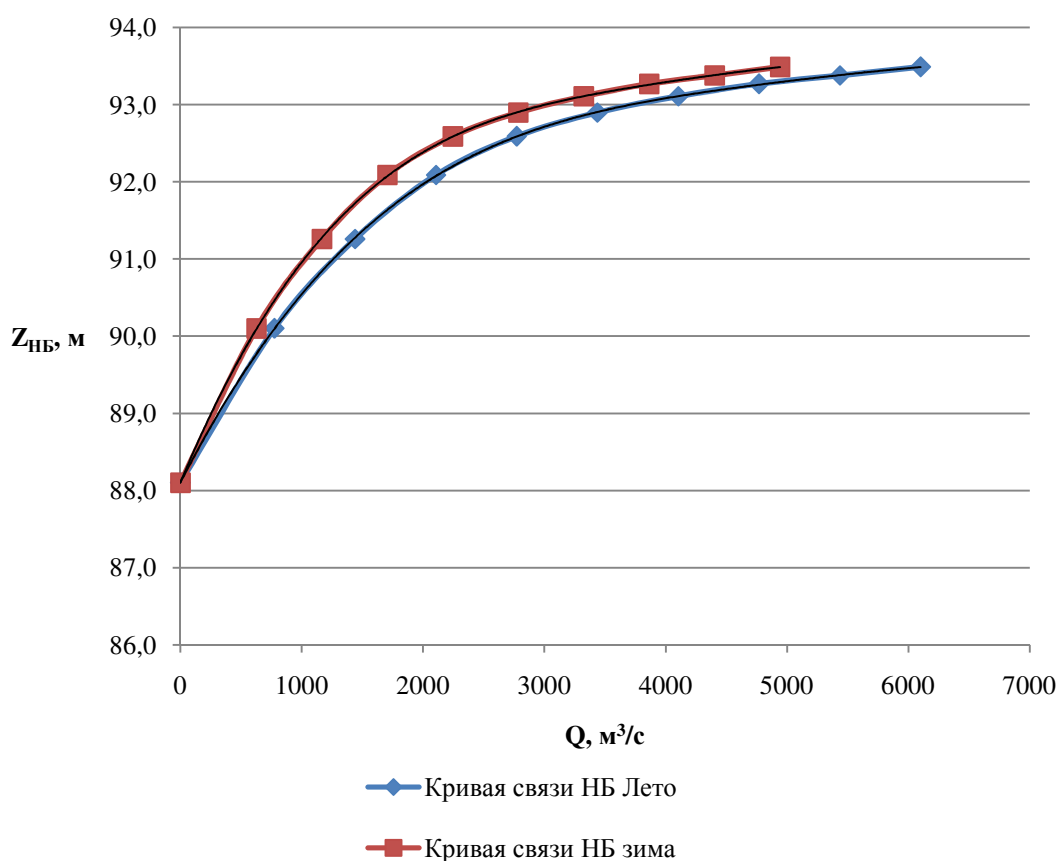


Рисунок 1.2 – Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе

Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе: 0,81. Требования участников ВХК и потери воды приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Требования участников ВХК и потери воды

$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	Месяц											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
ВХК	170	170	170	270	270	270	270	270	270	170	170	170
Фильтрация	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Испарение	0	0	0	0	14	14	14	14	14	14	0	0
Льдообразование	-7	-5	0	16	39	24	0	0	0	-6	-19	-18

Расчетный гидрологический ряд наблюдений среднемесячных расходов воды ($\text{м}^3/\text{с}$) р. Белая в створе Тирлянкой ГЭС с 1956 по 2011 гг. представлен в приложении А.

1.1.4 Инженерно-геологические условия

В основании выбранного створа залегает глина - мелкозернистая осадочная горная порода, пылевидная в сухом состоянии, пластичная при увлажнении.

Физико-механические свойства:

- удельная плотность грунта основания $\gamma_{\text{сух}} = 2,5 \text{ г}/\text{см}^2$;

- удельное сцепление грунта $c = 30 \text{ кН}/\text{м}^2$;

- угол внутреннего трения $\varphi = 20^\circ$.

Отметка дна в проектируемом створе 88,10 м. Геологический разрез реки Белая в створе Тирлянкой ГЭС представлен в приложении Б.

1.2 Энерго – экономическая характеристика региона

Проектируемая Тирлянкой ГЭС относится к энергосистеме Урал, филиал АО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ.

На территории операционной зоны Башкирского РДУ находятся объекты генерации установленной электрической мощностью 5140,329 МВт, 404 трансформаторных подстанции и распределительных устройства электростанций напряжением 110 – 500 кВ с суммарной мощностью трансформаторов 17297,6 МВА и 413 линий электропередач класса напряжения 110-500 кВ.

В ОЭС Урала находятся гидроузлы, такие как Воткинская ГЭС, Камская ГЭС, Павловская ГЭС. Энергообъединение насыщено развитыми узлами электропотребления: нефтедобывающие, нефтеперерабатывающие, металлургические предприятия и т.д.

В данной энергосистеме, а именно в Башкирском РДУ, к которой относится Республика Башкортостан необходима своя маневренная генерирующая мощность для покрытия пиковых и полупиковых нагрузок, при

строительстве и дальнейшей эксплуатации газо- и нефтедобывающих, металлургических предприятий.

В данный момент электроснабжение республики осуществляется от системных подстанций 110/220 кВ. и узловых подстанций, обслуживаемых ОАО «ФСК ЕЭС». Так же на территории республики строятся ветроэнергетические установки НПО «Ветроэн» и солнечные электростанции, так как Башкортостан обладает одними из наиболее благоприятных условий для солнечной энергетики среди российских регионов. Количество солнечных дней в Башкортостане составляет около 260, для сравнения — в Сочи — 190, в Москве — 114.

Функции передачи и распределения электроэнергии осуществляют предприятия «Магистральные электрические сети» ФСК ЕЭС России и филиал ОАО «Башкирэнерго», которое было создано 6 октября 2005 г. в результате реформирования электроэнергетики Республики Башкортостан в соответствии с Федеральным законом "Об электроэнергетике".

Проектирование Тирлянской ГЭС способствует частичному покрытию полуцикловых нагрузок энергосистемы.

Особенности ЕЭС Башкирского РДУ:

- годовой максимум нагрузки 32000 МВт;
- число часов использования установленной мощности 6700 ч;
- установленная мощность существующих ГЭС 5760 МВт;
- гарантированная мощность существующих ГЭС - 2425 МВт.
- резервы энергосистемы: нагрузочный – 1,5 %; аварийный – 7 %.

Суточные графики нагрузки ОЭС Центра представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Суточные графики нагрузки ОДУ Урала за лето и зиму

Лето		Зима	
Время Мск.	Мощность генерации, МВт	Время Мск.	Мощность генерации, МВт
0:00	22209	0:00	27868
1:00	21023	1:00	26757
2:00	20295	2:00	25897
3:00	19841	3:00	25451
4:00	19663	4:00	25338
5:00	19285	5:00	25713
6:00	19806	6:00	27089
7:00	21417	7:00	29389
8:00	23571	8:00	31437
9:00	25657	9:00	32909
10:00	26702	10:00	33766
11:00	26978	11:00	33750
12:00	26737	12:00	33272
13:00	26840	13:00	33332
14:00	27095	14:00	32955
15:00	26876	15:00	32906
16:00	26619	16:00	32949
17:00	26255	17:00	33655

Продолжение таблицы 1.4

Лето		Зима	
Время Мск.	Мощность генерации, МВт	Время Мск.	Мощность генерации, МВт
19:00	26440	19:00	34329
20:00	27071	20:00	33720
21:00	27376	21:00	32980
22:00	26095	22:00	31655
23:00	23891	23:00	29751

2 Водно-энергетический расчёт

2.1 Гидрологические расчёты

Рассчитаем коэффициент зарегулированности стока

$$\beta = \frac{V_{\text{ПОЛЕЗНЫЙ}}}{\bar{W}}, \quad (2.1)$$

где $V_{\text{ПОЛЕЗНЫЙ}}$ – полезный объём водохранилища;
 \bar{W} – среднемноголетний сток в заданном створе.

Для вычисления полезного объёма водохранилища, зададим приблизительное значение уровня мёртвого объёма (УМО) водохранилища. На начальном этапе принимаем, что УМО соответствует снижению УВБ на 35%, т.е.

$$H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}} = 131,0 - 88,1 = 42,9 \text{ м}; \quad (2.2)$$

$$\Delta H = 35\%H = 0,35 \cdot 42,90 = 15,0 \text{ м}; \quad (2.3)$$

$$\nabla_{\text{УМО}} = \nabla_{\text{УВБ}} - \Delta H = 131,0 - 15,0 = 116,0 \text{ м}, \quad (2.4)$$

тогда полезный объём

$$V_{\text{ПОЛЕЗНЫЙ}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 12,0 - 6,5 = 5,5 \text{ км}^3, \quad (2.5)$$

где $V_{\text{НПУ}}$ – объём водохранилища при НПУ;
 $V_{\text{УМО}}$ – объём водохранилища при УМО. Определены по кривой связи объёма водохранилища и уровней верхнего бьефа (рисунки 1.1).

Определим среднемноголетний сток

$$\bar{W} = 578 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 3600 \cdot 10^{-9} = 18,2 \text{ км}^3.$$

Коэффициент зарегулированности стока равен

$$\beta = \frac{5,5}{18,2} = 0,32,$$

что соответствует многолетнему регулированию стока реки. ($\beta > 0,3$)

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

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов разделим год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Считаем, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу, тогда остальные месяцы составят маловодный период.

Для всех лет заданного ряда принимаем одинаковые месяцы, относящиеся к периоду межени и половодья (к периоду половодья относятся месяцы V, VI; VII, VIII, IX к периоду межени относятся X–IV месяцы).

Определив границы сезонов, для всех лет ряда вычисляем средние расходы за год, лимитирующий сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания и по формуле (2.6) вычисляем обеспеченности. Кривые обеспеченности определяются по формуле:

$$P = \frac{m}{n + 1} \cdot 100\%, \quad (2.6)$$

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

n – общее число членов ряда, в нашем случае $n = 55$.

Результаты расчётов представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Данные для построения кривых обеспеченности

m	P, %	годы	$Q_{\text{ср.год}}, \text{м}^3/\text{с}$	годы	$Q_{\text{ср.пол.}}, \text{м}^3/\text{с}$	годы	$Q_{\text{ср.меж.}}, \text{м}^3/\text{с}$
1	1,8	1981-82	812	1972-73	3343	1981-82	352
2	3,6	2003-04	792	1962-63	3267	1999-00	322
3	5,4	1956-57	767	2003-04	3223	1957-58	309
4	7,1	1972-73	758	1964-65	3133	1961-62	309
5	8,9	1962-63	743	1981-82	3112	1956-57	309
6	10,7	2000-01	734	1958-59	3096	2000-01	307
7	12,5	1958-59	730	1956-57	3055	2003-04	305
8	14,3	1999-00	725	1971-72	3025	1986-87	296
9	16,1	1964-65	719	2000-01	2871	2007-08	292
10	17,9	1971-72	714	1974-75	2842	2008-09	285
11	19,6	2008-09	701	1982-83	2795	2002-03	267
12	21,4	1987-88	685	1987-88	2795	1990-91	264
13	23,2	1957-58	682	1969-70	2784	1998-99	263
14	25,0	1974-75	675	2008-09	2781	1987-88	263
15	26,8	2005-06	660	1999-00	2738	1996-97	260
16	28,6	1990-91	658	2005-06	2723	1978-79	260
17	30,4	1982-83	651	1990-91	2630	2006-07	258
18	32,1	1986-87	647	1998-99	2555	1958-59	257
19	33,9	1998-99	645	1957-58	2549	2001-02	256
20	35,7	1969-70	635	1996-97	2474	1979-80	254
21	37,5	1996-97	629	1979-80	2470	1971-72	252
22	39,3	1979-80	623	1986-87	2403	1984-85	252

Продолжение таблицы 2.1

m	P, %	годы	$Q_{\text{ср.год}}, \text{м}^3/\text{с}$	годы	$Q_{\text{ср.пол.}}, \text{м}^3/\text{с}$	годы	$Q_{\text{ср.меж.}}, \text{м}^3/\text{с}$
23	41,1	1961-62	600	1959-60	2385	1980-81	250
24	42,9	2002-03	594	2002-03	2228	2005-06	248
25	44,6	1959-60	590	1992-93	2228	1968-69	244
26	46,4	1992-93	575	1976-77	2209	1992-93	244
27	48,2	2007-08	568	1993-94	2160	2004-05	244
28	50,0	1976-77	558	1961-62	2055	1974-75	241
29	51,8	1980-81	547	1988-89	2032	1972-73	241
30	53,6	1978-79	530	1997-98	2032	2010-11	240
31	55,4	1993-94	526	1980-81	2031	1973-74	239
32	57,1	1997-98	519	1966-67	1998	1962-63	238
33	58,9	2010-11	513	2007-08	1950	1964-65	237
34	60,7	1966-67	512	1963-64	1937	1967-68	235
35	62,5	1988-89	512	1983-84	1905	1959-60	231
36	64,3	1984-85	506	1978-79	1882	1995-96	229
37	66,1	2006-07	504	2010-11	1875	1976-77	227
38	67,9	1968-69	501	1965-66	1824	1985-86	226
39	69,6	1983-84	490	1989-90	1787	2009-10	223
40	71,4	1963-64	489	1968-69	1784	1982-83	223
41	73,2	1965-66	488	1984-85	1776	1965-66	221
42	75,0	1967-68	486	2009-10	1746	1991-92	220
43	76,8	2009-10	477	1967-68	1743	1977-78	217
44	78,6	1989-90	472	2006-07	1735	1997-98	216
45	80,4	1985-86	472	1985-86	1698	1966-67	215
46	82,1	2001-02	471	1977-78	1672	1989-90	210
47	83,9	1977-78	460	1970-71	1652	1988-89	208
48	85,7	2004-05	458	1975-76	1609	1983-84	207
49	87,5	1995-96	446	1991-92	1566	1969-70	206
50	89,3	1991-92	444	1994-95	1564	1963-64	200
51	91,1	1970-71	438	1960-61	1562	1993-94	200
52	92,9	1973-74	435	2001-02	1547	1970-71	196
53	94,6	1975-76	424	2004-05	1530	1994-95	188
54	96,4	1994-95	417	1995-96	1528	1975-76	187
55	98,2	1960-61	396	1973-74	1415	1960-61	163

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

Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаем равными 90% и 50% соответственно.

При заданной расчетной обеспеченности по кривой среднегодовых расходов определим соответствующий расчетный год и гидрограф. Проверим выполнение критерия одинаковой обеспеченности выбранного расчетного года по трем кривым, т.е. на трех кривых должен фигурировать один и тот же год. В противном случае необходимо выполнить приведение расчетного года к заданной обеспеченности посредством коэффициента приведения (корректировки).

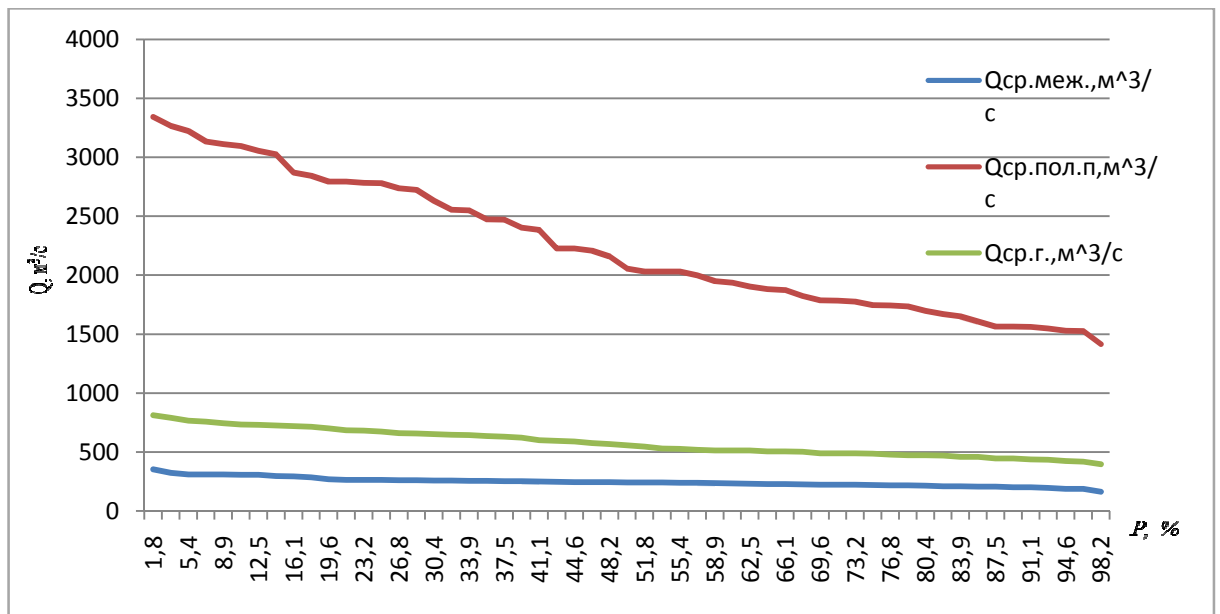


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

2.2.1 Выбор расчётного маловодного года (P=90%) и средневодного года (P=50%)

По расчетным обеспеченностям определяются маловодный и средневодный год.

За маловодный принимается год со среднегодовой обеспеченностью 90%, т.е. в данном случае принимаем 1991-92 год.

Для 1991-92 года коэффициент приведения

$$\alpha_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{п},90\%}}{Q_{\text{п}1922}} = \frac{1564}{1566} = 1,0; \alpha_{\text{м}} = \frac{Q_{\text{м},90\%}}{Q_{\text{п}1922}} = \frac{200}{220} = 0,9.$$

За средневодный принимается год со среднегодовой обеспеченностью 50%, т.е. в данном случае принимаем 1976-77 год.

$$\alpha_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{п},50\%}}{Q_{\text{п},1931}} = \frac{1074}{1077} = 0,997; \alpha_{\text{м}} = \frac{Q_{\text{м},50\%}}{Q_{\text{м},1931}} = \frac{317}{316} = 1,00.$$

Так как коэффициенты приведения почти равны и близки единице, то корректировка с приведением по годам не требуется, а требуется дополнительная корректировка расходов внутри сезонов (половодья и межени), так как значения нескольких месяцев средневодного года меньше значений тех же месяцев маловодного года. Скорректированные расходы внутри сезонов представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Скорректированные расходы внутри сезонов

Q	Месяц											
	Межень				Половодье					Межень		
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_i^{50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	163	150	127	490	2426	1334	425	370	466	224	219	128
$Q_i^{90\%}, \text{м}^3/\text{с}$	120	122	123	440	1900	1295	298	290	250	158	104	68

График маловодного и среднего по водности годов представлен на рисунке 2.2.

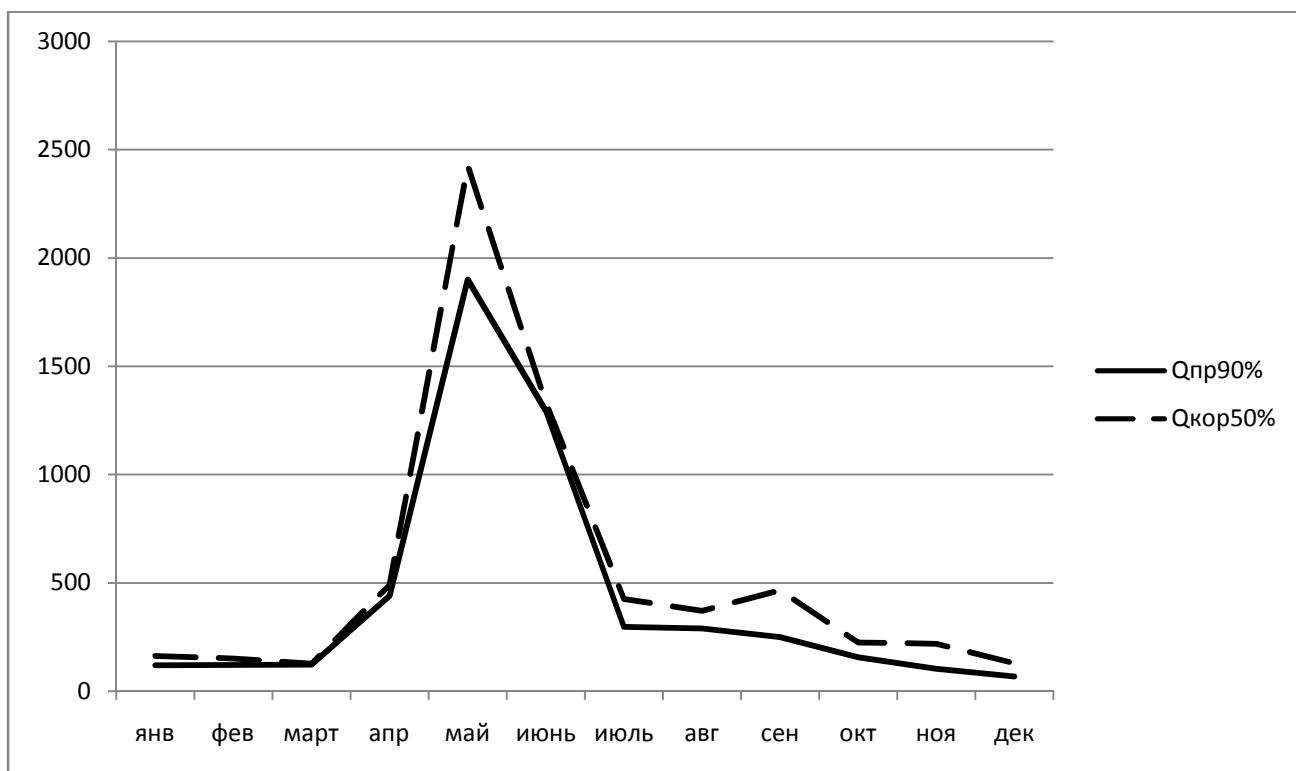


Рисунок 2.2 – График маловодного и среднего по водности годов.

2.3 Обработка данных по энергосистеме

2.3.1 Построение суточных графиков нагрузки

Рассмотрим суточные графики нагрузки для двух периодов Башкирского РДУ: летнего и зимнего. Расчёты координат ИКН представлены в таблице 2.3 и 2.4.

Таблица 2.3 – Суточный график нагрузки энергосистемы для летнего периода

Часы	P ген, МВт	P ранж, МВт	ΔP, МВт	ΔЭ, млн.кВт*ч	Э, млн.кВт*ч	P, МВт
0	2524	3111	32	32	32	32
1	2389	3079	3	5	37	35
2	2306	3076	11	32	69	45
3	2255	3066	12	46	115	57
4	2234	3054	4	20	136	61

Продолжение таблицы 2.3

Часы	Р ген, МВт	Рранж, МВт	ΔР, МВт	ΔЭ, млн.кВт*ч	Э, млн.кВт*ч	Р, МВт
5	2191	3050	12	70	206	73
6	2251	3038	4	28	234	77
7	2434	3034	9	75	309	86
8	2679	3025	20	183	492	106
9	2916	3005	21	210	703	127
10	3034	2984	18	200	903	146
11	3066	2965	18	217	1120	164
12	3038	2947	32	412	1532	195
13	3050	2916	201	2810	4341	396
14	3079	2715	36	545	4887	432
15	3054	2679	155	2476	7363	587
16	3025	2524	90	1530	8893	677
17	2984	2434	45	806	9699	722
18	2947	2389	83	1572	11271	805
19	3005	2306	52	1032	12303	856
20	3076	2255	4	84	12386	860
21	3111	2251	16	358	12744	876
22	2965	2234	43	988	13732	919
23	2715	2191	2191	52595	66327	3111

Таблица 2.4 – Суточный график нагрузки энергосистемы для зимнего периода

Часы	Р ген, МВт	Рранж, МВт	ΔР, МВт	ΔЭ, млн.кВт*ч	Э, млн.кВт*ч	Р, МВт
0	3167	3913	12	12	12	12
1	3041	3901	64	128	140	76
2	2943	3837	2	5	146	78
3	2892	3835	3	14	159	82
4	2879	3832	7	37	196	89
5	2922	3824	37	220	417	126
6	3078	3788	7	48	464	133
7	3340	3781	33	265	730	166
8	3572	3748	3	26	755	169
9	3740	3745	1	7	762	169
10	3837	3744	5	50	812	174
11	3835	3740	0	4	816	174
12	3781	3739	142	1848	2664	316
13	3788	3597	25	347	3011	341
14	3745	3572	192	2874	5885	533
15	3739	3381	41	658	6543	574
16	3744	3340	173	2938	9481	747
17	3824	3167	89	1593	11075	835
18	3913	3078	38	717	11792	873
19	3901	3041	98	1506	14892	1103
20	3832	2943	21	877	15769	1145
21	3748	2922	30	388	16157	1162
22	3597	2892	13	1015	17172	1206
23	3381	2879	2879	165226	182398	8091

Строим суточные графики нагрузки и их интегральные кривые представлены в приложении В и Г.

2.3.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Мы рассматриваем неразвивающуюся энергосистему со статическим максимумом нагрузки, то максимальная нагрузка энергосистемы находится по следующей формуле

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos\left(|30^\circ t - 15^\circ| \cdot \frac{\pi}{180^\circ}\right), \quad (2.9)$$

где t – порядковый номер месяца в году;
 a, b – коэффициенты, которые определяются по формулам [1]:

$$a = \frac{P_3^{max} + P_л^{max}}{2} = \frac{3913 + 3111}{2} = 3512 \text{ МВт}; \quad (2.10)$$

$$b = \frac{P_3^{max} - P_л^{max}}{2} = \frac{3913 - 3111}{2} = 401 \text{ МВт}, \quad (2.11)$$

где $P_л^{max}, P_3^{max}$ – максимальные значения нагрузки лета и зимы.
 Тогда максимальная нагрузка энергосистемы

$$P_t^{max} = 3512 + 401 \cdot \cos\left(|30^\circ t - 15^\circ| \cdot \frac{\pi}{180^\circ}\right). \quad (2.12)$$

Среднемесячная нагрузка энергосистемы

$$P_t^{cp} = a + b \cdot \cos\left(|30^\circ t - 15^\circ| \cdot \frac{\pi}{180^\circ}\right), \quad (2.13)$$

где t – порядковый номер месяца в году;
 a, b – коэффициенты, которые определяются по формулам [1]:

$$a = \frac{P_3^{cp} + P_л^{cp}}{2} = \frac{3510 + 2764}{2} = 3137 \text{ МВт}; \quad (2.14)$$

$$b = \frac{P_3^{cp} - P_л^{cp}}{2} = \frac{3510 - 2764}{2} = 373 \text{ МВт}, \quad (2.15)$$

где $P_л^{cp}$ – среднее значение нагрузки лета;

P_3^{cp} – среднее значение нагрузки зимы.

Тогда среднемесячная нагрузка энергосистемы

$$P_t^{cp} = 3137 + 373 \cdot \cos\left(|30^\circ t - 15^\circ| \cdot \frac{\pi}{180^\circ}\right). \quad (2.16)$$

Результаты расчёта максимальной и среднемесячной нагрузки энергосистемы представлены в таблице 2.5 и на рисунке 2.3.

Таблица 2.5 – Максимальная и среднемесячная нагрузка энергосистемы

Месяц	\cos	P_{max}	\bar{P}_{cp}
1	0,9659	31787	22950
2	0,7071	30172	22014
3	0,2589	27375	20181
4	-0,2588	24145	17983
5	-0,7071	21348	16062
6	-0,9659	19733	14997
7	-0,9655	19735	14999
8	-0,707	21348	16062
9	-0,259	24144	17982
10	0,2595	27379	20184
11	0,7074	30174	22015
12	0,9660	31788	22951

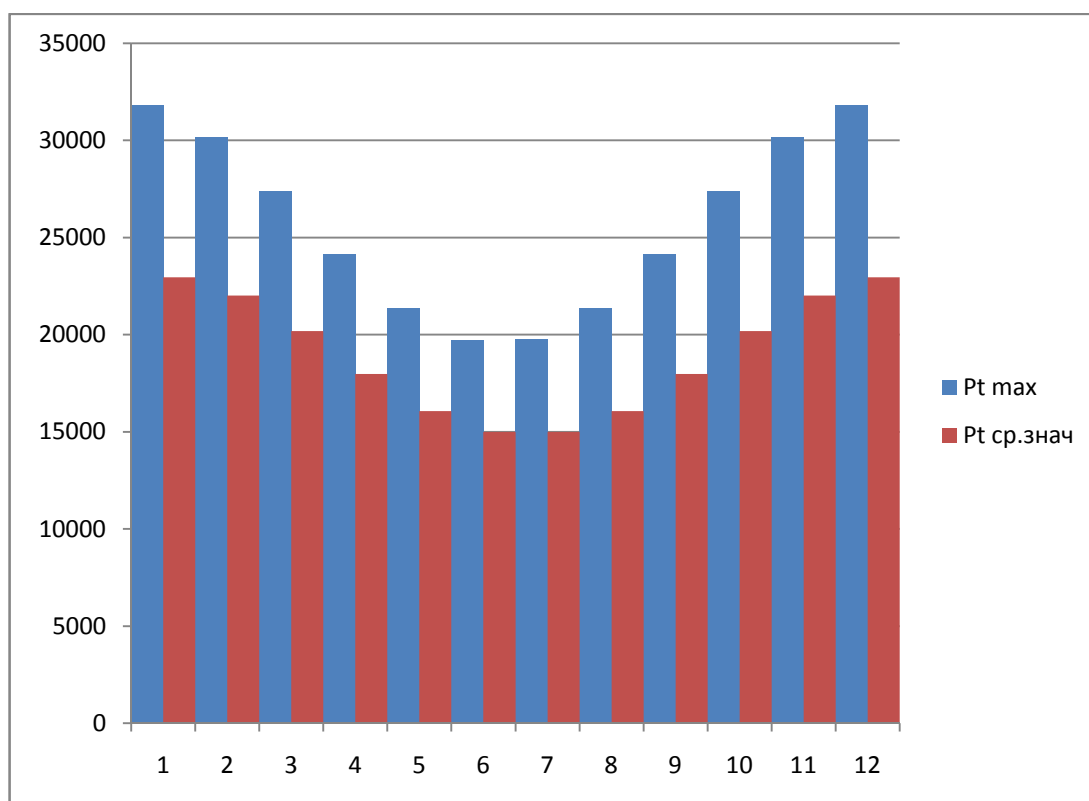


Рисунок 2.3 – Годовой график максимальной и среднемесячной нагрузки энергосистемы

2.4 Расчёт режимов работы ГЭС без регулирования с учётом требований водохозяйственной системы

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

Для выбранного расчётного маловодного года и принятой обеспеченности вычисляются мощности на бытовом стоке для каждого месяца

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q_{пол} \cdot H_{ГЭС}^{подв}, \quad (2.17)$$

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

$Q_i^{пр90\%}$ - бытовой расход расчётного маловодного года;

$H_{ГЭС}^{подв}$ - подведенный напор ГЭС.

Подведённый напор определяется, как

$$H_{ГЭС}^{подв} = Z_{ВБ} - Z_{НБ}(Q_{НБ}(t)) - \Delta h, \quad (2.18)$$

где $Z_{ВБ}$ - отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ = 131,0 м;

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

$\Delta h = 1,0$ м – потери напора в водоподводящем тракте.

Мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК

$$N_{ВХК} = k_N \cdot Q_{ВХК} \cdot H_{ГЭС}^{подв}, \quad (2.19)$$

где $k_N, H_{ГЭС}^{подв}$ – то же, что и в формуле (2.17);

$Q_{ВХК}$ - расход воды по требованиям участников ВХК.

Результаты расчетов сведены в таблицы 2.6 и 2.7.

Таблица 2.6 – Оценка работы по водотоку

Показатель	Зима			Лето						Зима		
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_i^{90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	163	150	127	490	2426	1334	425	370	466	224	219	128
$Q_{ф}, \text{ м}^3/\text{с}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$Q_{исп}, \text{ м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	14	14	14	14	14	14	0	0
$Q_{лед}, \text{ м}^3/\text{с}$	-7	-5	0	16	39	24	0	0	0	-6	-19	-18
$Q_{пол}, \text{ м}^3/\text{с}$	167	152	124	471	2369	1292	407	352	448	190	235	143
$Z_{ВБ}, \text{ м}$	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131
$Z_{НБ}, \text{ м}$	88,5	88,5	88,5	89,3	91,8	91,0	88,9	88,9	88,8	88,5	88,5	88,4
$H, \text{ м}$	41,5	41,5	41,5	40,7	38,2	39,0	41,1	41,1	41,2	41,5	41,5	41,6
$N_{быт}, \text{ МВт}$	45	45	43	150	612	426	100	97	83	44	43	30

Таблица 2.7 – Оценка работы по требованиям ВХК

Показатель	Зима			Лето						Зима		
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{ВХК}, \text{м}^3/\text{с}$	170	170	170	270	270	270	270	270	270	170	170	170
$Z_{ВБ}, \text{м}$	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131
$Z_{НБ}, \text{м}$	88,6	88,6	88,6	88,9	88,9	88,9	88,9	88,9	88,9	88,6	88,6	88,6
$H, \text{м}$	41,4	41,4	41,4	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,4	41,4	41,4
$N_{ВХК}, \text{МВт}$	61	61	61	96	96	96	96	96	96	61	61	61

В зимнее время $N_{ВХК} > N_{быт}$, поэтому, необходимо увеличить зимнюю энергоотдачу сверх бытовой, что может быть достигнуто за счет сработки водохранилища. Избыток бытовой мощности распределяем на январь и декабрь. Результат сравнения двух режимов и распределения представлен в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Сравнение двух режимов работы

$N, \text{МВт}$	Месяц												Σ
	Зима			Лето						Зима			
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VII I	IX	X	XI	XII	
$N_{быт}$	45	45	43	150	612	426	100	97	83	44	43	30	1718
$N_{ВХК}$	61	61	61	96	96	96	96	96	96	61	61	61	943
$N_{быт} - N_{ВХК}$	-16	-16	-18	54	516	330	3	1	-13	-17	-18	-31	776

В данном случае этих излишек хватило на выдачу гарантированной мощности в двух месяцах (январь, декабрь) по 388 МВт. В месяцы, не попавшие под регулирование, работаем по мощности ВХК. Данный расчёт выполняется с целью определения месяцев, в которые ГЭС будет работать на расходах, превышающих требования ВХК.

На рисунке 2.4 представлен баланс энергии с линией гарантированной мощности. На данном рисунке можно наглядно увидеть излишки бытовой мощности в половодный период, которые переносятся на зиму и вытесняют тепловые мощности системы.

Вытесняются не рабочие мощности, а средние, эквивалентные выработке электроэнергии.

По результатам расчёта мы определили приблизительно какой мощностью мы располагаем в течении года.

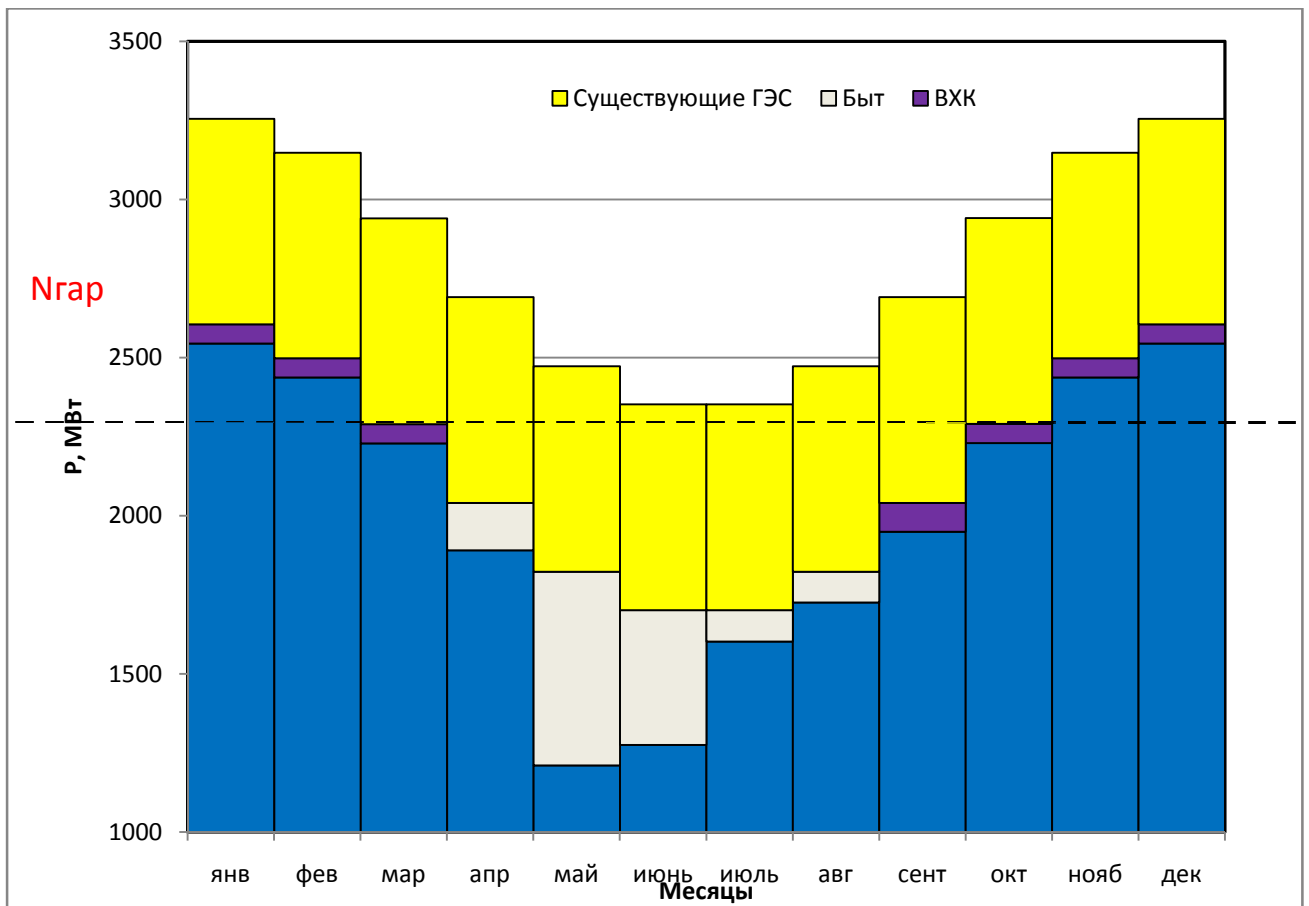


Рисунок 2.4 –Баланс энергии

2.5 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в маловодном году

В водно – энергетическом расчете определяется режим сработки ГЭС по активной мощности. Сработка водохранилища начинается с первого месяца, следующего за половодьем (декабрь), когда мы вынуждены использовать воду из водохранилища на покрытие требований ВХК. Сработка водохранилища производится от отметки НПУ. Методом последовательных итераций определяется отметка ВБ в конце месячного интервала, при которой использованной из водохранилища воды будет достаточно для выработки заданной мощности. Конечная отметка ВБ текущего месяца является начальной для расчета режима следующего месяца. После расчета полного годового цикла сработки – наполнения водохранилища отметка водохранилища должна соответствовать НПУ (131,0м). Если после завершения полного цикла отметка НПУ не достигнута, либо превышена, необходимо произвести корректировку.

Полезный бытовой приток

$$Q_{\text{пол}} = Q_{\text{БЫТ}} - Q_{\text{Ф}} - Q_{\text{ВСП}} - Q_{\text{Л}}, \quad (2.20)$$

где $Q_{\text{БЫТ}}$ – бытовой расход реки;
 $Q_{\text{Ф}}$ – потери расхода на фильтрацию;

$Q_{\text{исп}}$ – потери расхода на испарение;
 $Q_{\text{л}}$ – потери на ледообразование.
 Расход воды в нижний бьеф

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{ГЭС}} + Q_{\text{Ф}}, \quad (2.21)$$

где $Q_{\text{ГЭС}}$ – расход через гидроагрегаты;
 $Q_{\text{Ф}}$ – то же, что и в формуле (2.20).
 Приращение объема водохранилища

$$\pm \Delta V_{\text{в}} = \pm Q_{\text{ВДХ}} \cdot \Delta t, \quad (2.22)$$

где Δt - число секунд в месяце;
 $Q_{\text{ВДХ}}$ - расход воды из водохранилища.
 Расход воды через ГЭС

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{пол}} + Q_{\text{ВДХ}}, \quad (2.23)$$

где $Q_{\text{пол}}$ - расход во время половодья;
 $Q_{\text{ВДХ}}$ - то же, что и в формуле (2.22)

Уровень воды в водохранилище, соответствующий объему ВБ, определяется по кривой связи объемов и уровней в ВБ $Z_{\text{ВБ}} = Z_{\text{ВБ}}(V_{\text{ВБ}})$. Средний уровень ВБ

$$Z_{\text{ВБ ср}} = \frac{(Z_{\text{ВБ}}^{\text{Н}} + Z_{\text{ВБ}}^{\text{К}})}{2}. \quad (2.24)$$

Уровень нижнего бьефа, соответствующий расходу в нижний бьеф гидроузла, определяется по кривой связи расходов и уровней в НБ $Z_{\text{НБ}} = Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$.

Напор ГЭС

$$H_{\text{ГЭС}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.25)$$

где Δh - потери напора в подводящих сооружениях, $\Delta h = 1,0$ м.
 Среднемесячная мощность ГЭС

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N \cdot Q_{\text{ГЭС}} \cdot H_{\text{ГЭС}}, \quad (2.26)$$

где k_N - коэффициент мощности, $k_N = 8,6$.

Результат водно-энергетического расчёта проектируемой ГЭС в маловодном году приведён в таблице 2.9.

Таблица 2.9– Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС в маловодном году

Месяц	Расходы, м ³ /с							Объёмы, км ³			УВБ, м			Z _{НБ} , м	H _{ГЭС} , м	N, МВт	N _{гар} , МВт
	Q _{быт.пол}	Q _ф	Q _{вдхр.}	Q _{х.с.}	Q _{вхк}	Q _{НБ}	Q _{ГЭС}	V _{нач}	ΔV	V _{кон}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
9	232	1	37	0	270	270	269	13,53	0,10	13,43	131,00	131,00	131,00	88,88	42,12	98	по ВХК
10	124	1	145	0	270	270	269	13,43	0,38	13,06	131,00	130,61	130,81	88,88	41,93	98	по ВХК
11	120	1	455	0	170	536	535	13,06	1,08	11,98	130,61	129,42	130,02	89,56	40,46	187	187
12	83	1	865	0	170	900	899	11,98	2,12	9,87	129,42	126,82	128,12	90,35	37,77	294	294
1	124	1	930	0	170	987	986	9,87	2,23	7,63	126,82	123,05	124,94	90,52	34,42	294	294
2	124	1	650	0	170	686	685	7,63	1,45	6,18	123,05	119,76	121,40	89,90	31,50	187	187
3	120	1	49	0	170	170	169	6,18	0,13	6,05	119,76	119,44	119,60	88,60	31,00	45	по ВХК
4	426	1	-257	0	170	170	169	6,05	-0,67	6,72	119,44	121,06	120,25	88,60	31,65	46	по ВХК
5	1852	1	-1583	0	270	270	269	6,72	-4,10	10,82	121,06	128,06	124,56	88,88	35,68	83	по ВХК
6	1263	1	-994	0	270	270	269	10,82	-2,58	13,40	128,06	130,97	129,51	88,88	40,64	95	по ВХК
7	280	1	-11	0	270	270	269	13,40	-0,03	13,42	130,97	130,99	130,98	88,88	42,10	98	по ВХК
8	272	1	-3	0	270	270	269	13,42	-0,01	13,43	130,99	131,00	131,00	88,88	42,12	98	по ВХК

2.6 Определение рабочей мощности

Для получения инженерного решения режима работы ГЭС в суточном балансе энергосистемы Урал, целесообразно переходим в Районное диспетчерское управление Башкирское, в котором имеются ТЭС со среднемноголетней выработкой электроэнергии 23,8 млрд кВт*ч. Получаем коэффициент приведения $k=8,8$ равный отношению среднемноголетней выработки ОЭС Урал к РДУ (237,25/ 26,93). Пересчитаем среднегодовую выработку ТЭС в среднесуточную:

$$\mathcal{E}_{\text{СР.СУТ.}}^{\text{СУЩ}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{СР.ГОД.}}}{365} = 65,21 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.27)$$

Построим на ИКН Башкирского РДУ треугольники ТЭС.

Вначале расчёт произведем для зимнего месяца, когда потребности энергосистемы выше.

Полученную максимальную гарантированную мощность по маловодному году выразим через электроэнергию:

$$\mathcal{E}_{\text{СР.СУТ.}}^{\text{СУЩ}} = N_{\text{ГАР}} \cdot 24 = 300 \cdot 24 = 7,2 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.28)$$

Так как любая ГЭС должна обеспечить санитарный попуск в нижний бьеф независимо от времени года и выработки, а также учитывая то, что существующие ТЭС покрывают практически все пики и полупики, выделим $\mathcal{E}_{\text{БАЗ}} = 1,4$ млн. кВт ч, остальное $\mathcal{E}_{\text{п/пик}} = 5,8$ млн. кВт ч.

Найдём базовую мощность:

$$N_{\text{БАЗ.}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{БАЗ.}}}{24} = \frac{1400}{24} = 58,3 \text{ МВт.} \quad (2.29)$$

Отложим по оси абсцисс $\mathcal{E}_{\text{пик}}$ проектируемой ГЭС и перпендикулярно вниз проведем линию до пересечения с графиком ИКН. Из этой точки проведем параллельно оси абсцисс прямую на график почасовой нагрузки энергосистемы и определим количество часов работы в п/пике.

Определим пиковую мощность:

$$N_{\text{п/пик.}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{п/пик.}}}{24} = \frac{5800}{16} = 368 \text{ МВт} \quad (2.30)$$

Найдём рабочую мощность на зимний месяц:

$$N_{\text{раб}}^{\text{зим}} = N_{\text{БАЗ}} + N_{\text{п/пик}} = 58,3 + 368 = 426 \text{ МВт.} \quad (2.31)$$

В летний месяц энергопотребление меньше и всю пиковую часть займёт существующая ГЭС. Проектируемая же опустится в базовую часть, а значит рабочая мощность будет равной гарантированной.

$$N_{\text{раб}}^{\text{лет}} = 300 \text{ МВт.}$$

2.7 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 1,5% от зимнего максимума нагрузки P_t^{max} , аварийный резерв составляет 7% от P_t^{max} . Так как на проектируемой ГЭС не предусматривается дополнительного объёма водохранилища, то на ней устанавливаем только нагрузочный резерв (10% от рабочей мощности). Установленную мощность ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{нагр.рез}}^{\text{ГЭС}} \quad (2.32)$$

Планирование капитальных ремонтов оборудования энергосистемы производится с учетом технико-экономических особенностей. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность. При этом продолжительность ремонта гидроагрегатов ГЭС принимается равной 30 дней, а частота их проведения – 1 раз в 6 года.

Ремонтная площадь ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} \quad (2.33)$$

Баланс мощности энергосистемы представлен в таблице 2.10 и на рисунке 2.5.

Таблица 2.10 - Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Ме сяц	Система			Сущ. ГЭС			Проек. ГЭС		ГЭС	
	$N_{\text{сист}}$	$N_{\text{ав.р.}}$	$N_{\text{н.р.}}$	$N_{\text{раб.}}$	$N_{\text{н.р}}$	$N_{\text{рем.}}$	$N_{\text{раб.}}$	$N_{\text{н.р}}$	$N_{\text{раб.}}$	$N_{\text{ав.р}}$
1	2605	208,4	52,1	650	13	0	525	52,5	1430	114
2	2499	199,9	50,0	650	13	0	420	42,0	1429	114
3	2291	183,3	45,8	650	13	0	374	37,4	1267	101
4	2041	163,3	40,8	650	13	0	332	33,2	1059	85
5	1823	145,9	36,5	650	13	0	291	29,1	882	71
6	1702	136,2	34,0	650	13	0	254	25,4	798	64

Продолжение таблицы 2.10

Ме сяц	Система			Сущ. ГЭС			Проек. ГЭС		ТЭС	
	$N_{\text{сист}}$	$N_{\text{ав.р.}}$	$N_{\text{н.р.}}$	$N_{\text{раб.}}$	$N_{\text{н.р.}}$	$N_{\text{рем.}}$	$N_{\text{раб.}}$	$N_{\text{н.р.}}$	$N_{\text{раб.}}$	$N_{\text{ав.р}}$
7	1702	136,2	34,0	650	13	0	252	25,2	800	64
8	1823	145,9	36,5	650	13	0	288	28,8	885	71
9	2041	163,3	40,8	650	13	160	330	33,0	1061	85
10	2291	183,3	45,8	650	13	0	273	27,3	1368	109
11	2499	199,9	50,0	650	13	0	420	42,0	1429	114
12	2605	208,4	52,1	650	13	0	525	52,5	1430	114

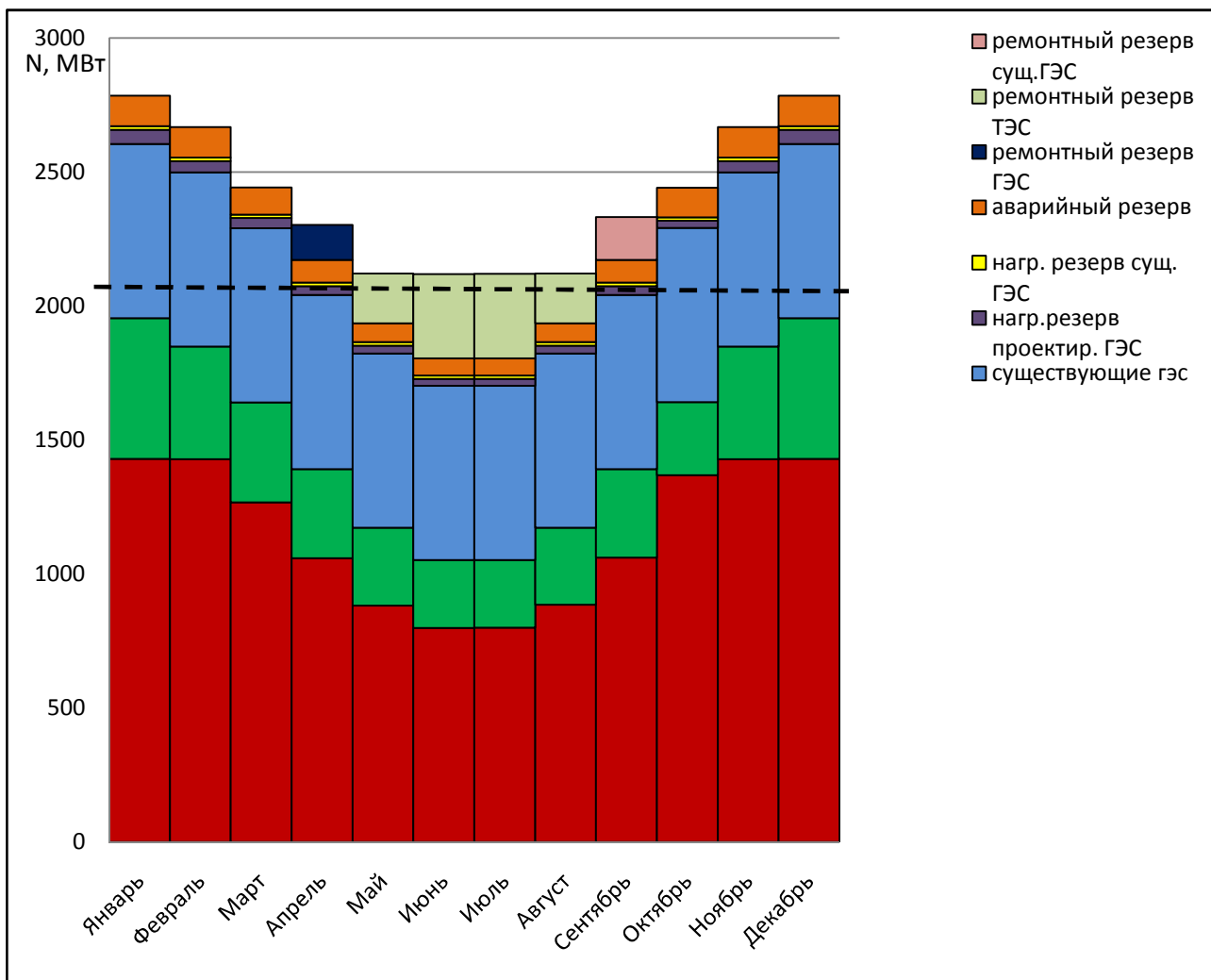


Рисунок 2.5 – Годовой график баланса мощностей

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

Водно-энергетические расчёты в среднем по водности условиям проводятся для оценки среднегодовой выработки энергии ГЭС.

Расчёты проводят аналогично расчётам, описанным при расчёте маловодного года.

При этом считается:

- бытовой полезный расход воды к створу гидроузла соответствует году с 50 % обеспеченностью;
- гарантированная мощность ГЭС и её распределение внутри года также соответствует году с 50 % обеспеченностью;
- превышать установленную мощность ГЭС, в месяца попадающие под регулировку, невозможно;
- прийти в УМО в тот же месяц, что и в месяц при расчёте маловодного года.

Результаты водно-энергетического расчёта проектируемой ГЭС в средневодном году приведены в таблице 2.11, график сработки- наполнения водохранилища в маловодном и средневодном году представлен на рисунке 2.6.

Из двух вариантов среднегодовой выработки принимаем наибольшую и объявляем ее среднегодовой

$$\bar{\mathcal{E}}_{\text{многол.}} = 1,45 \text{ млрд кВт} \cdot \text{ч.}$$

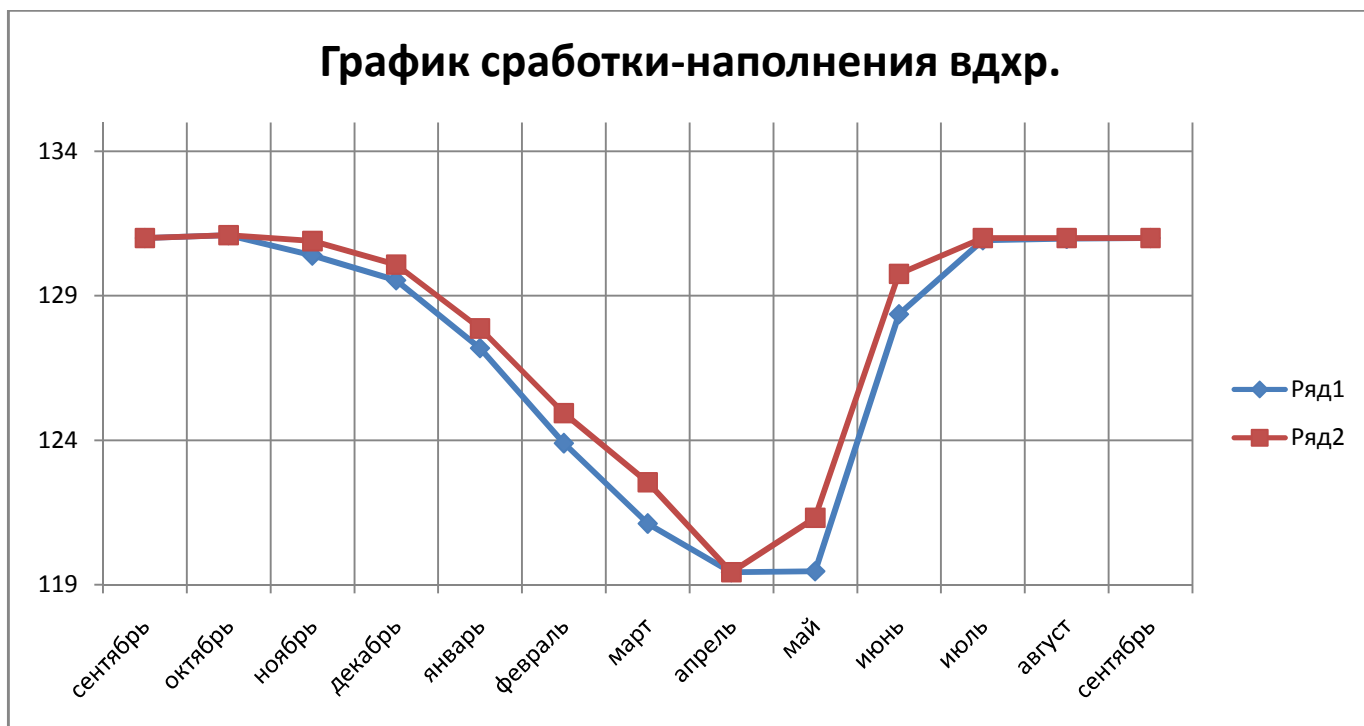


Рисунок 2.6 – График сработки – наполнения водохранилища в маловодном и средневодном году.

Таблица 2.11 – Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС в средневодном году

Месяц	Расходы, м ³ /с							Объёмы, км ³			УВЕ, м			Z _{НБ} , м	H _{ГЭС} , м	N, МВт	Э, млн. кВт*ч
	Q _{бытпол}	Q _ф	Q _{вдхр}	Q _{х.с.}	Q _{ВХК}	Q _{НБ}	Q _{ГЭС}	V _{нач}	ΔV	V _{кон}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
9	447	1	0	0	270	448	447	13,53	0,00	13,53	131,00	131,10	131,05	89,34	41,71	161	563
10	190	1	79	0	270	270	269	13,53	0,20	13,33	131,10	130,89	131,00	88,88	42,12	98	569
11	234	1	292	0	170	527	526	13,33	0,76	12,57	130,89	130,08	130,49	89,53	40,95	187	553
12	143	1	735	0	170	879	878	12,57	1,91	10,66	130,08	127,87	128,98	90,31	38,67	294	522
1	167	1	778	0	170	946	945	10,66	2,02	8,65	127,87	124,94	126,41	90,44	35,97	294	486
2	152	1	485	0	170	638	637	8,65	1,26	7,39	124,94	122,55	123,74	89,79	33,95	187	459
3	124	1	517	0	170	642	641	7,39	1,34	6,05	122,55	119,44	120,99	89,80	31,19	173	421
4	471	1	-302	0	170	170	169	6,05	-0,78	6,83	119,44	121,32	120,38	88,60	31,78	47	429
5	2369	1	-2100	0	270	270	269	6,83	-5,44	12,28	121,32	129,76	125,54	88,88	36,66	85	495
6	1292	1	-445	0	270	848	847	12,28	-1,15	13,43	129,76	131,00	130,38	90,25	40,13	294	542
7	407	1	0	0	270	408	407	13,43	0,00	13,43	131,00	131,00	131,00	89,24	41,76	147	564
8	352	1	0	0	270	353	352	13,43	0,00	13,43	131,00	131,00	131,00	89,10	41,90	128	566

3 Выбор основного и вспомогательного оборудования

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

Выбор оборудования начинается с построения режимного поля или напорных характеристик станции. Эти характеристики строятся в осях $Z_{вб}$ и $Q_{гэс}$.

Рабочее поле – это пространство, ограниченное линиями H ($Z_{нпу}$, $Q_{гэс}$) и H ($Z_{умо}$, $Q_{гэс}$). Слева наносится ограничение по минимальному расходу (в данном случае – это санитарный попуск, равный $Q_{сан.поп.} = 170 \text{ м}^3/\text{с}$), справа – ограничения по турбине и генератору. Максимальная мощность должна выдаваться станцией при расчётном напоре и всех напорах, выше расчетного. Линия расчётного напора строится от отметки водохранилища, характерной для середины января.

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{гэс}(Q_{гэс}) = Z_{вб}(V_{сраб}) - Z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

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

$Z_{нб}(Q_{нб})$ – то же, что и в формуле (2.18);

Δh – то же, что и в формуле (2.18).

Определение ограничения работы турбин:

- ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

$$N_{уст.расч} = k_N \cdot H_{гэс} \cdot Q_{гэс}, \quad (3.2)$$

где k_N – то же, что и в формуле (2.17).

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

$$Q_{гэс} = \frac{Q_{гэс}^{max} \cdot \sqrt{H_{гэс}}}{\sqrt{H_{расч}^N}}, \quad (3.3)$$

где $Q_{гэс}^{max}$ – максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе гидростанции при расчетном напоре H_p (рисунок 3.1).

Расчет режимного поля представлен в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

Кривые связи нижнего бьефа		Напорные характеристики			Линия ограничения по установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{НБ}$, м ³ /с	$Z_{НБ(э)}$, м	$H_{НПУ}$, м	$H_{УМО}$, м	$H_{Z_{ВВ'}}$, м	H , м	Q , м ³ /с	H , м	Q , м ³ /с
0	88,1	41,9	30,4	35,8	39,0	1264	34,0	1554
313	89,0	41,0	29,5	34,9	39,5	1248	33,0	1531
583	89,7	40,3	28,8	34,2	38,0	1298	32,0	1508
853	90,3	39,7	28,2	33,6	37,0	1333	31,0	1484
1123	90,8	39,2	27,7	33,1	36,0	1370	30,0	1460
1392	91,2	38,8	27,3	32,7	35,0	1409	29,0	1435
1662	91,6	38,4	26,9	32,3	34,0	1450	28,0	1410
1932	91,9	38,1	26,6	32,0	33,0	1494	27,0	1385
2202	92,2	37,8	26,3	31,7	32,0	1541	26,0	1359

По полученным значениям построено режимное поле с учетом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности рисунок 3.1.

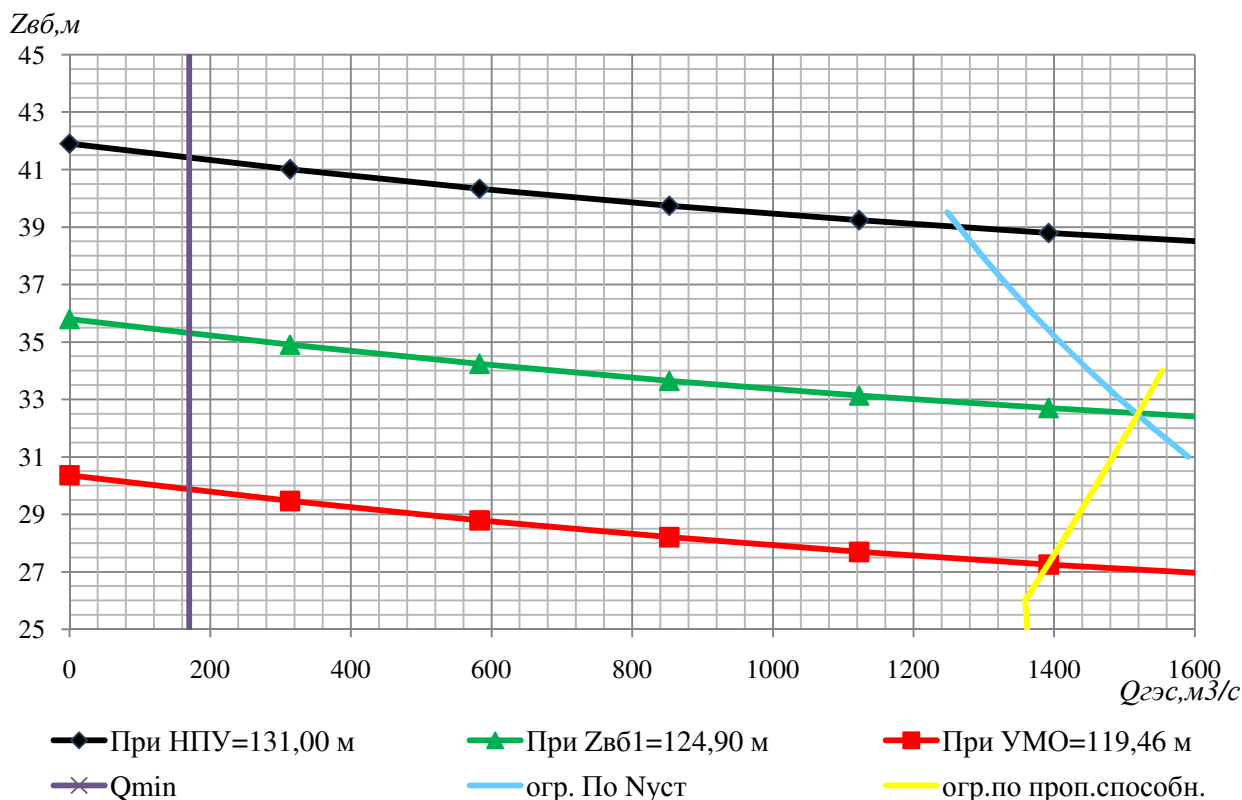


Рисунок 3.1 – Режимное поле Тирлянской ГЭС по напору и расходу

По режимному полю определяем следующие параметры:

- расчетный напор $H_p = 32,4$ м;
- минимальный напор $H_{min} = 27,3$ м;
- максимальный напор $H_{max} = 41,4$ м;
- максимальный расход $Q_{max} = 1517$ м³/с.

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: для ПЛ 50 – В турбин $H_{\min}/H_{\max} = 27,3/50 = 0,55$; для РО 45 – В турбины $H_{\min}/H_{\max} = 27,3/45 = 0,61$ должно быть не меньше справочных данных;

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

Диапазону напоров соответствуют ПЛ 50 – В, ПЛД 50 – В60° и РО 45 – В со следующими параметрами, представленными в таблице 3.2.

Таблица 3. 2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		ПЛД 50 – В 60°	ПЛ50 – В	РО45 – В
Наименование	Обозначение			
Максимальный напор гидротурбины	H_{\max} , м	50	50	45
Диапазон регулирования	H_{\min}/H_{\max}	0,50	0,50	0,60
Оптимальная приведенная частота вращения	n'_{10} , мин ⁻¹	113	116	82
Оптимальный приведенный расход	Q'_{10} , л/с	1100	1000	1200
Оптимальный КПД модели	η_{m0}	0,910	0,916	0,921
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1\max}$, л/с	1650	1500	1430
Коэффициент кавитации	σ при $Q'_{1\max}$	0,60	0,60	0,23
Диаметр модельной турбины	$D_{1м}$, м	0,350	0,460	0,460
Напор модельной турбины	H_m , м	5	12	4
Температура воды при испытании	t_m , °С	16	21	8

На главной универсальной характеристике турбины ПЛ50 – В намечаем расчётную точку Р1, предварительно проведя линию n'_{1opt} через оптимум КПД. Приведенный расход воды в расчётной точке $Q'_{1р} = 1,52$ м³/с. Так же намечаем расчётную точку для ПЛД50 – В60°, приведённый расход $Q'_{1р} = 1,70$ м³/с и для РО45 – В приведённый расход $Q'_{1р} = 1,44$.

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполняем расчеты для ряда стандартных диаметров (начиная с максимально возможного для каждого типа турбин [4, с.145]).

КПД натурной турбины η_T определим по формуле

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left[(1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\vartheta_H}{\vartheta_M}} \right], \quad (3.4)$$

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

D_1, H_p – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

ϑ_H, ϑ_M – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий t_H и t_M (по [1, с.145] $\vartheta_H = 1,468 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$, $\vartheta_M = 0,988 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$, $\vartheta_M = 1,114 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$, $\vartheta_M = 1,216 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$);

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям (по [1, с.66] $\varepsilon = 0,75$).

Мощность одного агрегата, кВт

$$N_a^* = 9,81 \cdot D_1^2 \cdot Q_1' \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.5)$$

где Q_1' – приведенный расход в расчетной точке;

η_G – средний КПД генератора, предварительно принимаем $\eta_G = 0,97$

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$Z_a^* = \frac{N_{уст}}{N_a^*}, \quad (3.6)$$

где $N_{уст} = 427 \text{ МВт}$ – расчетная установленная мощность.

Расчитанное число агрегатов Z_a^* округляется в большую сторону (Z_a).

После чего уточняется мощность агрегата:

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

Синхронная частота вращения, об/с:

$$n_c^* = \frac{n_p' \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.8)$$

где n_p' – приведенная частота в расчётной точке на ГУХ;

$\Delta p = \frac{\eta_G}{\eta_M}$ поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре.

По полученной синхронной частоте вращения принимаем ближайшее большее стандартное значение n_c [1, с.145].

Приведенные частоты вращения, соответствующие известным напорам – максимальному, расчетному и минимальному находятся по следующим формулам:

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

$$n'_{I_p} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta p}}; \quad (3.10)$$

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

Результаты расчета, удовлетворяющие нашим условиям, представлены в таблице 3.3

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбин

$D_1, \text{ м}$	ПЛ50 – В			ПЛД 50 – В 60°			РО45 – В	
	9,50	8,00	6,70	9,00	8,00	6,70	8,00	7,10
η_T	0,926	0,925	0,923	0,918	0,917	0,915	0,924	0,923
$N_a^*, \text{ МВт}$	223,0	157,9	110,5	221,9	175,1	122,6	148,4	116,8
$Z_a^*, \text{ шт}$	1,9	2,7	3,9	1,9	2,4	3,5	2,9	3,7
$Z_a, \text{ шт}$	2	3	4	2	3	4	3	4
$N_a, \text{ МВт}$	213,5	142,3	106,8	213,5	142,3	106,8	142,3	106,8
Δp	1,044	1,043	1,041	1,065	1,064	1,062	1,056	1,055
$n_c^*, \text{ об/мин}$	71,0	84,3	100,5	73,8	82,9	98,9	60,0	67,5
$n_c, \text{ об/мин}$	75,0	88,2	107,1	75,0	83,3	100,0	62,5	68,2
$n'_{I_{max}}, \text{ об/мин}$	133,4	132,3	134,6	125,2	123,7	124,4	93,1	90,2
$n'_{I_p}, \text{ об/мин}$	122,5	121,4	123,6	114,9	113,5	114,2	85,5	82,8
$n'_{I_{min}}, \text{ об/мин}$	108,4	107,4	109,3	101,7	100,4	101,1	75,6	73,3

На главных универсальных характеристиках проводим линии $n'_{I_{max}}$, n'_{I_p} , $n'_{I_{min}}$ (приложения Д, Е, Ж).

Определяем окончательно положение расчетной точки. Для этого на универсальной характеристике, на линии n'_{I_p} подбираем такое сочетание η_T и Q'_I , чтобы выполнялось равенство

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a \cdot 10^3}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T}. \quad (3.12)$$

Для полученной расчетной точки строим линию ограничения по установленной мощности генератора. Для этого на линии $n'_{I_{max}}$ соответствующей напору H_{max} , аналогичным образом, подставив в формулу (3.12) вместо H_p максимальный напор.

Линия ограничения по турбине соответствует открытию направляющего аппарата в расчётной точке.

Полученную координату расчётной точки и точек ограничения по генератору сведём в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Координаты расчётных точек и точек ограничения по генератору

Тип турбины	В расчётной точке			В точке ограничения по генератору			a_{opI} , мм
	$Q'_I \cdot \eta_T$	$Q'_I, \text{м}^3/\text{с}$	$\eta_T, \text{о. е.}$	$Q'_I \cdot \eta_T$	$Q'_I, \text{м}^3/\text{с}$	$\eta_T, \text{о. е.}$	
ПЛ 50 – В – 950	1,35	1,52	0,887	0,93	1,02	0,913	43,5
ПЛ 50 – В – 800	1,27	1,41	0,890	0,88	0,98	0,9127	41,8
ПЛ 50 – В – 670	1,36	1,54	0,885	0,94	1,03	0,9133	43,8
ПЛД50 – В60° – 900	1,50	Нет расч. точки		1,04	-	-	-
ПЛД50 – В60° – 800	1,27	1,43	0,889	0,88	0,98	0,902	29,5
ПЛД50 – В60° – 670	1,36	1,56	0,876	0,94	1,04	0,903	31,0
РО45 – В – 800	1,27	Нет расч. точки		0,88	-	-	-
РО45 – В – 710	1,24	1,35	0,898	0,84	0,95	0,882	34,0

Турбину **ПЛД50 – В60° – 900** и **РО45 – В – 800** далее не рассматриваем, т.к. у данных диаметров нет расчетной точки.

3.2 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу

Линию ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитаем в координату универсальной характеристики для двух значений напора $H_{max} = 41,4$ м и $H_{min} = 27,3$ м по формуле:

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

Данный расчёт сведём в таблицу 3.5. Линии ограничения по минимальному расходу показаны в приложениях Д, Е, Ж.

Таблица 3.5 – Координаты ограничения по минимальному расходу

Тип турбины	Координаты ограничения по минимальному расходу	
	$Q'_l, \text{ м}^3/\text{с}$	
	При H_{\max}	При H_{\min}
ПЛ 50 – В – 950	0,29	0,35
ПЛ 50 – В – 800	0,40	0,50
ПЛ 50 – В – 670	0,58	0,71
ПЛД50 – В60° – 800	0,40	2,49
ПЛД50 – В60° – 670	0,57	0,70
РО45 – В – 710	0,51	0,63

3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы

Отметка рабочего колеса находится по формуле:

$$\nabla Z_{\text{Р.К.}} = Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) + H_s, \quad (3.14)$$

где $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ – отметка уровня воды в НБ при $Q_{\text{НБ}}$, соответствующем расчётному значению высоты отсасывания H_s .

Глубина отсасывания рассчитывается для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев, то есть требующими наибольшего заглубления рабочего колеса:

- работа одного агрегата при установленной мощности при НПУ;
- работа всех агрегатов с установленной мощностью при НПУ;
- работа всех агрегатов с установленной мощностью при H_p .

Высоту отсасывания определим по формуле:

$$H_s = B - \frac{\nabla Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - k_\sigma \cdot \sigma \cdot H + \Delta Z_{\text{Х.ПЛ}}, \quad (3.15)$$

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

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

$k_\sigma = 1,05 - 1,15$ – коэффициент запаса по кавитации при переходе от модельной гидротурбины к натурной (принимаем $k_\sigma = 1,1$);

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

$\Delta Z_{\text{Х.ПЛ}}$ – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для ПЛ – турбин $\Delta Z_{\text{Х.ПЛ}} = 0$, для ПЛД – турбин $\Delta Z_{\text{Х.ПЛ}} = B_0/2$, где $B_0 = 0,375D_1$.

3.3.1 Работа одного агрегата с расчётной мощностью при H_{max}

На главной универсальной характеристике в точке пересечения линии ограничения по генератору и приведённой частоты вращения n'_{imin} , определяем координаты приведённого расхода и коэффициент кавитации.

Далее пересчитываем координату универсальной характеристики в расход для натурной турбины по формуле:

$$Q_a = Q'_I \cdot Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H}. \quad (3.16)$$

Гидротурбина ПЛ 50 – В – 950

Получим координаты точки 1: $Q'_I = 1,02 \text{ м}^3/\text{с}$, $\sigma = 0,255$.

Пересчитаем эту точку для натурной турбины:

$$Q_a = 1,02 \cdot 9,50^2 \cdot \sqrt{1,044 \cdot 27,3} = 605 \text{ м}^3/\text{с}.$$

По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{НБ}(Q_a) = 89,7 \text{ м}$.

Определяем высоту отсасывания по формуле (3.15):

$$H_s = 10 - \frac{89,7}{900} - 0,255 \cdot 27,3 \cdot 1,1 + 0 = -3,2 \text{ м}.$$

Остальные диаметры и типы рабочих колёс рассчитываем аналогичным методом.

3.3.2 Работа одного агрегата с расчётной мощностью при H_p

На главной универсальной характеристике в расчётной точке соответствующей приведённой частоты вращения n'_{Ip} , определяем координаты приведённого расхода и коэффициент кавитации.

Далее рассчитываем аналогично п.п.3.3.1.

Гидротурбина ПЛ 50 – В – 950

Получим координаты точки 2: $Q'_I = 1,52 \text{ м}^3/\text{с}$, $\sigma = 0,5$.

Пересчитаем эту точку для натурной турбины:

$$Q_a = 1,52 \cdot 9,50^2 \cdot \sqrt{1,044 \cdot 32,4} = 798 \text{ м}^3/\text{с}.$$

По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{НБ}(Q_a) = 90,1 \text{ м}$.

Определяем высоту отсасывания по формуле (3.15):

$$H_S = 10 - \frac{90,1}{900} - 0,5 \cdot 32,4 \cdot 1,1 + 0 = -9,4 \text{ м.}$$

Остальные диаметры и типы рабочих колёс рассчитываем аналогичным методом.

3.3.3 Работа одного агрегата при N_{\min} и максимальном открытии направляющего аппарата

На главной универсальной характеристике в точке пересечения линии ограничения по турбине и приведённой частоты вращения n'_{\min} , определяем координаты приведённого расхода и коэффициент кавитации.

Далее рассчитываем аналогично п.п.3.3.1.

Гидротурбина ПЛ 50 – В – 950

Получим координаты точки 3: $Q'_I = 1,45 \text{ м}^3/\text{с}$, $\sigma = 0,5$.

Пересчитаем эту точку для натурной турбины:

$$Q_a = 1,45 \cdot 9,50^2 \cdot \sqrt{1,044 \cdot 27,3} = 699 \text{ м}^3/\text{с}.$$

По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{\text{НБ}}(Q_a) = 89,9 \text{ м}$.

Определяем высоту отсасывания по формуле (3.15):

$$H_S = 10 - \frac{89,9}{900} - 0,5 \cdot 27,3 \cdot 1,1 + 0 = -14,4 \text{ м.}$$

Остальные диаметры и типы рабочих колёс рассчитываем аналогичным методом. Полученные результаты представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	Z_a , шт	n_c , об/мин	N_a , МВт	H_{S1} , м	H_{S2} , м	H_{S3} , м
ПЛ 50 – В – 950	2	75,0	213,5	-3,21	-9,42	-14,37
ПЛ 50 – В – 800	3	88,2	142,3	-2,21	-9,06	-12,00
ПЛ 50 – В – 670	4	107,1	106,8	-3,44	-9,42	-14,37
ПЛД50 – В60° – 800	3	83,3	142,3	-0,71	-7,10	-3,16
ПЛД50 – В60° – 670	4	100,0	106,8	-2,21	-9,78	-5,26
РО45 – В – 710	4	68,2	106,8	+4,72	+2,82	+4,03

При сравнении вариантов, выбираем турбину *PO45 – B – 710*. Для данной турбины, для обеспечения безкавитационной работы, необходимо наименьшее заглубление рабочего колеса, оптимальное количество агрегатов с возможностью применения электрической схемы с укрупненными блоками и выборе серийного гидрогенератора. На ГУХ область работы гидротурбины лежит в области наиболее высоких значений КПД.

3.3.4 Выбор отметки расположения рабочего колеса

Выбор отметки расположения рабочего колеса, производится из условия обеспечения безкавитационной работы турбины во всех режимах. Для выполнения определим отметки характерной плоскости для трёх режимов работы по формуле (3.14):

а) работа одного агрегата при расчетной мощности при НПУ:

$$\nabla Z_{P.K.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s,$$

$$\nabla Z_{P.K.} = 89,00 + 4,72 = 93,72 \text{ м.}$$

б) работа одного агрегатов с расчетной мощностью при Нр;

$$\nabla Z_{P.K.} = 89,21 + 2,82 = 92,03 \text{ м.}$$

в) работа одного агрегатов с минимальной мощностью на линии ограничения по турбине;

$$\nabla Z_{P.K.} = 89,15 + 4,03 = 93,18 \text{ м.}$$

Отметку расположения РК принимаем как наименьшее из трех полученных значений $\nabla Z_{P.K.} = 92,03 \text{ м.}$

3.4 Определение геометрических размеров проточной части гидротурбины *PO45 – B – 710*

Геометрические размеры проточной части гидротурбины пересчитаем исходя из проточной части модели, при выбранном диаметре рабочего колеса $D_1 = 7,1 \text{ м.}$ Проточная часть гидротурбины представлена в приложении И.

3.5 Выбор типа и габаритных размеров маслonaпорной установки и колонки управления

По диаметру рабочего колеса $D_1 = 7,1 \text{ м.}$ и напору $H_{пред} = 45,0 \text{ м.}$ определяем по номограмме [4, с.143] для турбины *PO45-B* тип маслonaпорной установки. МНУ 6,3/1-40-8-2 с гидроаккумулятором ГА 6,3/1 – 40.

Маслонапорная установка - МНУ 12,5/1-40-12,5-2;

емкость 12,5 м³;

число сосудов 1;

давление 4 МПа (40 кгс/см²).

Маслонасосный агрегат –ГА12,5/1 – 40;

сливной бак МА 12,5– 2;

емкость бака 12,5 м³;

число насосов 2 шт.

Насос - 3В63/40ГТ:

число сосудов 2 шт.;

подача 13,9 л/с;

мощность 72 кВт.

Электродвигатель – 4А250М4:

мощность 90 кВт;

частота вращения 1450 об/мин;

масса 17 т.

По справочным данным выберем электрогидравлический регулятор ЭГР-2М-150-4.

3.6 Выбор типа серийного гидрогенератора

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{106,8}{0,9} = 118,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.17)$$

где $\cos\varphi$ - коэффициент мощности генератора, предварительно принимаемый $\cos\varphi = 0,8 \div 0,95$.

$$p = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{68,2} = 88. \quad (3.18)$$

По справочным данным выбираем синхронный вертикальный гидрогенератор СВ 1500/200-88. Номинальные данные гидрогенератора представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Номинальные данные гидрогенератора СВ 1500/200-88

Наименование величины	Обозначение	Значение
Номинальная полная мощность, МВА	$S_{ном}$	127,8
Номинальная активная мощность, МВт	$P_{ном}$	115,0
Коэффициент мощности, о.е	$\cos\varphi$	0,85
Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном}$	13,8
Номинальный ток, кА	$I_{ном}$	5,175
Номинальная частота вращения, об/мин	$n_{ном}$	68,2
Сопротивление обмотки статора, о.е.	X_d	0,52
Переходное сопротивление, о.е.	X'_d	0,20
Сверхпереходное сопротивление, о.е.	X''_d	0,15
Исполнение	Зонтичное	

3.7 Определение установленной мощности ГЭС

Окончательно установленная мощность проектируемой ГЭС складывается из мощности четырёх генераторов СВ 1500/200-88:

$$P_{уст} = n_G \cdot P_G = 4 \cdot 115 = 460 \text{ МВт.} \quad (3.19)$$

где $n_G = 4$ - количество генераторов;

$P_G = 115$ МВт - активная мощность генератора.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор номинального напряжения линий

Номинальное напряжение линий принимаем 220 кВ по номинальному напряжению ближайшей подстанции «Белорецк».

Основные параметры проектируемой станции и энергосистемы представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Особенности электрической части проектируемой станции и энергосистемы

Генераторы			Система			
Число и мощность	$U_{\text{ном}}$	$\cos\varphi_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}}$	l	$S_{\text{рез}}$	$S_{\text{к.з.}}$
шт×МВт	кВ	о.е.	кВ	км	МВА	МВА
4×115	13,8	0,9	220	32	100	150

- Время использования установленной мощности $T_{\text{max}} = 6700$ ч/год;
- Потребители относятся к I и II категориям.
- Мощность собственных нужд ГЭС $P_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot P_{\text{уст.ГЭС}}$.
- Коэффициент мощности собственных нужд $\cos\varphi_{\text{с.н.}} = \cos\varphi_{\text{ном}}$.

4.2 Выбор повышающих трансформаторов

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

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{(P_{\Gamma_{\text{ном}}} - P_{\text{с.н.}})}{\cos\varphi_{\Gamma}} = 2 \cdot \frac{(115 - 115 \cdot 0,01)}{0,9} = 253 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

где $P_{\Gamma_{\text{ном}}}$ – номинальная активная мощность гидрогенератора, МВт;

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

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{6700}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 5522,6 \text{ ч/год}, \quad (4.2)$$

Время работы блока в течение года:

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

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

$T_{\text{пл}} = 30$ – время плановых простоев блока в течение года, ч;

$\omega = 0,053$ – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

$T_{\text{в}} = 60$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,053 \cdot 60 = 8727 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,155 \cdot 8727 = 1352,7 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

где n_{T} – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{H}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{T}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{T ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,785}{1} \cdot \left(\frac{281,2}{400} \right)^2 \cdot 5522,6 = 2142,5 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.5)$$

4.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

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

$$S_{\text{с.н.}} = 2 \cdot \left(0,01 \cdot \frac{P_{\text{T ном}}}{\cos \varphi_{\text{T}}} \right) = 2 \cdot \left(0,01 \cdot \frac{127,8}{0,90} \right) = 2840 \text{ кВ} \cdot \text{А}. \quad (4.6)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

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

но не менее двух согласно СТО РусГидро 17330282.27.140.020-2012 «Системы питания собственных нужд ГЭС. Условия создания. Нормы и требования».

По каталогу ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш» выбираются 2 трансформатора ТСЗ-3150/10 УЗ. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Каталожные данные трансформатора ТСЗ-3150/10 УЗ

S _{НОМ} , кВт	U _Н , кВ		U _{кз} , %	ΔP _{кз} , кВт	ΔP _{хх} , кВт
	U _{ВН}	U _{НН}			
3150	13,8	0,4	7,0	27,0	4,3

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет 1% от P_{уст}:

$$P_{с.н.} = 0,01 \cdot P_{уст} = 0,01 \cdot 460 = 4600 \text{ кВт.} \quad (4.7)$$

Согласно СТО РусГидро 01.01.78-2012«Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» в распределительной сети СН, а также выпрямительные трансформаторы рекомендуется применять с сухой изоляцией.

Для электроснабжения электроприемников собственных нужд ГЭС и ГАЭС необходимо предусматривать не менее двух независимых источников питания при любом режиме работы станции, в том числе при отключении одного из независимых источников питания. [2]

По каталогу «Научно-Исследовательское Производственное Объединение НИПО РусЭнерго» (г. Санкт-Петербург) выбирается 2 трансформатора ТСЗ-5000/10 УХЛ1. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3-Каталожные данные трансформатора ТСЗ-5000/10 УХЛ1

S _{НОМ} , кВА	U _Н , кВ		U _{кз} , %	ΔP _{кз} , кВт	ΔP _{хх} , кВт
	U _{ВН}	U _{НН}			
5000	13,8	0,4	6	3,1	11,5

4.4 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{\Gamma} \cdot \left(\frac{P_{\Gamma} - P_{сн}}{\cos \varphi_{\Gamma}} \right) \quad (4.8);$$

$$S_{\Sigma} = 4 \cdot \left(\frac{127,8 - 127,8 \cdot 0,01}{0,9} \right) = 562,3 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

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

где K – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП, принимаемый равным 1, при номинальном напряжении 330 кВ и выше, 1,2 при напряжении 220 кВ, 1,4 при напряжении 110 кВ. [1]

$P_{\text{нат}}$ – натуральная мощность ВЛ для номинального напряжения 220кВ.

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\text{уст}} - S_{\text{сн}}}{(K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos\varphi_c)} = \frac{(460 - 4,6)}{(1,2 \cdot 135 / 0,85)} = 3 \text{ шт.} \quad (4.9)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным $n_{\text{л}} = 3 + 1 = 4$.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{562,3}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,37 \text{ кА.} \quad (4.10)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{т}} \cdot \alpha_{\text{i}} \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 370 = 388,5 \text{ А} \quad (4.11)$$

где $\alpha_{\text{i}} = 1,05$ – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки;

$\alpha_{\text{т}} = 1,0$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

По величине расчётного тока выбираем провод марки АС – 240/29, которому соответствует минимальное сечение провода для линии 220 кВ.

Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$.

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{562,3}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,49 \text{ кА} \quad (4.12)$$

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

Параметры провода приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Параметры провода марки АС-240/29

Число проводов в фазе	гОм/км	хОм/км	бОСм/км
1	0,121	0,435	2,6·10 ⁻⁶

4.5 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и ячеек распределительного устройства высшего напряжения. Поэтому капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K = t \cdot K_{ОРУ} + n \cdot K_T + m \cdot K_{Т.с.н.}, \quad (4.13)$$

где K_T – стоимость силовых трансформаторов;

$K_{Т.с.н.}$ – стоимость трансформатора собственных нужд;

$K_{ОРУ}$ – стоимость ячейки ОРУ;

n – число силовых трансформаторов;

m – число трансформатора собственных нужд;

t – число ячеек ОРУ

Капиталовложения для схемы с одиночным блоком по формуле (4.13):

$$K_1 = 10 \cdot 44 + 4 \cdot 38,5 + 2 \cdot 2,2 = 598,4 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с объединенным блоком по формуле (4.13):

$$K_2 = 8 \cdot 44 + 4 \cdot 38,5 + 2 \cdot 2,2 = 510,4 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненным блоком по формуле (4.13):

$$K_3 = 8 \cdot 44 + 2 \cdot 45 + 2 \cdot 2,8 = 447,6 \text{ млн. руб.}$$

Наиболее экономичный из вариантов электроустановки требует наименьшего значения полных приведенных затрат:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.14)$$

где $E_n=0,15$ – коэффициент сравнительной эффективности.

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле (4.14):

$$З_1 = 0,15 \cdot 598,4 + 8,52 = 92,28 \text{ млн. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с объединенным блоком по формуле (4.14):

$$З_2 = 0,15 \cdot 510,4 + 6,91 = 83,47 \text{ млн. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненным блоком по формуле (4.14):

$$З_3 = 0,15 \cdot 447,6 + 5,13 = 72,27 \text{ млн. руб.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами с объединенным и укрупненным блоками:

$$P = \frac{З_2 - З_3}{З_2} \cdot 100\% \quad (4.15)$$

$$P = \frac{83,47 - 72,27}{83,47} \cdot 100\% = 13,4\%$$

Данные значения полных приведенных затрат различаются больше чем на 5%, из этого можно сделать вывод, что вариант с укрупненным блоком экономически выгоднее.

Главная электрическая схема должна обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на электрооборудовании РУ. Схема должна быть наглядной и обеспечивать удобство эксплуатации электрооборудования. [2]

В качестве окончательного варианта принимается схема с укрупненными блоками.

4.6 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений РУ-220кВ: 4 (4 ВЛЭП 220кВ, 2 блока). В соответствии со стандартом: "Рекомендации по применению типовых

принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ", выбираем вариант с одним рабочим секционированным выключателем и обходной системой шин. Выбранная схема РУ – 220кВ представлена на рисунке 4.1.

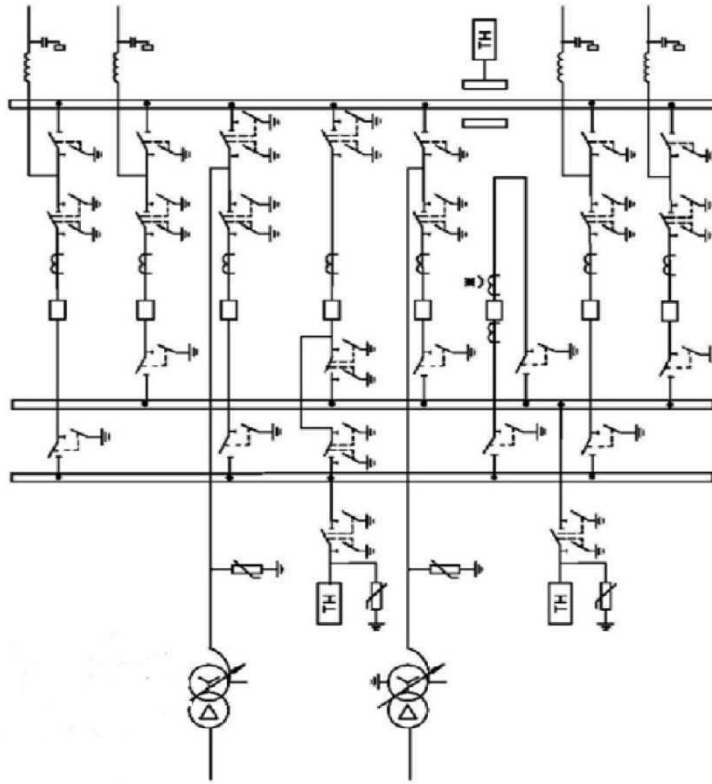


Рисунок 4.1 - Схема РУ ВН 220кВ: одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин

4.7 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,15 \cdot \frac{13,8^2}{127,8} = 0,224 \text{ Ом} \quad (4.16)$$

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ}}} = 0,15 \cdot \frac{100}{127,8} = 0,12 \text{ Ом} \quad (4.17)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генератора:

$$E_{\Gamma} = E_{*}'' \cdot U_{\delta} = 1 \cdot 13,8 = 13,8 \text{ кВ.} \quad (4.18)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\Gamma} = \frac{U_{\text{к\%}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 400} = 16,11 \text{ Ом.} \quad (4.19)$$

$$x_{\Gamma} = \frac{U_{\text{к\%}} \cdot S_{\delta}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11 \cdot 100}{100 \cdot 400} = 0,028 \text{ Ом.} \quad (4.20)$$

Система:

$$x_{\text{С}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{242^2}{150} = 390,4 \text{ Ом.} \quad (4.21)$$

$$x_{\text{С}} = \frac{S_{\delta}}{S_{\text{кз}}} = \frac{100}{150} = 0,666 \text{ Ом.} \quad (4.22)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_{\text{Л}} = \frac{x_{0,\text{уд}} \cdot l}{n} = \frac{0,435 \cdot 32}{4} = 3,48 \text{ Ом.} \quad (4.23)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_{\text{С}} = E_{*\text{С}} \cdot U_{\delta 1} = 1,0 \cdot 230 = 230 \text{ кВ.} \quad (4.24)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_{\Gamma} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{13,8}{242} = 0,057.$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{\Gamma}}{127,8} = \frac{0,224}{127,8} = 0,002 \text{ Ом} \quad (4.25)$$

Система:

$$r_{\text{С}} = \frac{x_{\text{С}}}{127,8} = \frac{390,4}{127,8} = 3,05 \text{ Ом.} \quad (4.26)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$r_L = \frac{r_{0,уд} \cdot l}{n} = \frac{0.314 \cdot 32}{4} = 2.512 \text{ Ом.} \quad (4.27)$$

Активные сопротивления трансформаторов:

$$r_T = \frac{\Delta P_k}{2} * \frac{U_6^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{0.785}{2} * \frac{230^2}{400^2} = 0.13 \text{ Ом.} \quad (4.28)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_k}{2} * \frac{S_6}{S_{НОМ}^2} = \frac{0.785}{2} * \frac{100}{400^2} = 0.00025 \text{ Ом.} \quad (4.29)$$

Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания:

$$T_a = \frac{x_r}{\omega * r_t} = \frac{0,224}{314 * 0,00025} = 0,028 \text{ с.} \quad (4.30)$$

Используя программу «RastrWin3» рассчитали токи трёхфазного короткого замыкания на генераторе, трехфазное короткое замыкание на сборных шинах и однофазное короткое замыкание на сборных шинах . Результаты представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6- Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	Величина, кА
1ф на СШ	8,7936
3ф на СШ	5,8631
3ф	111,1115

4.8 Выбор и проверка электрических аппаратов в главной схеме

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

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

1) длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;

2) противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;

3) выдерживать механические нагрузки, создаваемые собственной массой и массой связанных с ними аппаратов, а также усилия, возникающие в результате атмосферных воздействий (ветер, гололёд). Это требование учитывается при механическом расчёте ЛЭП и РУ; удовлетворять требованиям экономичности электроустановки.

4.8.1 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов

Рабочий ток в присоединениях генераторов Г1-Г4 13,8 кВ:

$$I_{Г,раб.мах} = 1,05 \cdot I_{Г,ном} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г,ном}} = 1,05 \cdot \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 5058 \text{ А.}$$

Рабочий ток трансформатора ТДЦ-4000000/220:

$$I_{Т1-Т2,раб.мах} = 1,05 \cdot \frac{S_{Т,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,ном}} = 1,05 \cdot \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 242} = 1003 \text{ А.}$$

Рабочий ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{Л1-Л5,раб.мах} = \frac{S_{раб.мах}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{ном}} = \frac{S_{Г1-Г4}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{ном}} = \frac{4 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 220} = 302 \text{ А;}$$

$$I_{Л1-Л5,раб.утж} = \frac{S_{Г1-Г6}}{\sqrt{3} \cdot (n_W - 1) \cdot U_{ном}} = \frac{4 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 220} = 403 \text{ А.}$$

Рабочий ток в присоединение отпаечного трансформатора собственных нужд на генераторном напряжении 13,8кВ:

$$I_{ТСН,раб.мах} = 1,05 \cdot \frac{S_{ТСН,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ТСН,ном}} = 1,05 \cdot \frac{5000}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 220 \text{ А.}$$

4.8.2 Выбор выключателей и разъединителей 220кВ

ВГБУ-220 - элегазовый баковый выключатель.

Элегазовые баковые выключатели со встроенными трансформаторами тока и автономными приводами ВГБУ-220. Ток отключения 50 кА. Предназначены для коммутаций электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц номинальным напряжением 220 кВ.

Выключатели предназначены для эксплуатации на открытом воздухе с умеренным климатом, при высоте установки над уровнем моря до 1000 м. Встроенные трансформаторы тока предназначены для передачи сигнала, пропорционального току в сети, измерительным приборам и устройствам защиты. Производитель ОАО ВО «Электроаппарат». Данные в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Данные ВГБУ-220

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГБУ-220	В состав входят трансформаторы тока, параметры которого согласованы с параметрами выключателя заводом изготовителем. Дополнительной проверки не требуется.
Усети ном = 220 кВ	Уном = 220 кВ	
Ирабтах = 302 А	Ином = 3150 А	
Ипо = 8,7936 кА	Иоткл.ном. = 50 кА	

Разъединитель РД – 220.

Серия разъединителей РД-220 на номинальное напряжение 220 кВ сертифицирована для российского рынка. Разъединители соответствуют российским стандартам, ГОСТ Р 52726-2007, а также полностью адаптированы к российским условиям.

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

Двухколонковые разъединители РД горизонтально-поворотного типа предназначены для наружной установки. Производитель ОАО ВО «Электроаппарат». Данные в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Данные РД-220

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Разъединитель РД-220	Двухколонковые разъединители РД-220 горизонтально- поворотного типа
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	
$I_{\text{раб max}} = 302 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	
$I_{\text{по}} = 8,7936 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.ст.}} = 31,5 \text{ кА}$ $I_{\text{дин.ст.}} = 80 \text{ кА}$	

4.8.3 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения серии ЗНГА предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам учета, измерения, защиты и автоматики в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с заземленной нейтралью класса напряжения 220 кВ.

Трансформаторы серии ЗНГА имеют три вторичные обмотки (по одной для приборов учета и измерений, а также дополнительную обмотку, для контроля изоляции сети). Клеммная коробка трансформатора встроена в бак.

4.8.4 Выбор ограничителя перенапряжения (ОПН)

В данном курсовом проекте ОПН были выбраны упрощенно, только по параметру напряжения. ОПН-П-220 УХЛ1.

4.8.5 Выбор коммутационных аппаратов на генераторном напряжении

Отключение генераторов в блочных схемах рекомендуется производить генераторными выключателями, а не выключателями высоковольтных РУ. Использование генераторных выключателей позволит при отключении генераторов Г1...Г4 сохранить питание собственных нужд от сети 220 кВ. В таблице 4.9 представлено сравнение полученных параметров и каталожных данных выключателя генераторного комплекса.

Таблица 4.9 – Данные генераторного выключателя

Расчетные данные	Электроаппарат FKG1N
$U_{\text{ном}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = \text{до } 24 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 2890 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 10800 \text{ А}$
$I_{\text{по}} = 49,3 \text{ кА}$	$I_{\text{откл ном}} = 120 \text{ кА}$
$i_y = 92,56 \text{ кА}$	$i_y = 330 \text{ кА}$

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.

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

5.1 Перечень защит основного оборудования

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

На главном генераторе СВ 1500/200-88УХЛ4:

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

На силовом трансформаторе блока ТДЦ-400000/220-У1,УХЛ1:

- 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;
- На трансформаторе СН ГЭС ТСЗ-5000/13,8 У1(УЗ):**
- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
 - Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;

- Защита от перегрузки;
- Реле тока охлаждения.

На линиях электропередачи 220 кВ:

- Основные защиты:
 - дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.
- Резервные защиты:
 - 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
 - токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
 - 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
 - для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ предусматривается УРОВ 220 кВ.

5.2 Описание защит и расчет их уставок

5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора (ΔG)

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

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

Номинальный ток генератора: $I_{НОМ} = 1820 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{ТТ} = 6000/5 \text{ А}$.

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

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

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

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

Уставка выбирается из условия:

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

где $K_H = 2$ - коэффициент надежности.

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

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

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

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

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

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

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

$$I_{МАКС} = \frac{E''}{x_d''} \cdot I_H.$$

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

$$I_{НБ(КЗ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1}{0,15} \cdot 5175 = 3450 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_T} > \frac{3450 \cdot 2}{34500}, \quad (5.4)$$

$$K_T > 0,2,$$

где $K_H = 2$ - коэффициент надежности;

I_T - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

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

$$I_{НТ} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.5)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.6)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

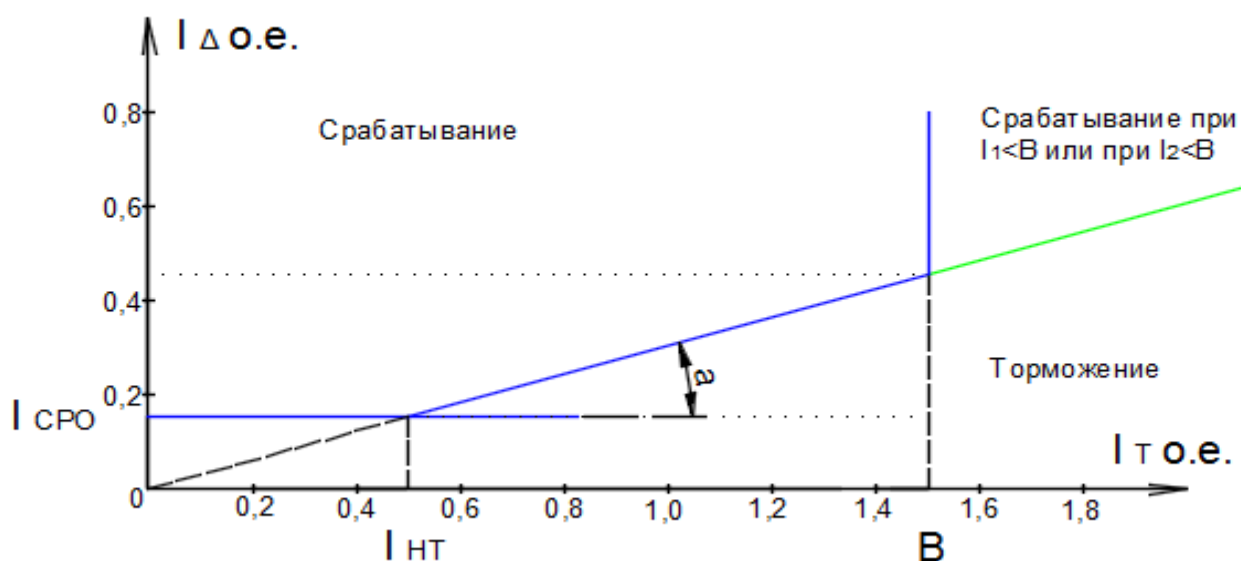


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

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

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

последовательности $3U_0$ ТН линейных выводов генератора, измеряемое обмоткой «разомкнутый треугольник».

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

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

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

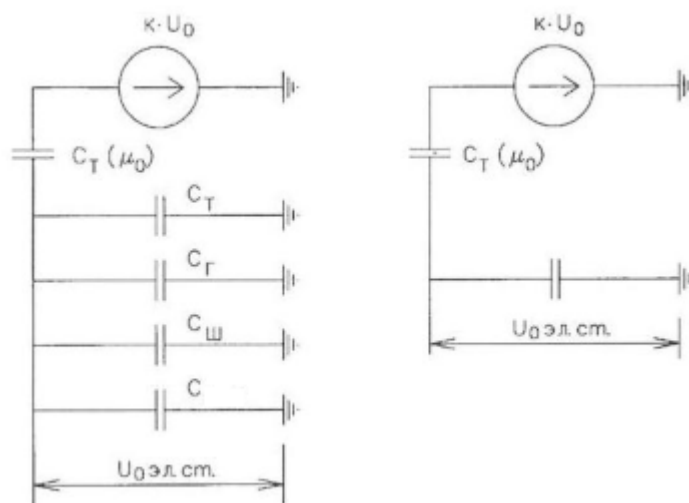


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

$C_Г$ – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

C_T – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_Ш$ – емкость шинпровода по отношению к земле;

$C_{ВГ}$ – емкость генераторного выключателя.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_Г + C_Ш + C_{ВГ} = 0,0073 + 1,47 + 0,008 + 0,34 = 1,8253 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.7)$$

$$U_{0 \text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.8)$$

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

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

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,6 \text{ кВ}, \quad (5.9)$$

Суммарный емкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 8,0 \text{ А}. \quad (5.10)$$

где $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f = 314,2$ рад/с – угловая скорость

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

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 0,5 \cdot 46600 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 1,8253} = 114,3 \text{ В}. \quad (5.11)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}}, \quad (5.12)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 100,7}{157,5},$$

$$U_{\text{СР}} \geq 0,75,$$

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

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

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

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

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2}. \quad (5.13)$$

При $K_T = 2$ орган U_{03} работает селективно и защищает 25 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

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

1) Уставка защиты $U2>$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В}. \quad (5.14)$$

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

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

Уставка $U1>$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В}. \quad (5.15)$$

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

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

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

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

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.16)$$

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:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.17)$$

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

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

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

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.18)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.19)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H. \quad (5.20)$$

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

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

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (5.21)$$

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

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

Таблица 5.1 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

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

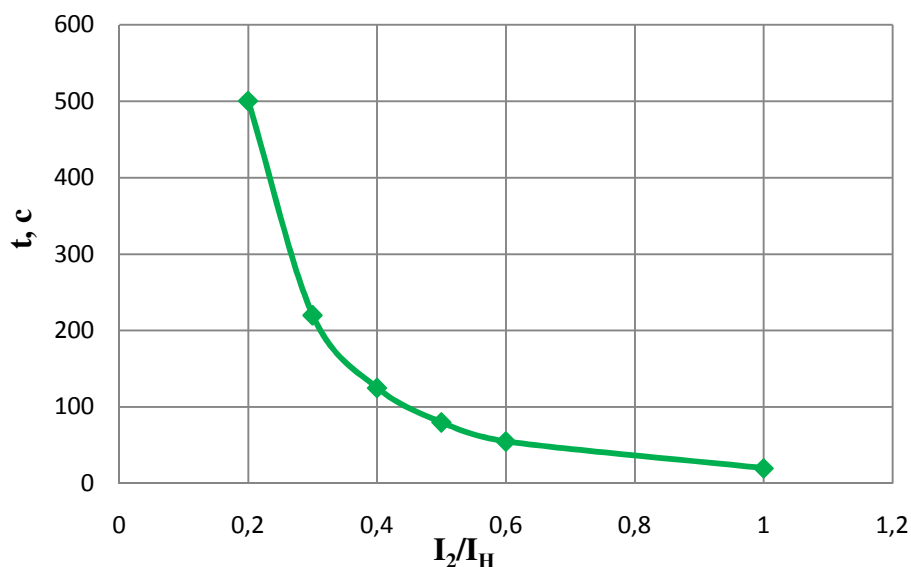


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

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

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

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

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

По второму условию:

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

$$I_{2с.з.} \leq \frac{I_2^2}{K_{ч}} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_{d*}'' + x_{Г*} + 2 \cdot x_{Т*})} =$$

$$= \frac{1}{1,3 \cdot (61,5 + 92,3 + 2 \cdot 0,00138)} = 0,005 \text{ о. е.}$$

где x_{d*}'' - сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;

$x_{Г}$ - сопротивление обратной последовательности генератора;

$x_{Т}$ - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

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

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

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{2с.з.} \leq I_{2с.з.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,005 \cdot 2 \cdot \frac{242}{13,8} = 0,18 \text{ о. е.} \quad (5.24)$$

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.

5.2.5 Защита от симметричных перегрузок(I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.25)$$

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 0,9$ с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H. \quad (5.26)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

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

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

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

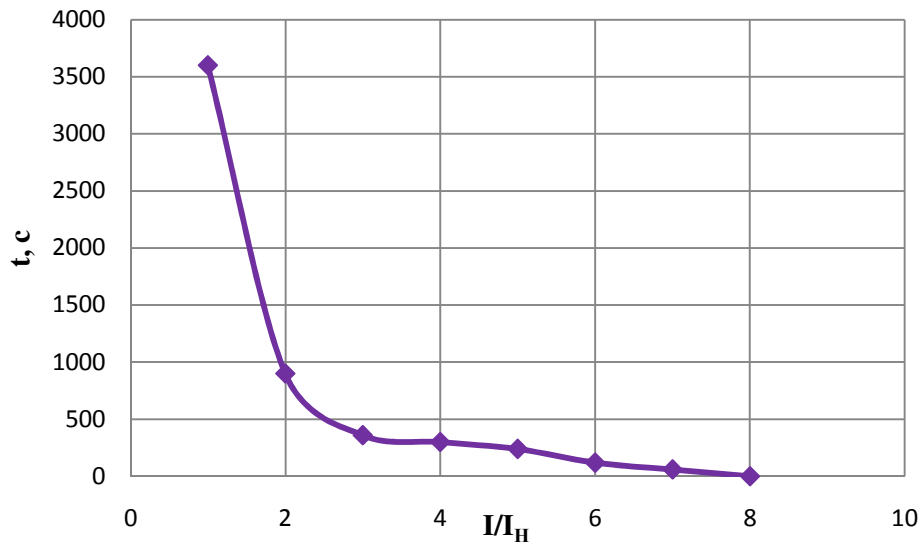


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.27)$$

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

$$U_{\text{ср}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 15750}{1,03 \cdot 157,5} = 66 \text{ В}. \quad (5.28)$$

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.

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

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

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

1) Сопротивление срабатывания первой ступени выбирается по условию обеспечения действия с выдержкой времени не более 1с. Указанная выдержка времени принимается по условию согласования с первыми степенями 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 220 кВ Тирлянская ГЭС – Белорецк:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot \left(40,4 + \frac{4,791}{4}\right) = 33,3 \text{ Ом}, \quad (5.29)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

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

$$Z_T = \frac{0,138 \cdot 242^2}{200} = 40,4 \text{ Ом}.$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,138 \cdot \frac{127,8}{127,8} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{127,8}{242^2} \cdot 4,8 = 0,11$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,11 \cdot 1,49 = 0,16 \text{ Ом}, \quad (5.30)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{13,8^2}{127,8} = 1,49$.

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,16 \cdot \frac{\frac{6000}{5}}{\frac{13800}{100}} = 1,39 \text{ Ом.} \quad (5.31)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,39 \text{ Ом}$.

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1820} = 4,38 \text{ Ом,}$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1820}{963} - 0,95}{0,52} = 2,5, \quad (5.32)$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

С учетом насыщения машины величина тока статора генератора в режиме форсировки составит $2,18 \cdot I_{\text{НОМ}}$.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{1,57} = 0,605 \text{ о. е.,} \quad (5.33)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 1,57} = 0,57, \quad (5.34)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 55^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_H} = \frac{0,605}{1,1} = 0,55 \text{ о. е.}, \quad (5.35)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,55 \cdot \frac{13,8^2}{127,8} = 0,8 \text{ Ом}. \quad (5.36)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,8 \cdot 6000/5}{13800/100} = 7,0 \text{ Ом}, \quad (5.37)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 7,0 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_1 = 1,39 \text{ Ом}$, $Z_{CM1} = 0,156 \text{ Ом}$; $Z_{II} = 7,0 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,6 \text{ Ом}$.

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

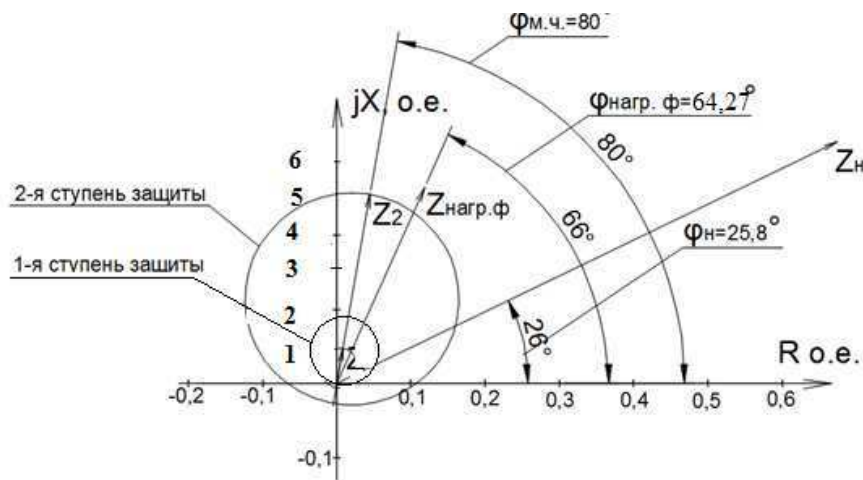


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

Таблица уставок и матрица отключений защит представлены в приложении К.

6 Компоновка гидроузла, выбор типа и расчёт основных сооружений

Установленная мощность проектируемой ГЭС 460 МВт, максимальный напор составляет 41,4 м. Полный объем водохранилища 13,5 км³. Основание не скальное, сложено глиной. В зависимости от высоты и типа грунтов основания для проектируемой плотины принимаем I класс.

В состав основных гидротехнических сооружений входят:

- глухая бетонная правобережная плотина;
- бетонная водосливная плотина;
- приплотинное здание ГЭС;
- глухая бетонная левобережная плотина;
- разделительный устой между водосливной и станционной частью.

6.1 Проектирование сооружений напорного фронта

6.1.1 Определение отметки гребня плотины

Отметку гребня бетонной плотины находим по формуле

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

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

Высота наката волн

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

где $h_{1\%}$ – высота волны с обеспеченностью 1%;

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – конструктивный запас, принимаемый не менее 0,8 м.

Для основного сочетания нагрузок.

Высота ветрового нагона определяется по формуле

$$\Delta h_{\text{set}} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha, \quad (6.3)$$

где V_w – расчётная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, принимаем $V_w = 20$ м/с;

L – длина разгона волны, принимаем $L = 5000$ м;

α – угол между продольной осью водохранилища и направлением господствующих ветров, принимаем 0;

d – условная расчётная глубина воды в водохранилище, рассчитываемая по формуле:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}}{2} \quad (6.4)$$

Получаем

$$d = \frac{131,0 - 88,1}{2} = 21,45 \text{ м};$$

$$\Delta h_{set} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{20^2 \cdot 5000}{9,81 \cdot 21,45} \approx 0,02 \text{ м.}$$

Определяется высота волны 1% обеспеченности для основного случая:

Вычисляем безразмерные комплексы $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot t}{V_w}$, где t – период развития волн на водохранилище, $t=6$ ч.

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 5000}{20^2} = 123;$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{20} = 10595.$$

По графику по верхней огибающей кривой графика на рисунке 6.1, используя значения $\frac{g \cdot t}{V_w}$ и $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$, определяем параметры $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w}$.

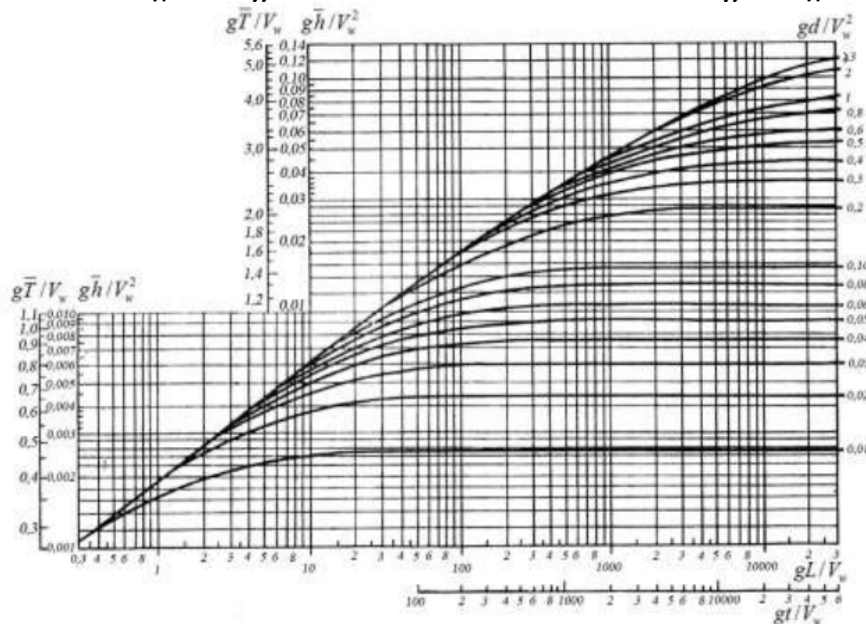


Рисунок 6.1 - Графики для определения элементов ветровых волн в глубоководной и мелководной зонах

Принимаем меньшие полученные значения

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,02; \quad \frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 1,6$$

Определим средний период волны \bar{T} и среднюю высоту волны \bar{h}

$$\bar{h} = \frac{0,02 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,02 \cdot 20^2}{9,81} = 0,82 \text{ м},$$
$$\bar{T} = \frac{1,6 \cdot V_w}{g} = \frac{1,6 \cdot 20}{9,81} = 3,26 \text{ с}.$$

Средняя длина волны

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 3,26^2}{2 \cdot 3,14} = 16,6 \text{ м}. \quad (6.5)$$

Условие $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ выполнено, следовательно, расчет произведен, верно, для глубоководной зоны.

Определим высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (6.6)$$

где K_i – коэффициент, определяем по рисунку 6.2 в зависимости от значения $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$, принимаем $K_i = 2,09$.

Получаем

$$h_{1\%} = 0,82 \cdot 2,09 = 1,71 \text{ м}.$$

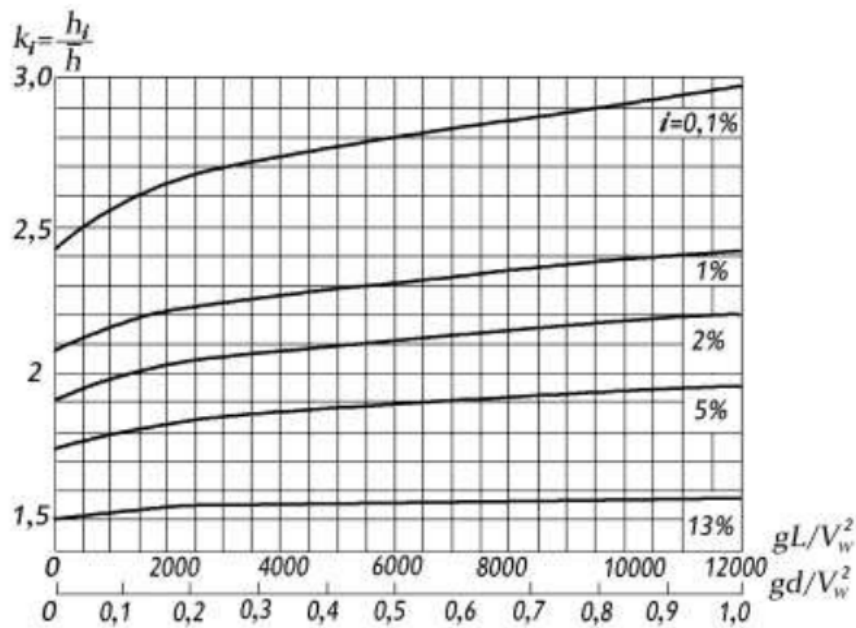


Рисунок 6.2 –Графики значений коэффициента k_i

$$h_s = h_{1\%} + \Delta h_{set} + a = 1,71 + 0,02 + 0,8 = 2,53 \approx 2,6 \text{ м.}$$

За отметку гребня быка бетонной водосливной плотины принимается большая из двух:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГЗП} = \nabla_{НПУ} + h_s = 131,0 + 2,6 = 133,6 \text{ м} \quad (6.7)$$

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГЗП} = \nabla_{НПУ} + h_s = 132,0 + 1,6 = 133,6 \text{ м} \quad (6.8)$$

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 126,5 + 1,6 \cdot 4,5 = 133,7 \text{ м} \quad (6.9)$$

где $\nabla_{ГВ}$ – отметка гребня водослива, определяется гидравлическими расчётами;
 $H_{ст}$ – напор на гребне водослива (стандартный), определённый гидравлическими расчётами.

Принимаем наибольшее значение $\nabla_{ГБ} = 133,7 \text{ м}$.

6.2 Гидравлические расчёты

Гидравлическими расчётами устанавливают: ширину водосливного фронта и размеры водосливных отверстий, отметку гребня водослива, форму водосливной грани и сопряжение её с водобоем, форму сопряжения бьефов, размеры гасителей энергии воды в нижнем бьефе.

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяем расчётный расход

$$Q_p = Q_{\text{осн.мах}} - Q_{\text{ГЭС}} = 5921 - (n - 1) = 5921 - (3 \cdot 264) \cdot Q_{\text{ар}} = 4359 - (4 - 1) \cdot 398 = 3165 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.10)$$

Ширина водосливного фронта

$$B = \frac{Q_p}{q_b}, \quad (6.11)$$

где q_b – удельный расход на водосливе,

$$q_b = 1,25 \cdot q_p, \quad (6.12)$$

где q_p – удельный расход на рисберме,

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}}, \quad (6.13)$$

где $h_{\text{НБ}}$ – глубина воды в нижнем бьефе при максимальном основном расходе ($Q_{\text{осн.мах}} = 4359 \text{ м}^3/\text{с}$), определяется по графику $Q = f(H)$, $УНБ_{\text{мах}} = 93,2 \text{ м}$;
 $[v_h]$ – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, для основания из глины принимаем $3,0 \text{ м/с}$. Получаем

$$h_{\text{НБ}} = УНБ - \nabla_{\text{дна}} = 93,2 - 88,1 = 5,1 \text{ м};$$

$$q_p = 3,0 \cdot 5,1 = 15,3 \text{ м}^2/\text{с},$$

$$q_b = 1,25 \cdot 15,3 = 19,1 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Тогда ширина водосливного фронта равна

$$B = \frac{3165}{19,1} = 165,7 \text{ м}.$$

Ширина водосливного фронта B :

$$B = b \cdot n, \quad (6.14)$$

где n – число пролётов (не менее 2-3);

b – стандартная ширина пролёта, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования.

Принимаем $b = 14 \text{ м}$, тогда

$$n = \frac{B}{b} = \frac{165,7}{14} = 11,8$$

полученное значение округлим до ближайшего большего целого числа

$$n = 14.$$

Руководствуясь требованиями, изложенными в стандарте РусГидро, при числе пролетов более шести необходимо принять на один пролет больше, на случай аварийного не срабатывания затвора. Тогда количество затворов составит

$$n = 13.$$

Ширина водосливного фронта

$$B = 13 \cdot 14 = 182 \text{ м.}$$

Бык примем разрезным, толщину разрезного бычка принимаем 4 м. Головная часть быка имеет обтекаемую форму для улучшенного обтекания.

Ширина водосливного фронта с учетом размеров быков в плане

$$B_B = B + (n - 1) \cdot \delta_B = 182 + (13 - 1) \cdot 4 = 230 \text{ м.} \quad (6.15)$$

Ширина водосливного фронта, с учётом отказа одного затвора составит

$$B_1 = 14 \cdot 12 = 168 \text{ м,}$$

$$B_{B1} = 168 + (12 - 1) \cdot 4 = 212 \text{ м.}$$

Полученное значение будем использовать для дальнейших расчётов.

6.2.2 Определение отметки гребня водослива

Из формулы расхода водослива методом последовательных приближений определяется напор на гребне водослива, сначала без учёта сжатия и подтопления - H_{01} , а затем с учётом сжатия и подтопления - H_{02} .

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.16)$$

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

$$H_{01} = \left(\frac{3165}{0,49 \cdot 168 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,22 \text{ м.}$$

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

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

где σ_n – коэффициент подтопления, $\sigma_n = 1$;
 $\sigma_{сж}$ – коэффициент бокового сжатия, $\sigma_\phi = 1$;
 σ_ϕ – коэффициент формы для безвакуумной водосливной стенки Кригера-Офицерова.

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \frac{\varepsilon_y + (n - 1) \cdot \varepsilon_6 \cdot H_{01}}{n \cdot b}, \quad (6.18)$$

где b – то же что и в формуле (6.14);
 ε_y – коэффициент формы береговых устоев;
 ε_6 – коэффициенты формы бычков;
 n – то же что и в формуле (6.14).

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (12 - 1) \cdot 0,45 \cdot 4,22}{12 \cdot 14} = 0,974;$$

$$H_{02} = \left(\frac{3165}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,974 \cdot 1 \cdot 168 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,30 \text{ м.}$$

Определим напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу v_0 :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha v_0^2}{2g}, \quad (6.19)$$

где $\alpha = 1,1$ – коэффициент Кориолиса;
 H_{02} – полный напор на водосливе во втором приближении, рассчитанный по формуле;

v_0 – скорость подхода потока к водосливу рассчитываемая по формуле:

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна})(B + (n - 1)\delta_B)} \quad (6.20)$$

Получаем

$$v_0 = \frac{3165}{(131,0 - 88,1)(168 + (12 - 1) \cdot 4)} = 0,35 \text{ м/с.}$$

78

$$H = 4,30 - \frac{1,1 \cdot 0,35^2}{2 \cdot 9,81} = 4,29 \text{ м.}$$

Определённый напор на гребне водослива округляем до ближайшего стандартного значения в соответствии с техническим регламентом

$$H_{ст} = 4,5 \text{ м.}$$

Определим отметку гребня водослива

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст} = 131,0 - 4,5 = 126,5 \text{ м.} \quad (6.21)$$

6.2.3 Построения профиля водосливной грани

По проектному напору $H_{пр} = H_{ст}$ определяем координаты для построения оголовка плотины практического профиля с оголовком профиля А, исходные значения приняты по справочнику Киселёва П.Г. Табличные координаты умножаются на $H_{ст} = 4,5 \text{ м.}$

Расчеты сведем в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки (стенки Кригера-Офицера)

№ точки	X	Y	№ точки	X	Y	№ точки	X	Y
1	0,00	0,57	13	5,40	1,77	25	10,80	8,10
2	0,45	0,16	14	5,85	2,14	26	11,25	8,82
3	0,90	0,03	15	6,30	2,54	27	11,70	9,55
4	1,35	0,00	16	6,75	2,97	28	12,15	10,30
5	1,80	0,03	17	7,20	3,44	29	12,60	11,08
6	2,25	0,12	18	7,65	3,93	30	13,05	11,88
7	2,70	0,27	19	8,10	4,44	31	13,50	12,71
8	3,15	0,45	20	8,55	4,99	32	13,95	13,56
9	3,60	0,66	21	9,00	5,56	33	14,40	14,43
10	4,05	0,89	22	9,45	6,16	34	14,85	15,32
11	4,50	1,15	23	9,90	6,79	35	15,30	16,24
12	4,95	1,44	24	10,35	7,44	36	15,75	17,18

Очертание оголовка плотины практического профиля представлено на рисунке 6.3

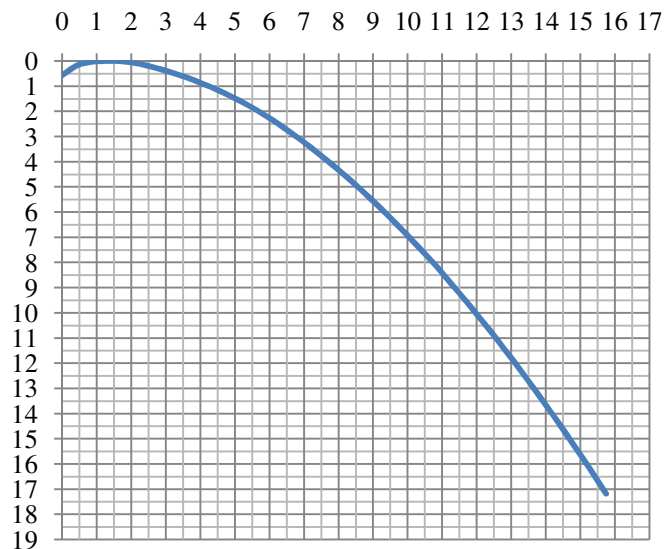


Рисунок 6.3 – Очертание оголовка плотины практического профиля построенного по координатам

6.2.4 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

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

Определяем параметры гидравлического прыжка.
Предварительно рассчитаем критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{B_B^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 3165}{230^2 \cdot 9,81}} = 2,77 \text{ м.} \quad (6.22)$$

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 131,0 - 88,1 = 42,9 \text{ м.} \quad (6.23)$$

Определяем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{42,9}{2,77} = 15,5. \quad (6.24)$$

По графику М. Д. Чертоусова представленном на рисунке 6.4, в зависимости от длины сливной грани, коэффициент скорости φ . Для большой длины сливной грани $\varphi = 0,9$ и $\xi_{T_0} = 15,5$, определяем:

$$\xi_c = 0,205; \quad \xi''_c = 3,1.$$

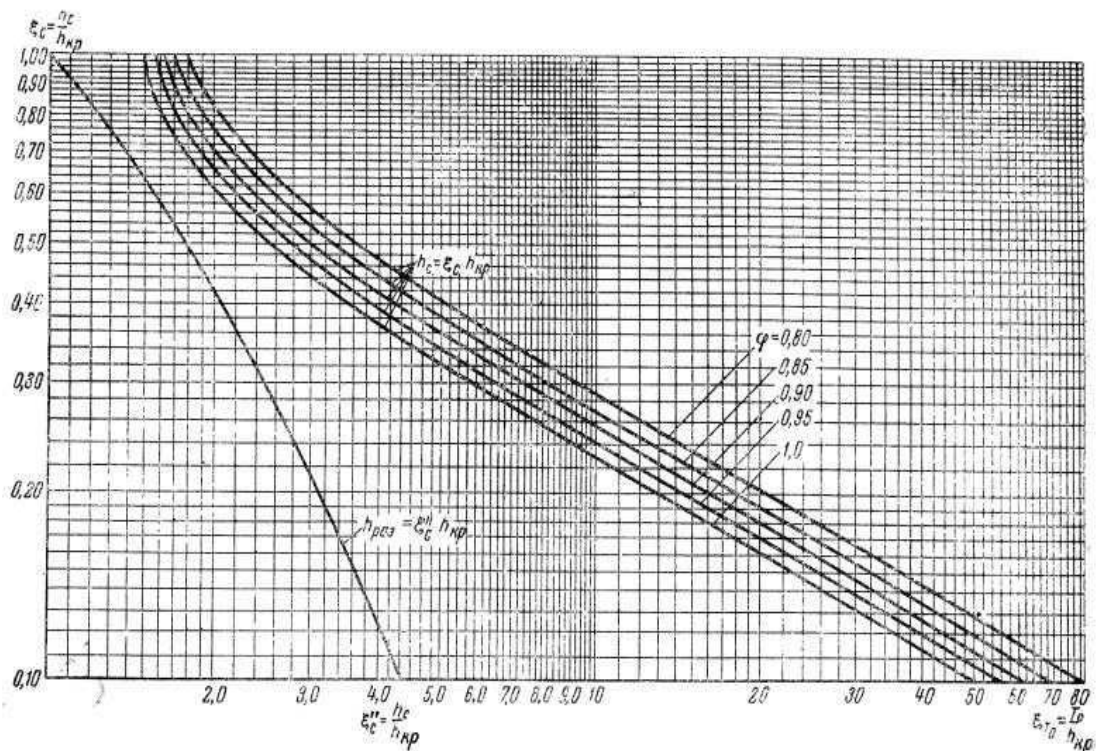


Рисунок 6.4 – График для определения глубины в сжатом сечении и глубины, сопряженной с ней

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c h_{кр} = 0,205 \cdot 2,77 = 0,57 \text{ м}; \quad (6.25)$$

$$h''_c = \xi''_c h_{кр} = 3,1 \cdot 2,77 = 8,58 \text{ м}. \quad (6.26)$$

Полученное значение второй сопряжённой глубины сравниваем с уровнем воды в нижнем бьефе при максимальном поверочном расходе

$$h''_c = 8,85 > h_{НБ} = 5,1$$

следовательно, в нижнем бьефе прыжок отогнанный и необходима установка гасителей энергии воды. На не скальном основании в качестве гасителя энергии устанавливаем шашки и водобойную стенку.

6.2.5 Расчет специальных гасителей (шашки)

На водобойной плите устанавливаются шашки трапецидальной формы, в два ряда в шахматном порядке (рисунок 6.5).

Размеры шашек:

$$h_{ш} = (0,8 \div 1,1)h'_c = 0,88 \cdot 0,57 = 0,5 \text{ м};$$

$$b_{\text{ш}} = (0,75 \div 1)h'_c = 0,88 \cdot 0,57 = 0,5 \text{ м.}$$

Определим удельный расход на водобое

$$q_{\text{вб}} = \frac{Q_p}{B_{\text{в}}} = \frac{3165}{230} = 13,8 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.27)$$

где Q_p – расчетный расход, м³/с;
 $B_{\text{в}}$ – по формуле (6.15).

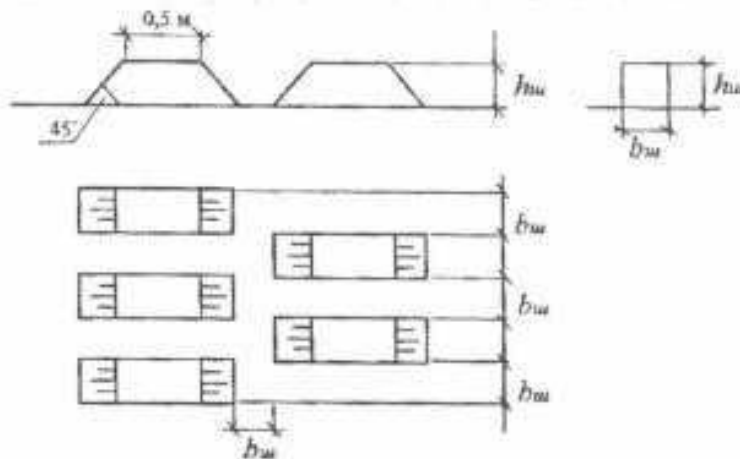


Рисунок 6.5 – Схема расположения шашек

Рассчитаем скорость потока перед гасителем по формуле

$$v_{\Gamma} = \frac{2}{3} \left(\frac{q_{\text{вб}}}{h'_c} + \frac{q_{\text{вб}}}{h''_c} \right) = \frac{2}{3} \left(\frac{13,8}{0,57} + \frac{13,8}{8,58} \right) = 17,2 \text{ м/с.} \quad (6.28)$$

Определим реакцию гасителя

$$R_0 = \varepsilon \frac{v_{\Gamma}^2}{2g} \cdot \omega_x = 0,8 \cdot \frac{17,2^2}{2 \cdot 9,81} \cdot 0,25 = 3,02 \text{ м,} \quad (6.29)$$

где ω_x – площадь миделева сечения гасителя $\omega_x = h_{\text{ш}}b_{\text{ш}} = 0,5 \cdot 0,5 = 0,25 \text{ м}^2$;

$\varepsilon = 0,8$ -коэффициент обтекания гасителей;

v_{Γ} - скорость потока перед гасителем.

Вторую сопряженную глубину с учётом работы гасителей определим из уравнения прыжковой функции

$$\frac{q_{\text{вб}}^2}{gh'_c} b_{\Gamma} + \frac{(h'_c)^2}{2} b_{\Gamma} = \frac{q_{\text{вб}}^2}{gh''_c} b_{\Gamma} + \frac{(h''_c)^2}{2} b_{\Gamma} + R_0, \quad (6.30)$$

где h_c'' - вторая сопряженная глубина при наличии гасителей;

$$b_r = \frac{B_k}{n} = \frac{230}{460} = 0,50 - \text{отношение ширины водобоя к количеству шашек в}$$

ряду;

$q_{вб}$ - удельный расход на водобое.

Подставляем известные значения

$$\frac{13,8^2}{9,81 \cdot 0,57} 0,5 + \frac{(0,57)^2}{2} 0,5 = \frac{13,8^2}{9,81 \cdot h_c''} 0,5 + \frac{(h_c'')^2}{2} 0,5 + 3,02;$$

$$0,25(h_c'')^2 + \frac{9,71}{h_c''} - 14,09 = 0;$$

$$h_c'' = 7,14 \text{ м.}$$

Полученное значение второй сопряженной глубины сравниваем с уровнем воды в нижнем бьефе при максимальном расходе

$$h_c''(7,14) > h_{нб}(5,1),$$

следовательно, прыжок отогнанный, поэтому установим водобойную стенку.

6.2.6 Расчёт водобойной стенки

Находим скорость v'_0 подхода потока к водобойной стенке

$$v'_0 = \frac{q_{вб}}{h_c''} = \frac{13,8}{7,14} = 1,9 \text{ м/с.} \quad (6.31)$$

Полный напор на водобойной стенке

$$H'_0 = \left(\frac{q_{вб}}{m' \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{13,8}{0,42 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,80 \text{ м,} \quad (6.32)$$

где $m' = 0,42$ - коэффициент расхода для водобойной стенки.

Геометрический напор на водобойной стенке

$$H' = H'_0 - \frac{\alpha v_0'^2}{2g} = 3,80 - \frac{1,1 \cdot 1,9^2}{2 \cdot 9,81} = 3,60 \text{ м,} \quad (6.33)$$

где α – коэффициент Кориолиса;
 H'_0 - напор на водобойной стенке, рассчитанный по формуле (27).
 Высота водобойной стенки

$$C_0 = h'_c - H' = 7,14 - 3,60 = 3,54 \text{ м.} \quad (6.34)$$

Находим полную высоту падения струи

$$E'_0 = C_0 + H'_0 = 3,80 + 3,54 = 7,34 \text{ м.} \quad (6.35)$$

Относительная удельная энергия сечения потока перед стенкой

$$\xi_0 = \frac{E'_0}{h_{кр}} = \frac{7,34}{2,77} = 2,65. \quad (6.36)$$

По графику М.Д. Чертоусова представленному на рисунке 6.4 в зависимости от коэффициента скорости $\varphi = 1,0$ и $\xi_0 = 2,65$ определяем

$$\xi_c = 0,48; \quad \xi''_c = 1,65.$$

Вычисляем сопряженные глубины за водобойной стенкой:

$$(h'_c)_{ст} = \xi_c h_{кр} = 0,48 \cdot 2,77 = 1,33 \text{ м;}$$

$$(h''_c)_{ст} = \xi''_c h_{кр} = 1,65 \cdot 2,77 = 4,57 \text{ м.}$$

Получаем $(h''_c)_{ст} < h_{НБ}$, $4,57 < 5,10$ следовательно, за водобойной стенкой затопленный прыжок, устройство дополнительных гасителей не требуется.

6.2.7 Пропуск расходов через донные отверстия

На каждом гидроузле должны быть предусмотрены донные отверстия для сработки полезного объема водохранилища до наступления паводка на случай аварии в здании ГЭС. Зная средний расход в месяца сработки водохранилища и его полезный объем, подберем необходимое количество водосбросных отверстий и площадь выходных сечений.

При не затопленном выходном отверстии

$$Q = \mu \cdot \omega_{во} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{во}}, \quad (6.37)$$

где Q – расход сбрасываемый через одно отверстие;

$H_{\text{во}}$ – напор над центром выходного сечения;
 $\omega_{\text{во}}$ – площадь выходного отверстия;
 μ – коэффициент расхода, принимаем $\mu = 0,81$.

Напор над входным сечением

$$H_{\text{во}} = \nabla_{\text{УМО}} - \nabla_{\text{ВО}} = 119,46 - 91,6 = 27,86 \text{ м.} \quad (6.38)$$

Определим средний расход в период сработки водохранилища

$$Q = \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{ср}}} + Q_{\text{ср.ср}} = \frac{7,48 \cdot 10^9}{7 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 3600} + 132 \approx 544 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.39)$$

где $V_{\text{пол}}$ - полезный объем водохранилища, $V_{\text{пол}} = 7,48 \text{ км}^3$;
 $t_{\text{ср}}$ – время сработки водохранилища в секундах за 7 месяцев;
 $Q_{\text{ср.ср}}$ - средний приток воды в месяца сработки водохранилища, $Q_{\text{ср.ср}} = 132 \text{ м}^3/\text{с}$.

Из формулы (32) выразим площадь входного сечения, получим необходимое сечение для водоспуска

$$\omega_{\text{во}} = \frac{Q}{\mu \cdot \sqrt{2gH_{\text{во}}}} = \frac{544}{0,81 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 27,86}} = 28,7 \text{ м}^2. \quad (6.40)$$

Зная сечение отверстий, подбираем одно отверстие прямоугольной формы, шириной 6 м и высотой 5 м. Донное отверстие расположим в глухой секции между водосливной плотиной и зданием ГЭС. Для гашения энергии водного потока в нижнем бьефе, так же как и на водосливной плотине, предусмотрим конструктивные элементы защищающие дно реки от размыва.

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину по основанию. Этот профиль должен удовлетворять двум условиям: отсутствию растягивающих напряжений в бетоне и устойчивости ее против сдвига по основанию. Схема треугольного профиля плотины представлена на рисунке 6.6

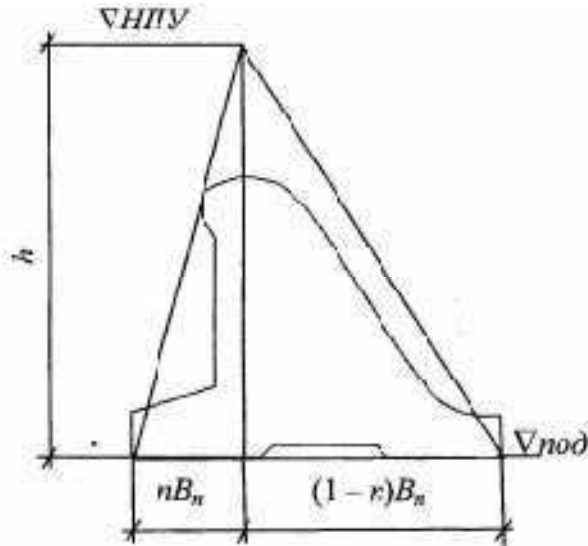


Рисунок 6.6 – Схема треугольного профиля плотины.

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

Высота плотины равная:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - (\delta_{\text{в}} + (2 \div 3)) = 88,1 - (2,8 + 2,3) = 83,0 \text{ м.} \quad (6.41)$$

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}} = 131,0 - 83 = 48 \text{ м.} \quad (6.42)$$

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

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n h}{f \left(\frac{\rho_{\text{б}}}{\rho_{\text{в}}} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.43)$$

где f – коэффициент трения бетона по грунту, для глины принимаем $f = 0,36$;

γ_n – коэффициент надежности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения, $\gamma_n = 1,25$.

Задаваясь различными n несколько раз, определяем B_n по двум формулам и строим графики зависимости $B_n = f(n)$ представленными на рисунке 6.7. Точка пересечения графиков определит расчетную ширину подошвы.

Таблица 6.2 – Значения для определения расчётной ширины подошвы

n	B1	B2
0,0	34,8	87,7
0,1	35,3	83,3
0,2	36,0	79,4
0,3	36,9	75,8
0,4	38,2	72,5
0,5	39,9	69,4
0,6	42,1	66,7
0,7	45,2	64,1
0,8	49,5	61,7
0,9	56,2	59,5
1,0	67,9	57,5

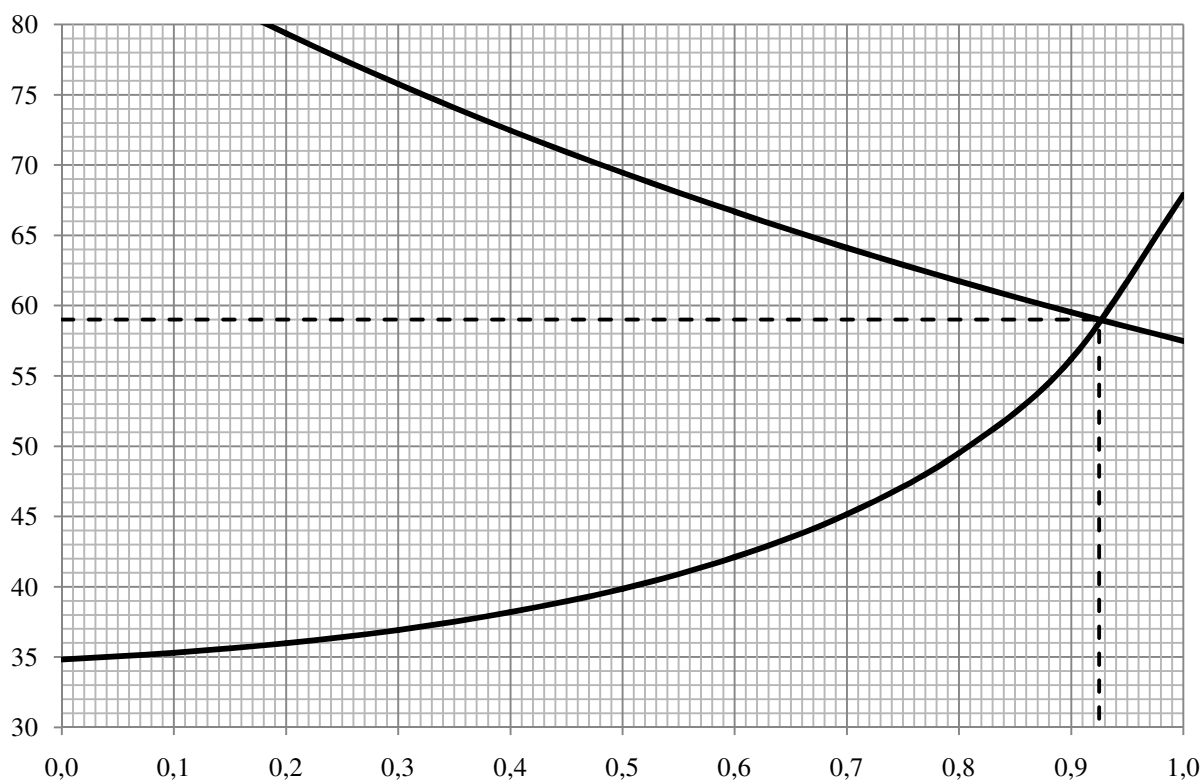


Рисунок 6.7 – Определение ширины подошвы плотины

Графики пересекаются в точке $n = 0,925$ и $B_{п} = 59,0$ м.

6.3.2 Разрезка плотины швами, устои, дренаж тела бетонных плотин

Разрезка плотины швами

В плотинах на глинистых грунтах разрезку швами производят по осям каждого быка. Ширина между температурно-осадочными швами составляет 18 метров.

Устой

При проектировании гидроузла в заданном створе установим разделительный устой, разделяющий водосливную плотину от станционной бетонной плотины.

Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотины предусмотрено устройство дренажа, в виде вертикальных скважин (дрен), имеющих выходы в продольные галереи. Диаметр вертикальных дренажных скважин принимаем 0,3 м., расстояние между осями дрен 2,5 м. Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа принимаем 5 м.

6.4 Фильтрационные расчёты

Параметры фильтрационного потока определяются методом удлинённой контурной линии с помощью построения схемы. На прямой линии, последовательно откладываются длины элементов подземного контура. Крайние отрезки достраиваются, длина их - $0,44T_{cp}$ (T_{cp} – среднее расстояние до водоупора), таким образом учитывают дополнительные потери на вход и выход.

Необходимо определить глубину залегания расчетного водоупора - $T_{расч.}$ находится, исходя из соотношения:

$$\frac{l_0}{s_0} = \frac{148}{5,1} = 29, \quad (6.44)$$

где l_0 – длина проекции подземного контура на горизонталь;
 s_0 – длина проекции подземного контура на вертикаль.

$$l_0 = B_{п} + L_{п} = 59 + 89,0 = 148 \text{ м.} \quad (6.45)$$

$$s_0 = \nabla_{дно} - \nabla_{под} = 88,1 - 83,0 = 5,1 \text{ м.} \quad (6.46)$$

Так как $\frac{l_0}{s_0} > 5$, то T_a находится как:

$$T_a = 0,5 \cdot l_0 = 0,5 \cdot 148 = 74 \text{ м.} \quad (6.47)$$

Водоупор в основании отсутствует, следовательно, за расчетную глубину принимаем активную зону фильтрации T_a .

Среднее расстояние от отдельных горизонтальных участков

$$T_{cp} = \frac{74 + 72,5 + 72 + 68,9 + 70,9}{5} = 71,66;$$

$$0,44T_{cp} = 0,44 \cdot 71,66 \approx 31,5 \text{ м.} \quad (6.48)$$

Откладываем вертикальную линию равную напору:

$$H_{осн} = \nabla_{НПУ} - УНБ_{min} = 131,0 - 88,6 = 42,4 \text{ м.}$$

Расчёт фильтрации и эпюры фильтрационного давления представлены в приложении Л.

6.5 Статические расчёты плотины

6.5.1 Определение основных нагрузок на плотину

Расчётный случай – нормальный эксплуатационный при НПУ в верхнем бьефе и минимальном уровне нижнего бьефа.

Вес сооружения и механизмов

Площади и точки приложения найдены с помощью программы AutoCAD.

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

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_б}{b + \delta_б} = \frac{1008,5 \cdot 12 \cdot 9,81 \cdot 2400}{14 + 4} = 18467,7 \text{ кН/м,} \quad (6.49)$$

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

$b = 14 \text{ м}$ – ширина пролета;

$\delta_б = 4 \text{ м}$ – толщина быка.

Площадь поперечного сечения плотины

$$S_{пл} = 1008,5 \text{ м}^2.$$

Точка приложения равнодействующей $G_{пл}$ относительно центра подошвы плотины

$$Y_{пл} = +1,01 \text{ м.}$$

Вес бычка и точку его приложения определим аналогичным образом

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \frac{2281,5 \cdot 4 \cdot 9,81 \cdot 2400}{14 + 4} = 11936,8 \text{ кН/м}; \quad (6.50)$$

Площадь поперечного сечения бычка

$$S_6 = 2281,5 \text{ м}^2.$$

Точка приложения равнодействующей G_6 относительно центра подошвы плотины

$$Y_6 = -6,32 \text{ м.}$$

Вес подъёмного механизма определяется приближенно по формуле

$$Q_n = 0,1 \cdot T \cdot (0,35 + \nu) - 0,005 \cdot T, \quad (6.51)$$

где $\nu = 1 \div 2 \text{ м/с}$ - скорость подъёма затвора;

$T = K \cdot (Q_3 + 0,08 \cdot P_3)$ - тяговое усилие для колёсных затворов;

$K = 1,25 - 1,5$ - коэффициент запаса,

Q_3 - вес плоского затвора

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f \cdot g} = 0,055 \cdot 84 \cdot \sqrt{84 \cdot 9,81} = 132,6 \text{ кН}, \quad (6.52)$$

где f - площадь затвора

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (132,0 - 126,5 + 0,5) \cdot 14 = 84 \text{ м}^2.$$

Приведённый вес затвора на 1 п.м.

$$q_3^{\text{прив}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{132,6}{14 + 4} = 7,4 \text{ кН/м.} \quad (6.53)$$

Далее, по ходу выполнения проекта, расчеты действующих нагрузок на плотину будем находить для основного случая.

6.5.2 Сила гидростатического давления

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

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

Со стороны ВБ

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 48^2}{2} = 11301,1 \text{ кН/м}, \quad (6.54)$$

где $h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{под} = 131,0 - 83,0 = 48,0 \text{ м.}$

со стороны НБ

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 5,6^2}{2} = 153,8 \text{ кН/м}, \quad (6.55)$$

где $h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}} = 88,6 - 83,0 = 5,6 \text{ м}$.

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды:
со стороны ВБ

$$W_B = \rho_w g S_{\text{эп}}^B = 1000 \cdot 9,81 \cdot 791,8 = 7767,6 \text{ кН/м}, \quad (6.56)$$

где $S_{\text{эп}}^B = 791,8 \text{ м}^2$.

Со стороны НБ:

$$W_H = 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,2 = 11,8 \text{ кН/м},$$

где $S_{\text{эп}}^H = 1,2 \text{ м}^2$.

6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления равна площади эпюры

$$W_{\text{взв}} = \rho_w g S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 313,1 = 3071,5 \text{ кН/м}, \quad (6.57)$$

где $S_{\text{эп}}^H = 313,1 \text{ м}^2$.

6.5.4 Сила фильтрационного давления

Сила фильтрационного давления равна площади эпюры:

$$W_{\text{фосн}} = \rho_w g S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 271,6 = 2664,4 \text{ кН/м}, \quad (6.58)$$

где $S_{\text{эп}} = 271,6 \text{ м}^2$.

Площадь находим, разбивая эпюру на прямоугольники и прямоугольные треугольники.

6.5.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$p_H = \gamma_H h_H \operatorname{tg}^2(45 - \varphi_H/2) = 13 \cdot 2 \cdot \operatorname{tg}^2(45 - 20/2) = 12,7 \text{ кН/м}^2, \quad (6.59)$$

где $\gamma_H = (9 - 13) \text{ кН/м}^2$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии, принимаем $\gamma_H = 13 \text{ кН/м}^2$;

h_H – толщина слоя наносов, принимается от уровня заиления до дна, пригрузочного слоя, принимаем $h_H = 2 \text{ м}$;

φ_H – угол внутреннего трения наносов, принимаем $\varphi_H = 20^\circ$.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м

$$E_H = (p_H h_H)/2 = (12,7 \cdot 2)/2 = 12,7 \text{ кН/м}. \quad (6.60)$$

Активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа определяется следующим образом:

1 слой (гравийно-песчаный):

$$p_1 = \gamma_H \cdot h_H \cdot \operatorname{tg}^2\left(45 - \frac{\varphi_{\text{креп}}}{2}\right); \quad (6.61)$$

$$p_2 = \left(\gamma_H \cdot h_H + \gamma_{\text{взв}}^{\text{креп}} \cdot h_{\text{креп}}\right) \cdot \operatorname{tg}^2\left(45 - \frac{\varphi_{\text{креп}}}{2}\right);$$

где $\varphi_{\text{креп}} = 32$ – для гравийно-песчаного крепления понура;

$$\gamma_{\text{взв}}^{\text{креп}} = \rho_{\text{сух}} - (1 - n) \cdot \gamma_w = 19,0 - (1 - 0,35) \cdot 10 = 12,5 \text{ кН/м}^2;$$

$h_{\text{креп}} = 1,0$ – высота гравийно-песчаного крепления понура.

$$p_1 = 13 \cdot 2 \cdot \operatorname{tg}^2\left(45 - \frac{32}{2}\right) = 8,0 \text{ кН/м}^2;$$

$$p_2 = (13 \cdot 2 + 12,5 \cdot 1,0) \cdot \operatorname{tg}^2\left(45 - \frac{32}{2}\right) = 11,8 \text{ кН/м}^2.$$

2 слой (глинистый слой основания):

$$p_3 = \left(\gamma_H \cdot h_H + \gamma_{\text{взв}}^{\text{креп}} \cdot h_{\text{креп}} + \gamma_{\text{а/б}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{а/б}}\right) \cdot \operatorname{tg}^2\left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр1}}}{2}\right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg}\left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр1}}}{2}\right);$$

$$p_4 = \left(\gamma_H \cdot h_H + \gamma_{\text{взв}}^{\text{креп}} \cdot h_{\text{креп}} + \gamma_{\text{а/б}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{а/б}} + \gamma_{\text{гр1}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{гр1}}\right) \cdot \operatorname{tg}^2\left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр1}}}{2}\right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg}\left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр1}}}{2}\right),$$

где $\varphi_{\text{гр1}} = 20$ – для твердой глины;

$$\gamma_{\text{взв}}^{\text{гр1}} = \rho_{\text{сух}} - (1 - n) \cdot \gamma_w = 18,0 - (1 - 0,40) \cdot 10 = 12,0 \text{ кН/м}^2;$$

c - сцепление грунта, для твердой глины $c = 30 \text{ кН/м}^2$;

$h_{\text{гр1}} = 3,1$ - высота глинистого слоя.

$$p_3 = (13 \cdot 2 + 12,5 \cdot 1,0 + (23 - 10) \cdot 1) \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) - 2 \cdot 40 \cdot \text{tg} \left(45 - \frac{20}{2} \right) = -30,8 \text{ кН/м}^2;$$

$$p_4 = (13 \cdot 2 + 12,5 \cdot 1,0 + (23 - 10) \cdot 1 + 12 \cdot 3,1) \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) - 2 \cdot 40 \cdot \text{tg} \left(45 - \frac{20}{2} \right) = -12,5 \text{ кН/м}^2,$$

Отрицательные значения в расчетах не учитываются.

Равнодействующая активного давления грунта на 1 п.м. равна площади эпюры:

$$E_{\text{ав1}} = S_{\text{эп1}} + S_{\text{эп3}} = \frac{8 + 11,8}{2} \cdot 1,0 = 9,9 \text{ кН/м.} \quad (6.62)$$

Пассивное давление грунта основания со стороны нижнего бьефа определяется следующим образом:

- под водобойной плитой

$$p_1 = \gamma_{\text{бет}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{пл}} \cdot \text{tg}^2 \left(45 + \frac{\varphi_{\text{гр1}}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot \text{tg} \left(45 + \frac{\varphi_{\text{гр1}}}{2} \right) = (24 - 10) \cdot 3,1 \cdot \text{tg}^2 \left(45 + \frac{20}{2} \right) + 2 \cdot 40 \cdot \text{tg} \left(45 + \frac{20}{2} \right) = 202,8 \text{ кН/м}^2;$$

$$p_2 = \left(\gamma_{\text{бет}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{пл}} + \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{гр}} \right) \cdot \text{tg}^2 \left(45 + \frac{\varphi_{\text{гр1}}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot \text{tg} \left(45 + \frac{\varphi_{\text{гр1}}}{2} \right) = (14 \cdot 3,1 + 12 \cdot 2) \cdot \text{tg}^2 \left(45 + \frac{20}{2} \right) + 2 \cdot 40 \cdot \text{tg} \left(45 + \frac{20}{2} \right) = 251,7 \text{ кН/м}^2.$$

Равнодействующая пассивного давления грунта на 1 п.м. равна площади эпюры:

$$E_{\text{ав1}} = S_{\text{эп1}} = \frac{p_1 + p_2}{2} \cdot h_1 = \frac{202,8 + 251,7}{2} \cdot 2 = 454,5 \text{ кН/м.}$$

6.5.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления

$$W_{\text{волн}} = 0,5\rho_w g h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,71 \cdot \left(\frac{16,6}{3,14} + \frac{0,55}{2} \right) = 46,6 \text{ кН/м}, \quad (6.63)$$

где $h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,71^2}{16,6} = 0,55 \text{ м}.$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{16,6}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,71 = 2,0 \text{ м}. \quad (6.64)$$

6.6 Расчёт прочности плотины

Расчет прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчета определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

Для удобства расчета составим таблицу 6.2, в которую внесем все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Таблица 6.3 – Нагрузки на плотину

Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН*м
T_B	1	→	11301,1	16,00	180818
T_H	1	←	153,8	1,87	287
$G_{пл}$	0,95	↓	17544,3	1,01	17720
$G_б$	0,95	↓	11340,0	-6,32	-71669
W_B	1	↓	7767,6	-19,40	-150691
W_H	1	↓	11,8	28,13	331
$W_{взв}$	1	↑	3071,5	0,00	0
W_ϕ	1	↑	2664,4	18,80	50091
E_H	1,2	→	15,2	5,67	121
E_a	1,2	→	11,9	4,6	55
$E_{пл}$	0,8	←	363,6	-0,95	-345
$W_{\text{волн}}$	1	→	46,6	46,00	2144
Q_3	0,9	↓	6,7	-7,05	-47
$\Sigma R = N$		↓		31702,40	
ΣW		↔		10857,4	
ΣM				13676	

Расчёт краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчёте на 1 п.м. длины).

Для верховой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b_d} + \frac{6\sum M}{b_d^2} = -\frac{31702,4}{59} + \frac{6 \cdot 13676}{59^2} = -513,8 \text{ кПа} \quad (6.65)$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u m_u^2 - \gamma_w H_d^u (1 - m_u^2) = -513,8 \cdot 0,05^2 - 9,81 \cdot 48,0 \cdot (1 - 0,05^2) = -471,0 \text{ кПа}, \quad (6.66)$$

где H_d^u - напор над расчетным сечением со стороны верхнего бьефа,

$$H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 131,0 - 83,0 = 48,0 \text{ м}. \quad (6.67)$$

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) m_u = (9,81 \cdot 48,0 - 513,8) \cdot 0,05 = 2,1 \text{ кПа}, \quad (6.68)$$

Главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2 = -513,8 \cdot (1 + 0,05^2) + 9,81 \cdot 48,0 \cdot 0,05^2 = -513,9 \text{ кПа}, \quad (6.69)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -9,81 \cdot 48,0 = -470,9 \text{ кПа}, \quad (6.70)$$

Нормальные напряжения на площадках контактного сечения у верховой грани:

$$\begin{aligned} \sigma_c^u &= \frac{(1 + m_u^2)}{2} \left\{ \sigma_y^u [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_w h \left[\cos 2(\alpha - \delta) - \frac{1 - m_u^2}{1 + m_u^2} \right] \right\} = \\ &= \frac{(1 + 0,05^2)}{2} \cdot (-513,8 \cdot [\cos 2(3 - 0) + 1] + 9,81 \cdot 48 \cdot \\ &\cdot \left[\cos 2(3 - 0) - \frac{1 - 0,05^2}{1 + 0,05^2} \right]) = -513,8 \text{ кПа}. \end{aligned} \quad (6.71)$$

Для низовой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b_d} - \frac{6\sum M}{b_d^2} = -\frac{31702}{59} - \frac{6 \cdot 13676}{59^2} = -560,9 \text{ кПа}.$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2) = -560,9 \cdot 0,62^2 - 9,81 \cdot 5,6 \cdot (1 - 0,62^2) = -249,4 \text{ кПа}, \quad (6.72)$$

где H_d^t – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа,

$$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}_{\min}} - \nabla_{\text{под}} = 88,6 - 83,0 = 5,6 \text{ м}. \quad (6.73)$$

Касательные напряжения на низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) m_t = -(9,81 \cdot 5,6 - 560,9) \cdot 0,62 = 293,5 \text{ кПа}, \quad (6.74)$$

Главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t (1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2 = -755,4 \text{ кПа}, \quad (6.75)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t = -9,81 \cdot 5,6 = -53,5 \text{ кПа}. \quad (6.76)$$

Составим таблицу 6.4 для полученных краевых напряжений.

Таблица 6.4– Краевые напряжения в горизонтальных сечениях плотины

Напорная грань		Низовая грань	
Основное сочетание нагрузок			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
σ_y^u	-513,8	σ_y^t	-560,9
σ_x^u	-471,0	σ_x^t	-249,4
τ_{xy}^u	+2,1	τ_{xy}^t	+293,5
σ_1^u	-513,9	σ_1^t	-53,5
σ_3^u	-470,9	σ_3^t	-755,4
σ_c^u	-513,8		

Эпюры краевых напряжений представлены в приложении Н.

6.6.1 Критерии прочности плотины и её основания

После определения напряжений для основного и особого сочетания нагрузок, необходимо проверить выполнение следующих условий:

1) Во всех точках плотины

$$\gamma_n \cdot \gamma_{1c} |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.77)$$

где $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности по ответственности, для сооружений I класса;

γ_{1c} – коэффициент сочетания нагрузок ($\gamma_{1c} = 1$ – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок);

σ_3 – максимальное главное напряжение;

$R_b = 4500 \text{ Па}$ – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона B7,5;

γ_{cd} – коэффициент условия работы ($\gamma_{cd} = 0,9$ – при основном сочетании нагрузок).

Для основного сочетания нагрузок:
для нижней грани:

$$1,25 \cdot 1 \cdot |-470,9| \leq 4500 \cdot 0,9 ,$$
$$588,6 < 4050 ,$$

для верхней грани:

$$1,25 \cdot 1 \cdot |-755,4| \leq 4500 \cdot 0,9 ,$$
$$944,3 < 4050 .$$

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

$$\sigma_y^u < 0 ,$$

для основного сочетания нагрузок:
 $-513,8 < 0$.

3) В зоне верхней грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \gamma_w H_d^u ,$$

для основного сочетания нагрузок:

$$|-513,8| \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 48,0$$
$$513,8 > 117,7 .$$

4) В контактном сечении:

$$\sigma_c^u \leq 0 ,$$

для основного сочетания нагрузок:

$$-513,8 \leq 0 .$$

5) Под всей плотиной:

$$|\sigma_y^{max}| \leq [\sigma_0]_h ,$$

где $[\sigma_0]_h$ – допускаемые напряжения в основании на глубине h от дна:

$$[\sigma_0]_h = [\sigma_0] + K_0 \gamma_0 (h_3 - 2) ,$$

где $[\sigma_0] = 0,60 \text{ МПа}$ – допускаемые напряжения на сжатие для твердой глины;

$K_0 = 0,15$ – для глины;

γ_0 – удельный вес грунта основания;

h_3 – заглубление подошвы плотины относительно дна реки.

$$[\sigma_0]_h = 600 + 0,15 \cdot 12 \cdot (5,1 - 2) = 605,6 \text{ кН/м}^2.$$

$$560,9 < 605,6.$$

б) Коэффициент неравномерности напряжений

$$\sigma_y^{\max} / \sigma_y^{\min} \leq K_n, \quad (6.78)$$

где $K_n = 3$ (для твердой глины).

$$560,9/513,8 = 1,1 \leq 3.$$

6.6.2 Расчёт устойчивости плотины

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.79)$$

где γ_n – коэффициент надежности по назначению сооружения, принимаемый для I класса сооружений равный 1,25;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок ($\gamma_{lc} = 1,0$ – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок),

γ_{cd} – коэффициент условий работы ($\gamma_{cd} = 1,0$ – при работе плотины при НПУ для нескальных оснований)

R – расчетное значение обобщенной несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу):

$$R = (G_{пл} + G_6 + Q_3 + W_B + W_H - W_\phi - W_{взв}) \cdot tg\varphi + E_{пн} \cdot \gamma'_c + c \cdot \omega, \quad (6.80)$$

где ω – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п.м;

γ_c – коэффициент условия работы для пассивного давления = 0,7;

c – сцепление грунта, для аргиллита, $c = 454,5 \text{ кН/м}^2$;

F – сдвигающая сила:

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H + E_a.$$

Для основного сочетания нагрузок:

$$R = 31702,4 \cdot tg20 + 59 \cdot 40 + 454,5 \cdot 0,7 = 14146,9 \text{ Н/м}.$$

$$\frac{14146,9 \cdot 1}{10857,4 \cdot 1} = 1,31 > 1,25$$

6.7 Очередность строительства и пропуск строительных расходов

Расчётный строительный расход принимается равным расходу p %-ной обеспеченности в зависимости от класса капитальности сооружения и срока временной эксплуатации постоянных сооружений. Уровень воды при строительном расходе снимается с графика зависимости $Q = f(H)$.

Выполняются перемычки, образуются котлован, сужается русло. В котловане возводится бетонная плотина (бетонная подушка, фундаментная плита и быки на полную высоту). Расход пропускается через суженное русло. Сужение русла составляет не более 30% для нескальных оснований. В суженном русле определяется повышение уровней с целью определения отметки продольной и поперечной перемычек. Повышение уровня определяется по формуле:

$$z = \frac{1}{\varphi^2} \cdot \frac{V_c^2}{2 \cdot g} - \frac{V_0^2}{2 \cdot g}, \quad (6.81)$$

где φ – коэффициент скорости, $\varphi = 0,75$ для прямоугольных перемычек, V_0 и V_c – бытовая скорость и скорость в суженном русле, V_0 не должна превышать неразмывающих скоростей для самых крупных частиц ложа реки:

$$V_c = \frac{Q_{\text{стр}}}{\omega_c}, \quad (6.82)$$

$$V_0 = \frac{Q_{\text{стр}}}{\omega_0}, \quad (6.83)$$

где ω_c – площадь поперечного сечения суженного русла при $Q_{\text{стр}}$,
 ω_0 – площадь поперечного сечения русла реки до стеснения при $Q_{\text{стр}}$.
 Время строительства принимаем 5 лет, для перемычек III класса принимаем расход $Q_{\text{стр}}$ с обеспеченностью 5%.

$$Q_{\text{стр}} = 3223 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$\omega_0 = 1888,1 \text{ м}^2,$$

$$\omega_c = 0,7 \cdot \omega_0 = 0,7 \cdot 1888,1 = 1321,7 \text{ м}^2,$$

$$V_0 = \frac{3223}{1888,1} = 1,71 \text{ м}^2/\text{с},$$

$$V_c = \frac{3223}{1321,7} = 2,44 \text{ м}^2/\text{с}.$$

$$z = \frac{1}{\varphi^2} \cdot \frac{V_c^2}{2 \cdot g} - \frac{V_0^2}{2 \cdot g} = \frac{1}{0,75^2} \cdot \frac{2,44^2}{2 \cdot 9,81} - \frac{1,71^2}{2 \cdot 9,81} = 0,4 \text{ м}.$$

Высота верховой перемычки первой очереди:

$$H_{\text{ВП}} = h_{\text{НБ}} + z + a,$$

где $h_{\text{НБ}}$ – глубина воды, соответствующая $Q_{\text{стр}}$, a – конструктивный запас, принимается равным 1 м.

$$H_{\text{ВП}} = 4,7 + 0,4 + 1 = 6,1 \text{ м}.$$

7 Охрана труда, пожарная безопасность и охрана природы

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Тирлянская ГЭС согласно проекту является средненапорной станцией, по объему водохранилища и возможным последствиям аварии на станции, в частности прорыва напорного фронта относится к первому классу по капитальности гидротехнических сооружений. В связи с этим одной из важнейших задач службы эксплуатации Тирлянской ГЭС является, обеспечение безопасности гидротехнических сооружений.

Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным из них является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности ГТС» является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС.

Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, проведение капитальных ремонтов, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений Тирлянской ГЭС осуществляется контрольно-измерительной аппаратурой (КИА). В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которого заключается в измерении с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа полученных данных.

На основании выше перечисленного и Акта обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой обосновывается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по их предотвращению и ликвидации.

7.2 Пожарная безопасность

Общестанционная система пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС предназначена для обнаружения, оповещения и ликвидации пожара трансформаторов, генераторов, в помещениях ГЭС: кабельных шахтах, кабельных галереях, кабельных помещениях КРУ, АСУ, помещениях маслохозяйства, аппаратных, серверных, а также обнаружения и выдачи сигнала о пожаре в других бытовых и технологических помещениях ГЭС.

Данная система интегрируется в состав стационарного (верхнего) уровня управления как отдельная подсистема, выполняющая все необходимые функции контроля и управления, и включает в себя комплексы технических средств, позволяющих обеспечить локальный и централизованный контроль пожарной обстановки на объекте, состояния противопожарного оборудования и запуск систем водяного, газового или порошкового пожаротушения - в рамках автоматического, дистанционного и ручного управления.

Основные задачи системы:

- оперативный прием, обработка, информирование персонала и архивирование информации от пожарных извещателей и устройств защиты;
- формирование сигналов и управляющих команд в системы автоматического пожаротушения (включение насосов пожаротушения, открытие задвижек, срабатывание приводов механизмов) и устройств различного назначения: вентиляции, оповещения и других устройств автоматики;
- выдача команд и сигналов в систему оповещения (световой и звуковой), а также в контроллеры локального уровня;
- передача данных оператору, на сервер базы данных АСУ ТП, на щит пожаротушения и пожарной сигнализации;
- контроль за работоспособностью системы.

Силовые трансформаторы ТДЦ-400000/220-У1, на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла. Пуск АПТ трансформатора Т1 производится в автоматическом режиме (при срабатывании диф. защиты или второй ступени газовой защиты трансформатора), а также ручной командой от кнопки, расположенной на ЦПУ. При этом формируются команды на отключение трансформатора, затем сигнал на тушение - то есть открытие соответствующей задвижки для подачи воды. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевой трубопровод, на котором вертикально устанавливаются дренчерные оросители, распыление воды обеспечивает не только тушение пламени, а в первую очередь охлаждение корпуса трансформатора.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов для подачи воды к месту возгорания, включая запорно-пусковые устройства. Каждый объект оснащается системой автоматического пожарного обнаружения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском тушения очага пожара и системой оповещения персонала о пожаре.

Для минимизации рисков связанных с пожарами на проектируемой Тирлянской ГЭС будут предусмотрены специальные организационные и технические мероприятия. Проведение инструктажей персонала по противопожарной безопасности, назначение ответственных за

противопожарное состояние помещений, огнетушащих аппаратов, средств пожаротушения.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

Вводный инструктаж по пожарной безопасности;

Регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;

Проведение противопожарных тренировок;

Повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;

Изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

Специальные места для курения располагаются в наиболее безопасных позициях на территории гидроэлектростанции. Во всех помещениях, складах, зданиях размещены различные пожарные датчики, системы автоматического пожаротушения или пожарной сигнализации. Во всех необходимых местах установлены огнетушители.

Для тушения пожаров на генераторах типа СВ 1500/200-88УХЛ4 мощностью 115 МВт предусмотрена система автоматического водяного пожаротушения (АПТ).

Для обнаружения, оповещения, тушения, локализации пожара внутри технологических помещений с повышенной пожарной опасностью предусмотрена система автоматического газового и порошкового пожаротушения (АГПТ, АППТ).

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

7.3 Охрана труда и техника безопасности

Основная цель улучшения условий труда - достижение социального эффекта, т.е. 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; уменьшение потерь, связанных с травматизмом, профессиональной заболеваемостью; уменьшением текучести кадров и т.д. Основным документом в нормативно-технической документации является нормативный акт «Система стандартов безопасности труда».

На производственных предприятиях с численностью работников более 50 человек в обязательном порядке создается служба охраны труда и производственного контроля (СОТиПК).

Основными составляющими системы охраны труда являются следующие мероприятия:

Создание службы охраны труда;

Проведение аттестации рабочих мест;

Проведение инструктажа с сотрудниками организации;

Разработка и утверждение положения и инструкций по охране труда в организации.

Все работы при строительстве Тирлянской ГЭС: проектировании, монтаже основного и вспомогательного оборудования должны соответствовать действующим строительным нормам и правилам (СНиП), нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, требованиям речного регистра Российской Федерации, Федеральным законам «Об основах охраны труда в Российской Федерации» и «О безопасности гидротехнических сооружений», Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, нормативным актам по охране труда Ростехнадзора России, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, Правилам устройства электроустановок (ПУЭ), Правилам пожарной безопасности и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, осуществляющие оперативные переключения, организацию и выполнение строительных, монтажных, наладочных, ремонтных работ, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, утвержденных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), стандартов организации (инструкций) предприятия.

Каждый работник станции будет обучен безопасным методам проведения работ при эксплуатации гидротехнических сооружений, и получит необходимые инструктажи для безопасного проведения работ, пройдет проверку знаний и получив удостоверение, получит право на проведение этих работ.

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

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

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

Рабочие инструкции по охране труда будут разработаны для всех подразделений, доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

7.4 Мероприятия по охране природы

Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов

Водохозяйственное строительство вообще и гидротехническое в частности, является активным вторжением человека в сложившиеся санитарно-гигиенические и экологические условия каждого конкретного региона. При создании водохранилищ резко изменяются гидрологический и гидравлические режимы водотоков и в связи с этим условия осуществления процессов естественного самоочищения.

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории, в период начала строительства входят:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов предприятий, зданий и сооружений, подлежащих сносу;
- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений;
- подготовка прибрежных участков водохранилища около населенных пунктов – санитарных зон.

Кроме того, в состав санитарных мероприятий, согласно санитарных норм, входит очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению. В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

- очистка от мусора и остатков строений;
- вывоз нечистот из уборных и вывоз бытовых отходов;
- санитарная очистка территории животноводческих объектов;
- очистка территории после переноса промышленных предприятий;
- ликвидация скважин (артезианских, геологоразведочных и др.).

Согласно СанПиН 3907-85:

«3.2.1. Все населенные пункты, предприятия, здания и сооружения, расположенные в зонах постоянного и временного затопления (в период половодий и зимних зарегулированных уровней в нижних бьефов), подтопления и берегоразрушения подлежат переносу или инженерной защите в соответствии с требованиями СНиП II-60-75 “Планировка и застройка городов,

поселков и сельских населенных пунктов” и СНиП 2.06.15-85 “Инженерная защита территории от затопления и подтопления”.

3.3.1. Санитарная подготовка территории, подлежащей затоплению, должна проводиться в целях обеспечения формирования надлежащего качества воды в водохранилища как источников хозяйственно-питьевого водоснабжения; санитарная подготовка прибрежных полос - для использования их населением в культурно-оздоровительных целях.

3.4.2. На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения, выступающие над землей более чем на 50 см (0,5 м). Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте, металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

3.4.3. Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки на специально отведенные участки или специальные сооружения по обеззараживанию и переработке.

3.4.5. Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию. Места расположения указанных сооружений должны быть перепаханы в зоне мертвого объема не позднее, чем за один весенне-летний сезон до заполнения водохранилища. В зоне сработки водохранилища, подтопления и берегообрушения на территории указанных сооружений необходимо производить выемку слоя загрязненного грунта до чистого, с вывозом его за пределы территории прогнозируемого подтопления и берегообрушения с последующим обеззараживанием территории сухой хлорной известью с засыпкой чистым грунтом.

3.4.6. Очистка территории после переноса промышленных предприятий производится с учетом тех же требований, что и для населенных пунктов. Промышленные отходы предприятий вывозят транспортом на специальные сооружения или полигоны. Территория кожевенных заводов, предприятий по мойке шерсти, боен, утильзаводов по переработке трупов павших животных, складов ядохимикатов, горючесмазочных материалов, хранилищ токсичных и других опасных в санитарном отношении отходов подлежит дезинфекции, дегазации и дезактивации в соответствии с указаниями п. 3.4.5 и действующими нормативными документами с последующим снятием слоя грунта до чистого (по данным лабораторных исследований, вывозом его за пределы зоны санитарной очистки, обезвреживанием или захоронением в местах, согласованных с санитарно-эпидемиологической службой).

3.4.7. Территория ложа водохранилища должна обрабатываться особенно тщательно. Выгреба уборных после вывоза нечистот дезинфицируются сухими препаратами ДТС ГК или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом. Навоз, свалки, отходы производства удаляются за зону затопления со снятием слоя грунта до чистого.

3.4.8. Скважины (артезианские, геологоразведочные, нефтяные и другие), как функционирующие так и нефункционирующие, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат засыпке или тампонажу.

3.5. Очистка от древесной и кустарниковой растительности.

3.5.1. Для водохранилища с коэффициентом водообмена более 6 очистке от древесной и кустарниковой растительности подлежит территория сработки водохранилища от уровня воды или НПУ до максимальной сработки плюс 2 м ниже с оставлением пней не выше 50 см.

3.5.2. В местах, предназначенных для строительства водозаборных сооружений, территория ложа водохранилища в пределах от НПУ до максимальной сработки и на 2 м ниже, радиусом 3 км от места водозабора должна быть очищена от всей древесной растительности ровень с землей.

3.6. Мероприятия в местах захоронений.

3.6.1. Все кладбища и другие места захоронений, попадающие в зону постоянного или временного затопления, подтопления и берегообрушения подлежат закрытию.

3.6.3. Кладбища, расположенные в пределах затопления весенним половодьем вероятностью превышения 5 % и более до уровня максимальной сработки плюс 2 м ниже, а также в зоне прогнозируемого переформирования берега и в местах, предназначенных для водозаборных сооружений, подлежат обязательному переносу. Территория захоронений, в зоне мертвого объема водохранилища, ниже УМО, освобождается от строений, могильных знаков и деревьев. Дерновый покров сохраняется.

3.6.3. Скотомогильники, расположенные в пределах постоянного и временного затопления, в зоне сработки плюс 2 м ниже и в зоне берегообрушения, подлежат переносу.

3.6.4. Перенос трупов и останков с кладбищ производится под контролем органов государственного санитарного надзора » по [23].

Для компенсации ущерба, приносимого затоплением и подтоплением земель, необходимо провести следующие мероприятия:

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, укрепление 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.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 вокруг водохранилища должна быть установлена водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции

Выработка электроэнергии на гидроэлектростанции связана с использованием возобновляемого ресурса – движущейся воды, поэтому на ней

отсутствуют выбросы загрязняющих веществ в атмосферу и не образуются отходы производства, как золошлакоотвалы на ТЭС или отработанное ядерное топливо на АЭС.

Вместе с тем, для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение технических масел, что приводит к появлению замасленных стоков. Кроме того, для обеспечения собственных нужд объекта требуется потребление определенного объема воды.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные маслоочистительные установки. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные емкости – в баки аварийного слива масла.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

В составе очистных сооружений замасленных стоков предусматриваются отстойники, фильтры, насосное оборудование для промывки фильтров, откачки загрязненного масла с последующим его использованием или утилизацией и перекачкой (выпуском) очищенного стока в нижний бьеф. Отстойники принимаются с числом секций не менее двух. Конструкция отстойника предусматривает улавливание и аккумуляцию залповых выбросов масла при авариях (пожаре), отвод всплывающих нефтепродуктов в отдельную емкость с выпуском отстоенных (осветленных) сточных вод на фильтры.

Фильтры применяем заводского изготовления двух ступеней (грубой и тонкой очистки) с доведением конечного содержания нефтепродуктов в очищенной воде до 0,05 мг/л согласно требованиям санитарных норм для выпуска в водоем рыбохозяйственного значения.

При эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:

- эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязняющих 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.

8 Технико-экономические показатели строительства ГЭС

Основной продукцией Тирлянкой ГЭС является электроэнергия и мощность. Посредством технико-экономических показателей рассчитаем экономическую целесообразность строительства ГЭС.

8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

С учетом плана реализации проекта строительства Тирлянкой ГЭС, величины установленной мощности, и числа часов использования установленной мощности, проведем оценку реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации Тирлянского гидроузла на реке Белая.

Данные представлены в таблице 8.1.

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Ед. измерения	Год реализации проекта				
		2024	2025	2026	2027	2028
Установленная мощность	МВт	460	460	460	460	460
Число часов использования установленной мощности	Часы	6700	6700	6700	6700	6700
Выработка электроэнергии	МВт*ч	1 145 700	1 145 700	1 145 700	1 145 700	1 145 700
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	11 457	11 457	11 457	11 457	11 457
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	1 134 243	1 134 243	1 134 243	1 134 243	1 134 243
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	1 525	1 565	1 604	1 642	1 678
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	144 143 381	147 924 191	151 610 481	155 202 251	158 604 800
НДС к выручке	млн.руб.	22,0	22,6	23,1	23,7	24,2

Главный экономический эффект «выручка от реализации электроэнергии» в размере 96,8 млн. рублей наблюдается после шести лет от начала строительных работ объекта. Выручка растёт, так как растут тарифы на электроэнергию, согласно «Единым сценарным условиям ПАО «РусГидро» на (2017-2042 гг.). В сложившейся экономической ситуации в стране и государственной программы импортозамещения это хороший стимул для начала строительства новой гидроэлектростанции.

8.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО«РусГидро» от 16.01.2017 № 9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на (2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	17,595
Прочие	274,0	27,240
Итого по ГЭС	529,2	44,836

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 8.3.

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этапы проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,02
От 6 до 15 лет	0,027
От 16 до 25 лет	0,035
Свыше 26 лет	0,1

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии с Едиными сценарным условиями ПАО «РусГидро», результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн. руб.
ОАО «СО-ЕЭС»	135,38 тыс. руб./МВт	18,4
АО АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./МВт·ч	1,6
АО ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./МВт·ч	0,5
Итого	–	20,5

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Белая составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Амортизационные отчисления, млн.руб.	22,6	22,6	22,6	22,6	22,6
Расходы на страхование, млн.руб.	6,0	5,7	5,4	5,2,	5,0
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	44,8	44,8	44,8	44,8	44,8
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4

Продолжение таблицы 8.5

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	19,7	20,3	20,5	20,5	20,5
Налог на воду, млн.руб.	4,2	6,2	7,1	7,1	7,1
Итого, млн.руб.	99,0	101,2	102,0	101,7	101,3

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы на рисунке 8.1.

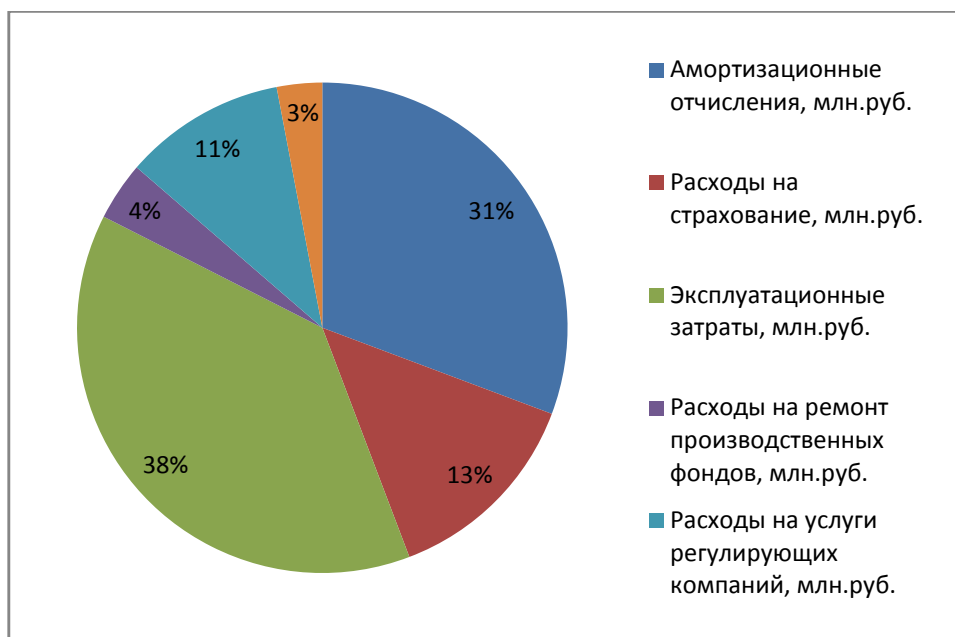


Рисунок 8.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Наибольшую долю занимают эксплуатационные затраты и амортизационные отчисления.

8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства Тирлянской ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

Налог на прибыль – 20%;

НДС – 18%;

Взносы в социальные фонды – 34%;

Налог на имущество – 2,2%

Налог на воду на 1 тыс. кВт. ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 2024-2028 годы приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Налог на прибыль, млн.руб.	212,5	327,3	386,9	396,6	405,7
НДС, млн.руб.	203,5	307,1	360,8	369,4	377,5
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3
Налог на имущество, млн.руб.	11,9	11,4	10,9	10,4	9,9
Итого, млн.руб.	435,2	653,1	765,9	783,7	800,4

Сумма налогов на прибыль от продажи электроэнергии растёт, так как растёт выручка по годам в соответствии с ценами из «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на (2017-2042 гг.) от 16.01.2017 № 9.

8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль – это разница между доходами генерирующей компании и её расходами. Доход формируется преимущественно от реализации электроэнергии, а расходы – это затраченные средства и другие финансовые отчисления. Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7. Чистая прибыль по годам эксплуатации представлена на рисунке 8.7.

Таблица 8.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Выручка (нетто), млн.руб.	34,9	626,3	1 176,9	1 750,8	2 008,5
Текущие расходы, млн.руб.	33,1	77,1	99,0	101,2	102,0
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	1,8	549,2	1 078,0	1 649,6	1 906,5
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	1,8	549,2	1 078,0	1 649,6	1 906,5
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	0,4	109,8	215,6	329,9	381,3
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	1,4	439,4	862,4	1 319,7	1 525,2
Ставка налога на прибыль, %	20,02	20,0	20,0	20,0	20,0

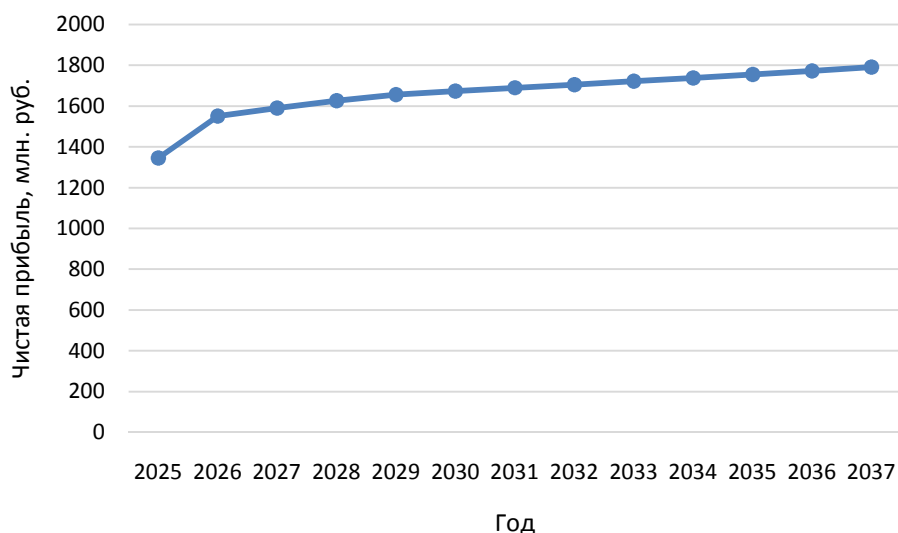


Рисунок 8.2 – Чистая прибыль, млн. руб.

Сумма прибыли с каждым годом эксплуатации ГЭС увеличивается, так как увеличиваются тарифы на электроэнергию и мощность, согласно «Единым сценарным условиям ПАО «РусГидро» на (2017-2042 гг.) от 16.01.2017 № 9 .

8.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на (2017-2042 гг.).

8.5.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на (2017-2042 гг.) от 16.01.2017 № 9.

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

Период прогнозирования для Тирлянской ГЭС составляет 20 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования. Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2018 года. Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

8.5.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 - Показатели эффективности реализации проекта «Тирлянская ГЭС на реке Белая»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB	6 лет, 4 мес.
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	5484,90
Индекс прибыльности – PI	1,99
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0,07
Удельные капиталовложения, млн.руб/Мвт	21,6

Показатели эффективности соответствуют нормам.

8.5.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального бюджетов. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств. К притокам бюджетных средств относятся приток от налогов, установленных действующим законодательством.

Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджет

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024
В федеральный бюджет, млн.рублей	1,6	1,6	5,1	111,7	427,5
В региональный бюджет, млн.рублей	0,3	8,2	12,9	12,4	11,9
Итого налоговых поступлений, млн.рублей	1,9	9,8	18,0	124,1	439,4

Сумма налоговых отчислений растёт, так как растёт выручка от продаж электроэнергии.

8.6 Анализ чувствительности

Типы риска инвестиционного проекта:

- рыночные – неопределенность объемов реализации электроэнергии;
- капитальные – возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменение затрат на строительство;
- операционные – неопределенность хода проекта в его продуктивный период;
- правовые (политический, юридический, суверенный) – возможность изменения правовой среды, в которой осуществляется бизнес;
- финансовые (процентный, валютный) – неопределенность объемных и процентных ставок на финансовых рынках.

Наиболее значимые для проекта рыночные, капитальные и операционные риски. Соответствующие основные параметры финансовой модели перечисленным рискам приведены в таблице 8.10.

Таблица 8.10 - Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметры финансовой модели
Рыночные	Объем продаж
Капитальные	Капитальные затраты
Операционные	Операционные расходы

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины PI (индекс доходности) к изменениям:

- а) Объема инвестиций;
- б) Цена сбыта;
- в) Ставки дисконтирования.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

Изменение индекса прибыльности PI в зависимости от изменения объёма инвестиций представлено на рисунке 8.3

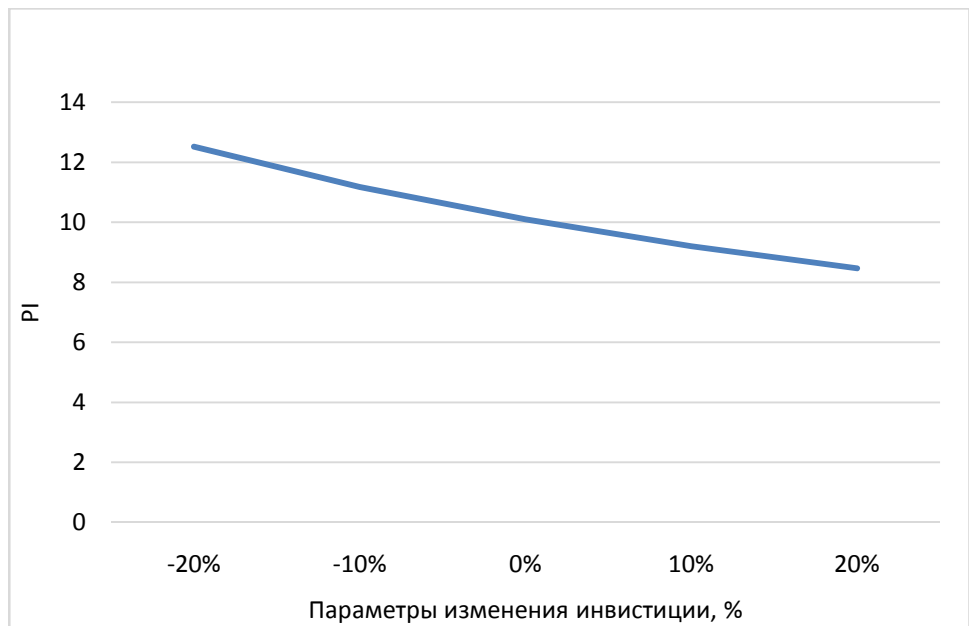


Рисунок 8.3 - Изменение PI в зависимости от изменения объёма инвестиций

Увеличение объёма инвестиций влечёт уменьшение величины PI. Изменение PI, в зависимости от изменения цены сбыта, представлено на рисунке 8.4.

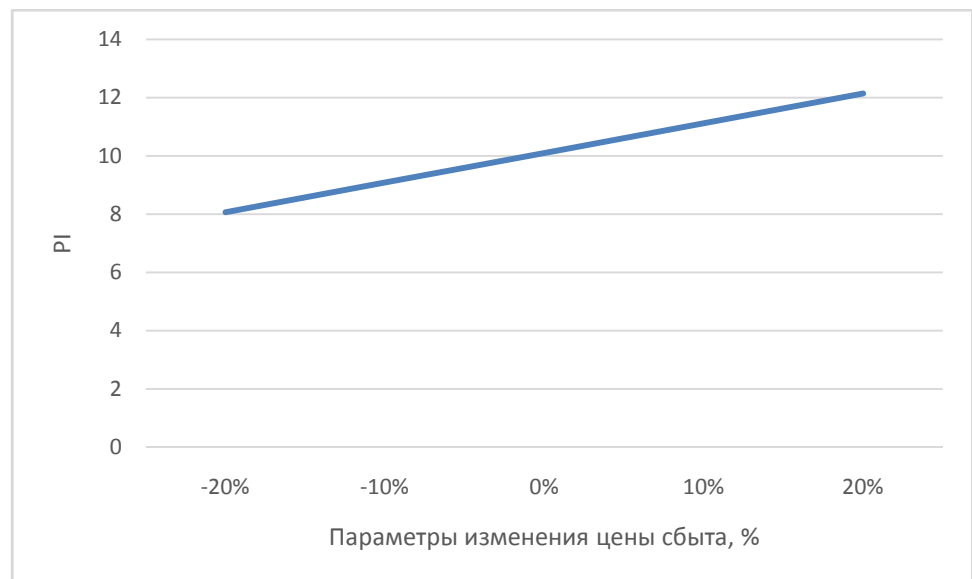


Рисунок 8.4 - Изменение PI в зависимости от изменения цены сбыта

Увеличение цены сбыта влечёт увеличение величины PI. Изменение PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования представлено на рисунке 8.5

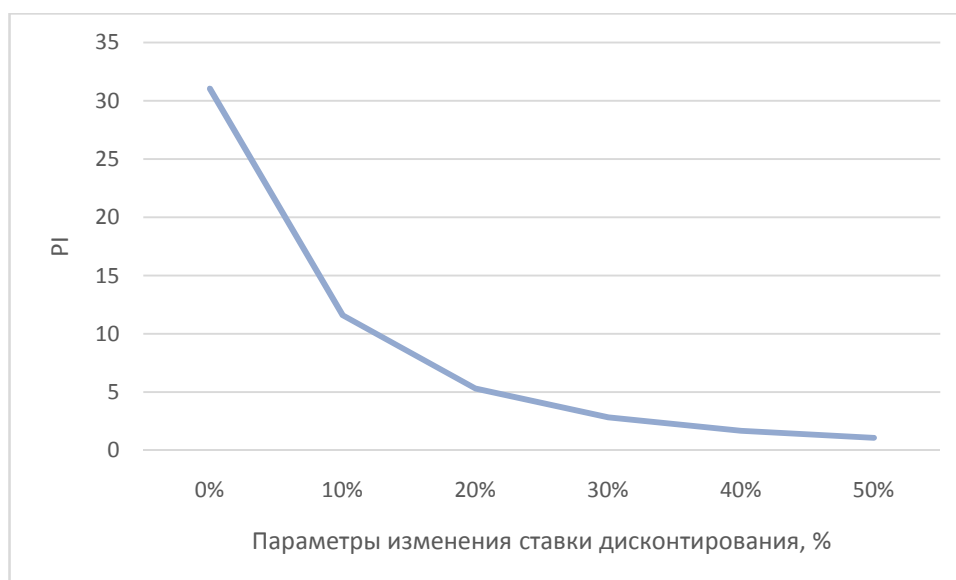


Рисунок 8.5 - Изменение PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Увеличение ставки дисконтирования влечёт уменьшение величины PI.

Можно сделать вывод, что представленный проект Тирлянской ГЭС на реке Белая, установленной мощностью 460 МВт с экономической точки зрения целесообразен и экономически оправдан.

Данный вывод может быть сделан на основе следующих полученных показателей:

NPV= 5484,90 млн.руб.

PI = 1,99

Срок окупаемости проекта равен 6 лет 4 месяцев

Себестоимость электроэнергии 0,07 руб./кВт·ч

Удельные капиталовложения 21,6 млн.руб/МВт.

9 Установки и системы автоматического газового и порошкового пожаротушения, пожарной автоматики и сигнализации на проектируемых ГЭС и РУ

9.1 Назначение автоматического пожаротушения

Автоматическое пожаротушение это комплекс устройств, призванных обеспечивать общую пожаробезопасность зданий и сооружений. Его основное назначение состоит в предотвращении распространения пламени и вступлении в борьбу со стихией на самых ранних стадиях.

Автоматическая установка пожаротушения (АУПТ) – это установка пожаротушения, автоматически срабатывающая при превышении контролируемым фактором (факторами) пожара установленных пороговых значений в защищаемой зоне. Чаще всего она используется совместно с автоматической пожарной сигнализацией (АПС) и системой оповещения и управления эвакуацией (СОУЭ), а в совокупности вся эта система называется автоматической системой пожаротушения.

АУПТ должна обеспечивать:

- автоматическое обнаружение пожара;
- выполнение функции пожарной сигнализации;
- подачу управляющих сигналов на технические средства оповещения людей о пожаре и управления эвакуацией людей;
- подачу управляющих сигналов на технические средства управления инженерным и технологическим оборудованием;
- реализацию эффективных технологий пожаротушения, оптимальную инерционность, минимально вредное воздействие на защищаемое оборудование;
- срабатывание в течение времени, не превышающего длительности начальной стадии развития пожара (критического времени свободного развития пожара);
- задержку выпуска газового или порошкового огнетушащего вещества в защищаемое помещение при автоматическом и дистанционном пуске на время, необходимое для эвакуации из помещения людей, отключение вентиляции (кондиционирования и т.п.), закрытие заслонок (противопожарных клапанов и т.д.), но не менее 30с от момента включения в помещении устройств оповещения об эвакуации;
- необходимую интенсивность подачи огнетушащего вещества;
- ликвидацию пожара или его локализацию в течение времени, необходимого для введения в действие оперативных сил и средств пожаротушения.

АУПТ должны быть обеспечены:

- расчетным количеством огнетушащего вещества, достаточным для ликвидации пожара в защищаемом помещении, здании или сооружении;

- устройством для контроля работоспособности установки;
- устройством для оповещения людей о пожаре, а также дежурного персонала и (или) подразделения пожарной охраны о месте его возникновения;
- устройством для задержки подачи газовых и порошковых огнетушащих веществ на время, необходимое для эвакуации людей из помещения пожара;
- устройством для ручного пуска установки пожаротушения;

Автоматические системы пожаротушения (АСПТ) получили повсеместное распространение благодаря присущей им многофункциональности и уникальности. При обнаружении очага возгорания или малейшей угрозы появления пожароопасной ситуации, АСПТ посредством многочисленных датчиков направляет информацию на контрольный пульт и в кратчайший период времени осуществляет автоматическое тушение. АСПТ представляет собой многофункциональную систему, состоящую из целого комплекса алгоритмов: контроля состояния установленных датчиков, системы отслеживания температурного порога, включения световых сигнализаций и звукового оповещения, автоматического запуска системы пожаротушения. Основным преимуществом разработки и применения АСПТ является своевременное выявление пожара и способность самостоятельно устранить угрозу его возникновения. В роли огнетушащего вещества при этом выступают вода, пенные растворы, порошковые составы и различные газы (аргон, азот и инертные газы).

9.2 Классификация систем пожаротушения

- По конструктивному исполнению эти устройства могут быть:
 - агрегатными;
 - модульными;
 - дренчерными;
 - спринклерными.
- По способу тушения огня:
 - объемными, по площади;
 - локальными.
- По способу срабатывания (или запуска) установки:
 - ручные;
 - автоматические;
 - с разного рода приводами (электрический, гидравлический, пневматический, механический, комбинированный).
- По инерционности:
 - сверхбыстродействующие;
 - быстродействующие или небольшой инерционности;
 - средней инерционности;
 - повышенной.
- По продолжительности подачи огнетушащего вещества:
 - импульсного действия,

- *кратковременного,*
- *средней длительности*
- *длительного воздействия.*
- По типу вещества, применяемого для гашения пламени:
 - *водяные;*
 - *пенные;*
 - *газовые*
 - *аэрозольные;*
 - *порошковые;*
 - *паровые.*

9.3 Область применения автоматических установок

9.3.1 Газовые автоматические установки

При проектировании систем пожаротушения энергопредприятий применяются основные положения свода правил СП 5.13130.2009 «Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические», согласно которым газовые автоматические установки применяются для:

- Ликвидации пожаров классов А, В, С по ГОСТ 27331 и электрооборудования (электроустановок под напряжением).
- Запрещается применение установок объемного углекислотного (СО₂) пожаротушения:
 - в помещениях, которые не могут быть покинуты людьми до начала работы установки;
 - помещениях с большим количеством людей (50 человек и более).
- Установки объемного пожаротушения (кроме установок азотного и аргонного пожаротушения) применяются для защиты помещений (оборудования), имеющих стационарные ограждающие конструкции.

Тушение пожара с помощью ГОТВ получило широкое распространение благодаря ряду преимуществ, в том числе:

- тушение пожара с помощью ГОТВ осуществляется по всему объему помещения;
- огнетушащие газосмеси нетоксичны, химически инертны, при нагревании и контакте с горящими поверхностями не распадаются на ядовитые и агрессивные фракции;
- газовое пожаротушение практически не наносит вреда оборудованию и материальным ценностям;
- после окончания тушения ГОТВ легко удаляются из помещения простым проветриванием;
- применение ГОТВ обладает высокой скоростью тушения пожара.

Однако газовое пожаротушение имеет так же и некоторые недостатки:

- тушение пожара газом требует герметизации помещения;
- газовое пожаротушение малоэффективно в помещениях большого объема либо на открытом пространстве;
- хранение снаряженных газовых модулей и техническое обслуживание системы пожаротушения сопряжено с трудностями, которые сопутствуют хранению веществ под давлением;
- установки газового пожаротушения чувствительны к температурному режиму.

Если произойдет несанкционированный пуск такой системы или ее используют для тушения пожара, то на материальных ценностях воздействие газового огнетушащего вещества совершенно не отражается, что нельзя сказать об остальных огнетушащих веществах: пене, воде, аэрозоля или порошке. Все остатки газовых веществ удаляются через вентиляционные системы.

В связи с этим автоматическое газовое пожаротушение применяется в помещениях с телекоммуникационным и вычислительным оборудованием, различными приборами. А в архивах, серверах и помещениях с электроникой установка газового пожаротушения давно стала единственной возможностью обеспечить противопожарную защиту.

Классы пожаров по ГОСТ 27331, подлежащих ликвидации газами и порошковыми смесями:

- Класс А – горение твердых горючих материалов и веществ. При этом, если тлеет древесина, текстильные изделия или бумага, пожар относится к подклассу А1, а если горит не тлеющий материал, например пластмасса, – к подклассу А2.
- Класс В составляют легковоспламеняющиеся горючие жидкости: нерастворимые – подкласс В1, растворимые – В2.
- Класс С - относятся пожары, спровоцированные газами.

9.3.2 Порошковые автоматические установки

Применяются для:

- ликвидации пожаров классов А, В, С и электрооборудования (электроустановок под напряжением).
- в помещениях категории А (по СП 12.13130.2009 Горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 °С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа, и (или) вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом, в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 кПа) и Б (Горючие пыли или волокна,

легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более 28 °С, горючие жидкости в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные пылевоздушные или паровоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа) по взрывопожароопасности и во взрывоопасных зонах допускается применение установок, получивших соответствующее свидетельство о взрывозащищенности электрооборудования.

- Запрещается применение установок:
 - в помещениях, которые не могут быть покинуты людьми до начала подачи огнетушащих порошков;
 - в помещениях с большим количеством людей (50 человек и более).
- Установки не должны применяться для тушения пожаров: - горючих материалов, склонных к самовозгоранию и тлению внутри объема вещества (древесные опилки, хлопок, травяная мука и др.); - пиррофорных веществ и материалов, склонных к тлению и горению без доступа воздуха.
- Установки могут применяться для тушения пожара на защищаемой площади, локального тушения на части площади или объема, тушения всего защищаемого объема;
- Огнетушащие порошки должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 53280.4. При этом для импульсных модулей порошкового пожаротушения параметр пробивного напряжения не учитывается.

В проекте на установку пожаротушения указывается, что персонал, осуществляющий периодическое посещение данных помещений, должен быть проинструктирован об опасных факторах для человека, возникающих при подаче порошка из модулей пожаротушения.

Применяемый в установках порошок не токсичен и не может причинить прямого вреда здоровью человека. Физический принцип тушения заключается в образовании порошкового облака, которое накрывает определённую площадь защищаемого помещения. При этом частицы порошка охлаждают поверхность, а газообразные продукты его термического разложения разбавляют горючую среду, препятствуя развитию пожара. Кроме того, образование порошкового облака в узких проходах или каналах имеет определённый огнезадерживающий эффект.

Автономные установки работают методом самосрабатывания. К корпусу подключаются тепловые, дымовые или инфракрасные датчики, подающие сигнал на включение.

Возможные причины внештатной сработки для автономных модулей:
скопление пыли в датчиках

- неправильно выставленная температура срабатывания

- нарушения связанные с периодичностью технического обслуживания (проводится не реже 1 раза в год).

Одновременно проводится перезарядка модулей порошкового пожаротушения. Связано это с тем, что состав ОТВ подвержен слеживанию. Срок перезарядки может варьироваться в зависимости от обнаруженных неисправностей и значительного изменения веса баллонов со смесью (более 10%). Проверяется модуль одновременно с тестированием системы сигнализации.

Расчет аварийного запаса модулей высчитывается из учета общей охватываемой площади. К полученному результату необходимо добавить 10%. Учитывается направление распространения порошка, на которое может влиять наличие вентиляционных каналов, открывающихся дверей и т.д.

9.4 Предлагаемые технические решения, для проектируемой Тирлянской ГЭС

При проектировании системы газового и порошкового пожаротушения должна учитываться «Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий» РД 153-34.0-49.101-2003.

Основные моменты руководящего документа, которые учитывались при проектировании пожаротушения ГЭС:

- В качестве огнетушащих веществ в стационарных установках пожаротушения энергетических предприятий следует применять:
 - Газовые составы - для подпольных пространств залов ЭВМ, СЦКУ и АСУ ТП (если кабели не покрыты огнезащитным составом), контейнеров с газовыми турбинами.
 - Порошковые составы - в модульных установках автоматического пожаротушения для тушения агрегатов дизельных электростанций.
- Пожарные извещатели должны выбираться из условия раннего обнаружения пожара, окружающей среды их установки;
- Автоматический пуск установки пожаротушения должен дублироваться дистанционным включением (отключением) дежурным персоналом со щитов управления (с ГЩУ на ГЭС);
- Все световые и звуковые сигналы пожарной автоматики должны быть четкими и отличаться от других систем технологической сигнализации щита управления.
- По надежности электроснабжения - относится к приемникам электрической энергии первой категории;
- Обеспечиваться электропитанием от аккумуляторной батареи в течение 0,5 ч.
- Должна быть предусмотрена система оповещения о пожаре. Для оповещения о пожаре может использоваться поисковая громкоговорящая связь энергопредприятия.

- Система оповещения должна работать в течение всего расчетного времени эвакуации персонала.

Таким образом, на проектируемой Тирлянской ГЭС систему газового пожаротушения целесообразно будет применять для обнаружения и тушения возгораний внутри технологических помещений с повышенной пожароопасностью (релейного щита, щита АСУ ТП и связи) в здании СТК. Для защиты персонала, производственная деятельность которого будет связана с выполнением работы в защищаемых АУПТ помещениях, будут учтены требования по оснащению данных помещений СИЗОД (Средствами индивидуальной защиты органов дыхания). СИЗОД обеспечат безопасность людей в течение времени действия опасных факторов пожара, по пути эвакуации, но не менее 20 минут.

Установкой газового пожаротушения будут защищаться следующие помещения СТК:

- помещение **релейного щита Р;**
- помещение щитовых устройств **АСУ ТП;**
- помещение щитовых устройств **связи.**

Подача газа в защищаемые помещения осуществляется от станции газового пожаротушения, расположенной на 1 этаже СТК через соответствующие распределительные устройства (РУ1, РУ2, РУ3), открытие которых происходит электропневматическим способом (при наличии давления от побудительного баллона с сжатым воздухом и появлении разрешающего электрического сигнала от системы автоматики пожаротушения).

Далее через распределительные трубопроводы и выпускные насадки газ поступает в защищаемое помещение и **объемным способом** (создаёт в помещении среду с пониженным содержанием кислорода) осуществляется тушение возгораний. Необходимый запас огнетушащего вещества будет содержаться в баллонах находящихся на станции газового тушения, где имеются баллоны *основного запаса газа и баллоны резерва.*

Баллоны основного запаса газа используются при автоматическом тушении возгораний в защищаемых помещениях, резервные - при запуске газового пожаротушения с ЦПУ

Установкой порошкового пожаротушения будут защищаться:

- помещение **Дизель- Генераторной Установки.**

По конструкции будут использоваться модульные установки, в которых огнетушащий порошок хранится в специальных модулях, имеющих в составе устройство запуска (как правило, электрический пиропатрон), и баллон со сжатым газом, который в случае активации распыляет порошок, образуя облако. Количество порошковых модулей и их тип определяется площадью и особенностями защищаемого помещения.

Запуск автоматических установок газового и порошкового пожаротушения будет производиться по сигналу системы пожарной

сигнализации. Это возможно с использованием в пожарной сигнализации адресно-аналоговых извещателей, обеспечивающих качественно более высокий уровень достоверности обнаружения возгорания и защиты от ложных срабатываний.

9.5 Характеристика объекта защиты

Тирлянская ГЭС на реке Белая.

Адрес: Россия. Республика Башкортостан, 30 км от поселка Тирлянский.

Защите АУГП подлежит помещение релейного щита Р; помещение щитовых устройств АСУ ТП; помещение щитовых устройств связи на отм. 99,200 здания СТК Тирлянской ГЭС.

Защите АУПП подлежит помещение ДГУ на отм. 95,300 на правобережной пристанционной площадке.

Особые условия:

Сейсмичность района расположения сооружений Тирлянской ГЭС составляет 8 баллов.

СТК располагается на правобережной пристанционной площадке. ДГУ с размерами 5*6 м. располагается между СТК и ОРУ-220.

Корпус СТК имеет цокольный этаж и технологические подвалы. Здание СТК имеет связь с помещениями блока монтажной площадки через подземные кабельные галереи и технологические коридоры. Характеристика защищаемых помещений представлена в таблице 9.1

Таблица 9.1 - Характеристики защищаемых помещений

Наименование помещения	Площадь, м ²	Высота, м	Объём, м ³	Минимальная температура, С°
Помещение щита Р	35	3	105	+10
Помещение АСУ ТП	30	3	90	+10
Помещение связи АТС	10	3	33	+10
Помещение ДГУ	58	3,6	209	+10

9.6 Газовые и порошковые огнетушащие вещества, выбор вещества

В настоящий момент действующие в РФ нормативные документы допускают применение газовых огнетушащих составов на основе углекислого газа, азота, аргона инергена, шестифтористой серы, а также хладона 227, хладона 23, хладона 125 и хладона 218. По принципу действия все ГОТВ можно разделить на две группы:

Деоксиданты (вытеснители кислорода) – вещества, создающие вокруг очага горения концентрированное облако, препятствующее притоку кислорода

и «удушающее» таким образом очаг возгорания. К этой группе относятся ГОТВ на основе углекислоты, азота, аргона и инергена.

Ингибиторы (подавители горения) – вещества, вступающие с горящими веществами в химические реакции, отнимающие энергию у процесса горения.

В электроустановках применяются ГОТВ согласно СП5.13130.2009, указанные в таблице 9.2

Таблица 9.2 - Газовые огнетушащие вещества

Сжиженные газы	Сжатые газы
Двуокись углерода (CO ₂)	Азот (N ₂)
Хладон 23 (CF ₃ H)	Аргон (Ar)
Хладон 125 (C ₂ F ₅ H)	Инерген:
Хладон 218 (C ₃ F ₈)	азот - 52% (об.)
Хладон 227ea (C ₃ F ₇ H)	аргон - 40% (об.)

В качестве газа- вытеснителя следует применять азот, технические характеристики которого соответствуют ГОСТ 9293-74. Допускается использовать воздух, для которого точка росы должна быть не выше минус 40°С.

При проектировании системы газового пожаротушения, на Тирлянской ГЭС, выбираем газ Хладон 125 (HFC-125). Модуль состоит из баллона и запорно-пускового устройства, обеспечивающего хранение и выпуск газа, манометра и защитного колпака для транспортировки.

Газовое пожаротушение в серверной должно применять вещество, которое не будет влиять на работу электроники, не вызовет коррозию на оборудовании, а последствия его использования быстро устранятся. Более всего этим требованиям соответствует газ хладон. Этот газ считается безопасным для здоровья людей, обладает высокой термической стабильностью и легко переносит перепады температур. Высокая термическая стабильность хладона 125 позволяет применять его для тушения пожаров тлеющих материалов, т.к. при температуре тления (обычно около 450° С) терморазложение практически не происходит.

Газовый огнетушащий состав Хладон 125, является химическим ингибитором горения. Механизм пожаротушения хладонами заключается в основном в воздействии этого газового огнетушащего вещества на разрыв радикальных связей физико-химической цепной реакции горения, в подавлении «активных центров» этой реакции и создании негорючей среды в защищаемом объеме. Газовый огнетушащий состав Хладон 125 не оказывает влияние на озоновый слой, является экологически безопасным, не оказывает влияния на предметы интерьера, электротехническое оборудование и материальные ценности.

После применения газа в помещении можно дышать на протяжении пяти минут, за этот период люди успевают эвакуироваться из задымленного помещения. В настоящий момент хладон 125 является достаточно распространенным газом, предназначенным для пожаротушения.

Таким образом, этот газ фактически безопасен для людей, т.к. огнетушащие концентрации по хладонам на порядок меньше смертельных концентраций при длительности воздействия до 4 часов. Термическому разложению подвергается примерно 5% массы хладона, поданного на тушение пожара, поэтому токсичность среды, образующейся при тушении пожара хладонами, будет намного ниже токсичности продуктов пиролиза и разложения.

Применение и свойства Хладон 125:

- для защиты помещений без постоянного пребывания людей;
- озонобезопасен, не разрушает озоновый слой, озоноразрушающий потенциал (ODP) = 0;
- остаточная концентрация кислорода после выпуска ГОТВ составляет 18 – 19 %, что обеспечивает свободное дыхание человека;
- выпуск хладона 125 производится в течении 10 секунд;
- контроль давления в модуле осуществляется по манометру;
- высокий показатель отношения качество/цена;
- входит в перечень газов, рекомендованных к применению на территории РФ - по Своду правил СП 5.13130.2009 и НПБ 88-2001.

Согласно НПБ 88-2001, 7.7. В качестве газа-вытеснителя следует применять воздух или азот, для которых точка росы должна быть не выше минус 40С°.

При проектировании пожаротушения был выбран огнетушащий газ «Хладон 125», в качестве газа вытеснителя Азот по ГОСТ 9293-74.

В качестве модуля порошкового пожаротушения будет использоваться **Эпотос Буран – 8У взрывозащищённый**– это модуль потолочного крепления для помещений с высотой потолка от 2,5 до 6 м во взрывозащищённом исполнении для локализации и тушения пожаров класса А, В, С, а также пожаров возникающих в электрооборудовании без ограничения величины напряжения, согласно требованиям п. 9.1.6 СП 5.13130.2009. с огнетушащим порошком Вексон-АВС 70 ТУ 2149-238-10968286-2011.

Предназначен для тушения пожаров классов:

А - (твердые горючие вещества)

В - (жидкие вещества)

С - (газообразные вещества)

Е - (электроустановок, находящихся под напряжением до 8 кВ).

Используется в модульных установках порошкового пожаротушения. Представляет собой дисперсную смесь минеральных солей с различными добавками, обеспечивающими текучесть, предотвращающими слеживание и комкование порошка. Применяется как в помещениях, так и на открытом воздухе, в переносных и передвижных огнетушителях, автоматических установках порошкового пожаротушения и пожарных автомобилях комбинированного и порошкового пожаротушения во всех климатических зонах при температуре окружающей среды от минус 50 С до плюс 50 С.

Преимущества:

- Универсальный огнетушащий порошок для тушения больших объемов и площадей
- Огнетушащие свойства, намного превышающие требованиям ГОСТ Р 53280.4-2009
- Обладает антислеживающими свойствами и виброустойчивостью
- Способность к водоотталкиванию, согласно установленной нормы по ГОСТ Р 53280.4-2009
- Экологически безопасен для человека и окружающей среды. Третий класс опасности.
- Срок хранения — 10 лет

При проектировании был выбран огнетушащий порошок Вексон-АВС 70 ТУ 2149-238-10968286-2011

9.7 Состав оборудования газового и порошкового пожаротушения Тирлянской ГЭС

Определяясь с производителем систем пожаротушения, автоматики и сигнализации на Тирлянской ГЭС было принято решение о выборе компании «СТАЛТ» — это современная компания с многолетним опытом работы, обладающая своими производственными мощностями с высоким уровнем технического и технологического обеспечения и огромным торговым потенциалом.

Вся система автоматического пожаротушения (АПТ) на Тирлянской ГЭС запроектирована на базе оборудования фирмы «СТАЛТ». В частности используем центральный пульт «Посейдон-Н-ПТО-Е», адресный прибор приемно-контрольный и управления пожарный (АППКУП) (ПУ-4) – центральное устройство системы, предназначен для построения пожарной сигнализации, управления работой систем противопожарной автоматики и отображения их состояния; оснащенность его четырьмя линиями RS-485 для подключения концентраторов различного назначения - водяное, газовое порошковое или пенное пожаротушение.

Также система пожаротушения учитывает установку сервера для регистрации всех сигналов и работы АПТ с возможностью подключения рабочих станций. Рабочая станция служит для облегчения работы с ПУ-4, снятия, постановки в дежурный режим АПТ, контроля системы и возможность пуска пожаротушения. Сервер и рабочая станция оснащены новейшим программным обеспечением, облегчающем работу персонала. Например, использованием графических планов схемы станции и возможность зрительно наблюдать состояние автоматики в оборудованных системой АПТ помещениях.

Для удобства работы оперативного персонала, включение и отключение системы пожаротушения, контроль над состоянием системы, и состоянием приборов и технических средств, принято решение о размещении на центральном пульте управления (ЦПУ), рабочей станции. Рабочая станция – это персональный компьютер с установленным программным обеспечением

«СТАЛТ СВ», предназначен для автоматизации рабочего места оперативного персонала и наглядности контроля состояния автоматики АПТ.

В состав оборудования систем АУГП входят:

- станция газового пожаротушения;
- пульт управления (ПУ-4) типа «Посейдон-Н-ПТ4»;
- блоки управления пожарные (БУП) типа «Посейдон-Н-СБ-Г»;
- пульта управления автоматикой, кнопки дистанционного пуска, световые и звуковые извещатели.

Станция газового пожаротушения размещена в специальном помещении на 1 этаже ЗЩУ и имеет отдельный вход с улицы.

Станция состоит из:

- Баллонов основного запаса газа «Хладон-125» (10 шт.);
- Баллонов резерва газа «Хладон-125» (10 шт.);
- Распределительных устройств (РУ1, 2, 3) типа РУС-Ш (3 шт.);
- Сигнализаторов давления (СДУ1, 2, 3) типа PS10-2А (3 шт.);
- Модулей контроля и управления (АМВ и АМ_{П1}, АМ_{П2}) типа «Посейдон-Н-АМ_(В)» и «Посейдон-Н-АМ_(П)»;
- Баллона со сжатым воздухом (1 шт.).

В состав оборудования систем АУПП входят:

- Модуль порошкового пожаротушения Эпотос Буран – 8У взрывозащищённый (2шт);
- SLR-E3N – оптико-электронные дымовые извещатели
- блок управления пожарный (БУП) типа «Посейдон-Н-СБ-Г»;
- пульта управления автоматикой, кнопки дистанционного пуска, световые и звуковые извещатели.

9.8 Характеристики и назначения приборов

Пульт управления ПУ-4 («Посейдон-Н-ПТ4») расположен в шкафу на ЦПУ и предназначен для управления и контроля состояния установками пожаротушения.

На лицевой панели пульта имеются:

- жидкокристаллический дисплей - для отображения информации о работе систем пожаротушения;
- светодиодная индикация - для сигнализации изменений режима работы и появления неисправностей;
- кнопки управления режимами работы систем пожаротушения (Меню, ↑↓, ⇐, Ввод, Сброс, Откл. звука, цифровые от 0 до 9).

Пульт обеспечивает звуковую сигнализацию об изменении режимов и появлении неисправностей систем пожаротушения.

Блок управления пожарный БУП («Посейдон-Н-СБ-Г») установлен в каждом защищаемом помещении и обеспечивает:

- передачу сигналов от пожарных извещателей на пульт ПУ-4;

- формирование команд на ввод (вывод) автоматики газового пожаротушения в защищаемом помещении;
- дистанционный пуск газового пожаротушения от кнопки «У» установленной у входа в помещение;
- формирование звуковых и световых сигналов оповещения (С, Л1 и Л2) в защищаемых помещениях.

Дистанционный пуск с ЦПУ и от кнопки «У» осуществляется, как введенной, так и выведенной автоматике пожаротушения.

Наличие в БУПах встроенных аккумуляторов обеспечивает работоспособность блоков при отсутствии питания ~220 В в течение 24 часов в дежурном режиме и не менее 3 часов в режиме «Пожар».

Пожарные извещатели дымовые (И) типа SLR-E3N установлены в защищаемых помещениях на потолках и в пространстве двойных полов.

Пульты управления автоматикой (ПУА) установлены у входов в защищаемые помещения, с их помощью предусмотрена возможность вывода (ввода) автоматического пуска пожаротушения в соответствующем помещении с помощью механического ключа и кнопок «Откл.» и «Восстановить».

Адресуемый модуль с контролируемыми входами «Посейдон-Н-АМ(в)» предназначен для принятия следующих сигналов:

- для приёма информации по 8 программируемым входам с контролем входных электрических цепей на обрыв и короткое замыкание;
- для контроля состояния нормально разомкнутых (НР) и нормально замкнутых (НЗ) контактов;
- для приёма информации от автоматических (АПИ) и ручных (РПИ) пожарных извещателей;
- для приёма информации от сигнализаторов давления универсальных либо от датчиков веса, свидетельствующих об утечке огнетушащего вещества в дежурном режиме;
- для приёма информации от любых датчиков состояния внешнего оборудования с НР и НЗ контактами.
- с автоматическим контролем исправности на обрыв и короткое замыкание. АМ(в) является программно конфигурируемым прибором. Программирование модуля заключается в том, что в его энергонезависимую память закладываются алгоритмы обработки информации для каждого из 8 входных шлейфов.

Адресуемый модуль управления «Посейдон-Н-АМ(п)» предназначен для управления:

- запорно-пусковыми и распределительными устройствами автоматических установок газового пожаротушения с контролем электрических цепей управления на обрыв и короткое замыкание;
- пусковыми устройствами автоматических установок порошкового и аэрозольного пожаротушения с контролем электрических цепей управления на обрыв и короткое замыкание;

- световыми и звуковыми оповещателями с контролем цепей оповещения на обрыв и короткое замыкание.

Адресуемый модуль управления «Посейдон-Н-АМ(п)» имеет 8 программируемых выходов управления с контролем на обрыв и короткое замыкание.

Параметры выходных цепей:

- максимальный коммутируемый ток - 2,5 А;
- напряжение - 24 В.

Программируемые параметры:

- зона контроля;
- зоны активации;
- условие срабатывания;
- задержка срабатывания;
- длительность включения.

9.9 Структурная схема и описание работы АУГП и АУПП Тирлянской ГЭС

При срабатывании в защищаемом помещении одного из точечных пожарных дымовых извещателей в системе автоматической установки пожаротушения, формируется сигнал «Пожар 1» и предупреждение в секционном блоке без пуска пожаротушения. Срабатывание двух дымовых датчиков или порога 2 сопровождается сигналом «Пожар 2». Затем включается звуковое оповещение и световое оповещение «Газ уходи!» либо «Порошок уходи», сигнализирующее персоналу о срабатывании пожарной сигнализации. Одновременно проходит сигнал на отключение вентиляции в данном помещении включением определенного реле в Посейдон-Н-АМ(р), запрограммированного на эту функцию. И отключением дизель-генератора при его работе и срабатывании сигнала «Пожар 2» в помещении ДГУ.

Затем проверяется отсутствие блокировки пуска и отсутствие отключения автоматического пуска. После чего начинается отсчет временной задержки до начала формирования импульсов автоматического пуска, предназначенной для эвакуации людей из помещения, отключения инженерных систем и т.д., но не менее 10 с. (норматив НПБ-88). И не более 30 с. для станции газового пожаротушения (норматив НПБ-88).

После окончания временной задержки формируется пусковой импульс на открытие электромагнитного клапана запорно-пускового устройства (ЗПУ) модуля газового пожаротушения. В случае централизованной установки (станция газового пожаротушения) для выдачи управляющего сигнала на открытие ЗПУ применяются адресуемые модули управления с потенциальными выходами Посейдон-Н-АМ(п).

Подача ГОТВ в защищаемые помещения осуществляется от станции газового пожаротушения через соответствующие распределительные устройства РУС-ш, открытие которых происходит электропневматическим способом (при наличии давления от побудительного баллона с сжатым воздухом и появлении разрешающего электрического сигнала от системы автоматики пожаротушения).

Разрешающий электрический сигнал выдаётся от приборов «Посейдон-Н-АМ_(П)», соответствующие выходы которых запрограммированы через пульт управления при помощи специального программного обеспечения.

Сигнал открывает электромагнитный клапан ЭМПС, расположенный на пусковом баллоне в модуле, состоящем из числа баллонов, необходимых для тушения объема соответствующего помещения. При выходе газа из пускового баллона устройством пневмопуска У-П-С-60 происходит разовое открытие всех баллонов в данном модуле. Пример модуля газового пожаротушения приведен на рисунке 9.1.

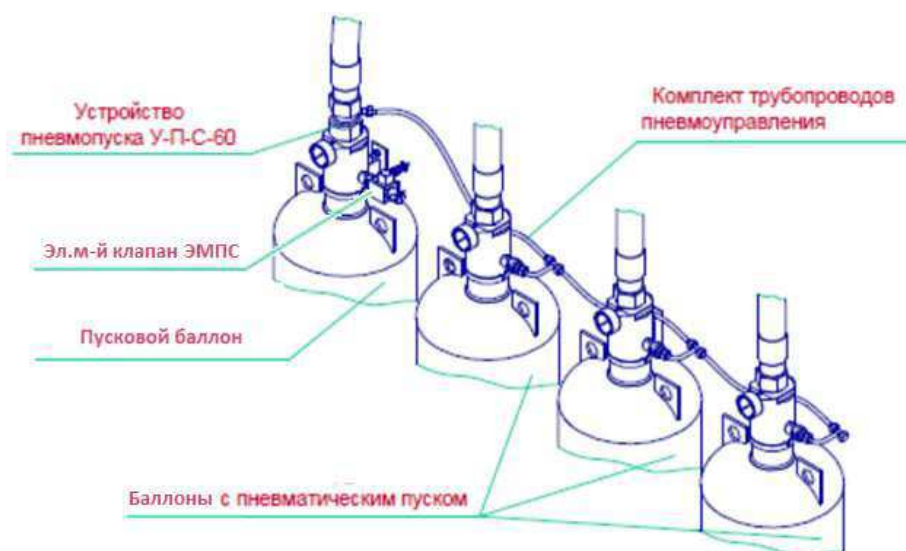


Рисунок 9.1 - Модуль газового пожаротушения

Каждому помещению соответствует свое устройство, запрограммированное и настроенное. Далее через распределительные трубопроводы и выпускные насадки газ поступает в защищаемое помещение и объемным способом (газ «Хладон-125» создаёт в защищаемом помещении среду с пониженным содержанием кислорода), вступая в реакцию с пламенем, осуществляется тушение возгораний.

Необходимый запас огнетушащего вещества содержится в баллонах, находящихся на станции газового тушения, где имеются баллон основного запаса газа и баллон резерва.

Баллоны основного запаса газа используются при автоматическом тушении возгораний в защищаемых помещениях, резервный - при запуске газового пожаротушения с центрального пульта управления.

На Тирлянской ГЭС предусмотрена возможность автоматического и дистанционного пуска пожаротушения. В автоматическом режиме пуск пожаротушения запускается при срабатывании дымовых пожарных извещателей, установленных в защищаемом помещении. В дистанционном - с пульта управления или кнопки запуска. В качестве кнопки пуска используются ручные пожарные извещатели типа WCP3A-R000SF производства «SYSTEM SENSOR», которые установлены снаружи помещения. Данные извещатели снабжены защитной крышкой PS 200, позволяющей опломбировать ручной извещатель в соответствии с требованиями СП 5.13130.2009 изм. 1.

Во время задержки пуска можно прервать автоматический пуск установки путем отключения режима автоматического пуска или блокировки пуска. В режиме отключения автоматического пуска отсчет задержки приостанавливается на весь период отключения автоматики. При восстановлении автоматики отсчет задержки продолжается.

В режиме «Блокировка» отсчет задержки пуска также приостанавливается. Для того чтобы отсчет задержки был продолжен, необходимо снять блокировку, а затем восстановить автоматику.

Также есть возможность пуска тушения без наличия электропитания или неисправности автоматики, механическим способом.

Запрещается вход в помещение, где осуществлён запуск газового или порошкового пожаротушения до окончания тушения пожара. После окончания пожаротушения в присутствии прибывших сотрудников пожарной службы убедиться в отсутствии горения; разблокировать вентиляцию с ПУ-4. Далее запускается вентиляция для удаления газов и дыма после действия АУГП и АУПП.

Структурная схема работы автоматических установок газового и порошкового пожаротушения представлена в приложении П.

Делая вывод, необходимо отметить, что автоматическое пожаротушение является неотъемлемой частью организации работы Тирлянского гидроузла. Вся сложность монтажа, эксплуатации, обслуживания и утилизации отходов от систем газового и порошкового пожаротушения окупается состоянием комплексной безопасности дорогостоящего технологического оборудования, безопасностью рабочего персонала и сохранностью человеческих жизней в чрезвычайных ситуациях. Эффективность работы газового и порошкового пожаротушения на объектах гидроэнергетики доказана по всему миру и используется уже не одно десятилетие. За это время удалось увеличить точность срабатывания используемых устройств и эффективность тушения пожара. В рамках программы импортозамещения и поддержания отечественного производителя спроектировано российское оборудование и программное обеспечение, отвечающее всем нормам и правилам рабочих документов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе рассчитаны и определены основные элементы и параметры средненапорной Тирлянской ГЭС высотой 45,6 м на реке Белая, являющейся сооружением I класса.

В ходе водно-энергетических расчётов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии была выбрана установленная мощность Тирлянской ГЭС, а также определена зона её работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. Установленная мощность составила $N_{уст} = 460$ МВт. Определён уровень мёртвого объёма, отметка которого равна 119,46 м. Полезный объём при данных отметках НПУ 131,0 м и УМО составляет 13,5 км³. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 1,45 млрд. кВт·ч.

На последующем 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 – $H_{max} = 41,40$ м;
- расчётный – $H_{расч} = 32,40$ м;
- минимальный – $H_{min} = 27,30$ м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС Q_{max} , соответствующий расчётному напору, составляет 2113 м³/с.

По результатам расчётов был определён оптимальный вариант с четырьмя гидроагрегатами, с диаметром рабочих колес 7,10 м (PO45-B).

По справочным данным для выбранной радиально-осевой турбины с синхронной частотой вращения 68,2 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ 1500/200-88УХЛ4 с номинальной активной мощностью 115 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с укрупненными блоками и принята схема распределительного устройства ОРУ-220 кВ. По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ-400000/220-У1, УХЛ1, трансформаторы собственных нужд ТСЗ –5000/15-У1(УЗ), для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС 240/29.

Распределительное устройство принято элегазовым – ВГБУ- 220 (Электроаппарат).

В качестве генераторного РУ, принято элегазовое генераторное распределительное устройство FKG1N фирмы ALSTOM GRID, со встроенными трансформаторами тока и напряжения, разъединителем, ограничителем перенапряжения, имеющий большой ресурс и надёжность.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята русловой. Водосливная и глухая плотина приняты бетонными. Здание ГЭС – приплотинного типа.

В состав сооружений входят:

водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля – 230,0 м;

станционная бетонная плотина – 150,0 м;

одна глухая бетонная плотина – 18 м

глухая русловая бетонная плотина;

здание ГЭС приплотинного типа.

На данном этапе расчётным путём определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

ширина подошвы – 59,0 м;

отметка подошвы водосливной плотины – 83,0 м;

число водосливных отверстий – 13;

ширина водосливных отверстий в свету – 14 м;

отметка гребня водослива – 126,5 м;

ширина гребня – 30,7 м.

Во избежание недопустимо больших напряжений, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, в различных частях тела бетонной плотины, она разделена на секции постоянными температурно-осадочными швами.

Разрезка водосливной части плотины деформационными швами произведена по быкам, чтобы избежать неравномерных осадок смежных быков, что может привести к заклиниванию затворов.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном сочетании нагрузок. В результате расчётов коэффициент надёжности сооружения составляет 1,25 для основного сочетания нагрузок (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Тирлянского гидроузла отвечает требованиям надёжности. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчётам получены следующие показатели:

Чистый дисконтированный доход NPV= 5484,90 млн.руб.

Индекс прибыльности PI = 1,99

Срок окупаемости проекта равен 6 лет 4 месяцев

Себестоимость электроэнергии 0,07 руб./кВт·ч

Удельные капиталовложения 21,6 млн.руб/МВт

Таким образом, строительство Тирлянской ГЭС с установленной мощностью 460 МВт в настоящее время является актуальным проектом.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Затева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затева. – Саяногорск : СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ.ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://so-ups.ru/>
4. 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.
5. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), изд. 6,7, 2014 г.
6. СТО «Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций». Утв. на заседании правления ОАО РАО «ЕЭС России» от 21.01.2008 №1805 Пр.[Электронный ресурс]. – Режим доступа :http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/NRG_system.pdf
7. 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.
8. СТО 59012820-29.20.30.003-2009 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. – Введ. 20.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 132 с.
9. СТО 15352615-023-2011 Номенклатурный каталог «Тольятинский трансформатор»[Электронный ресурс]. – Режим доступа :<http://transformator.com.ru>
10. СТО 56947007-29.240.014-2008 «Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750 кВ» [Электронный ресурс]. – Режим доступа :<http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.014-2008.pdf>
11. ГОСТ 56303-2014 Оперативно-диспетчерское управление нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. [Электронный ресурс]. – Режим доступа :<http://docs.cntd.ru/document/1200115865>
12. ГОСТ Р 56302-2014 Оперативно-диспетчерское управление Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. [Электронный ресурс]. – Режим доступа :<http://docs.cntd.ru/document/1200115864>
13. Толстихина Л.В. Параметры электрооборудования и режимы электроэнергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие

для практических занятий/ Л.В. Толстихина.-Саяногорск: Сибирский федеральный ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2010.-180 с.

14. Киреева Э.А. Полный справочник по электрооборудованию и электротехнике: справочное издание; под общ.ред. С.Н. Шерстнева. – 2-е изд., стер. – М.: КНОРУС, 2013. – 864 с.

15. Каталог Паспортные данные гидрогенераторов [Электронный ресурс]. - режим доступа: www.online-electric.ru

16. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы /сост. Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черёмушки: Сибирский Федеральный Университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016. – 64 с.

17. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – М.: ФГУП ЦПП,2012.

18. СП 40.1333.2012 «Плотины бетонные и железобетонные». Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. – М.: Минрегион России, 2012.

19. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения» Актуализированная редакция СНиП 2.06.04 – 82. – М.: Минрегион России, 2012.

20. Техническая политика ОАО «РусГидро» – 2011. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/Tehnicheskaya-politika.pdf>

21.«Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на (2017-2042 гг.) от 16.01.2017 № 9.

22. НПБ 88-2001 «Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования».[Электронный ресурс]. – Режим доступа :<http://docs.cntd.ru/document/1200016069>

23. СП 5.13130..2009 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила. [Электронный ресурс]. – Режим доступа :<http://docs.cntd.ru/document/1200071148>

24. РД 153-34.0-49.101-2003 «Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий» [Электронный ресурс]. – Режим доступа :

25. РД 34.49.504-96 «Типовая инструкция по эксплуатации автоматических установок пожарной сигнализации на энергетических предприятиях»[Электронный ресурс]. – Режим доступа :<http://npopris.ru/wp-content/uploads/2015/03/РД-34.49.504-96.pdf>

26. Общество с ограниченной ответственностью «Сталт ЛТД»[Электронный ресурс]. – Режим доступа :<http://www.stalt.ru/>

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Гидрологический ряд наблюдений р. Белая в створе Тирлянской ГЭС за период
1956-2011 гг..

Таблица А.1 – Гидрологический ряд наблюдений р. Белая в створе Тирлянской ГЭС за период 1956-2011 гг..

год	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
1956	193	135	107	375	2508	3602	511	439	636	253	184	158
1957	109	109	169	520	2054	3044	410	400	518	242	163	164
1958	185	177	163	668	2078	4114	518	377	387	222	189	163
1959	115	162	96	337	2282	2488	314	407	524	186	142	164
1960	90	89	73	322	1324	1799	221	296	207	98	118	81
1961	101	116	93	300	1588	2522	554	548	511	213	153	125
1962	176	143	197	470	2427	4106	459	456	346	250	160	143
1963	126	101	95	248	1488	2386	279	251	268	125	131	85
1964	121	144	124	471	2803	3463	464	415	392	211	264	123
1965	68	114	68	248	1424	2223	356	337	393	164	165	104
1966	91	72	76	454	2078	1918	298	415	432	129	155	86
1967	121	79	109	329	2220	1266	333	373	453	202	103	112
1968	137	163	149	321	1446	2122	524	373	395	147	149	136
1969	103	79	116	422	2889	2679	352	334	359	168	143	97
1970	82	97	75	350	1680	1624	217	307	248	126	99	85
1971	163	107	90	513	2882	3167	295	507	517	214	122	95
1972	100	103	95	476	3430	3255	513	410	318	215	204	135
1973	108	88	115	305	952	1878	321	419	365	180	92	73
1974	113	164	132	532	3024	2660	475	512	470	236	133	158
1975	56	60	53	259	1560	1657	266	301	258	122	95	58
1976	86	142	118	424	2984	1434	401	349	439	211	206	121
1977	107	66	100	274	1573	1770	356	344	354	118	95	91
1978	183	102	126	404	1819	1944	361	433	435	304	221	111
1979	131	144	152	304	2438	2502	515	415	506	257	143	91
1980	84	116	73	337	1974	2087	435	363	249	131	100	88
1981	130	194	170	639	3917	2306	693	737	627	210	267	115
1982	93	172	156	451	2424	3166	319	336	381	186	135	151
1983	78	121	93	425	1643	2166	268	372	313	143	128	126
1984	81	106	77	456	1203	2348	473	373	372	211	109	138
1985	135	139	123	442	1985	1411	291	301	372	161	166	107
1986	125	116	169	456	2624	2182	573	417	548	285	266	190
1987	126	123	129	301	3306	2284	509	296	527	184	155	171
1988	136	111	131	405	2572	1492	335	246	419	218	180	105

Продолжение приложения А
Продолжение таблицы А.1

год	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
1989	70	99	125	285	2097	1477	385	270	234	199	111	102
1990	111	141	141	401	3359	1901	468	436	542	292	164	154
1991	91	125	75	291	1835	1296	301	268	379	173	114	75
1992	157	134	135	459	2427	2028	466	370	444	226	213	85
1993	92	116	117	313	2297	2022	287	274	256	149	150	122
1994	109	94	123	434	1298	1830	242	353	300	162	118	107
1995	109	106	86	293	1810	1245	246	349	345	143	132	120
1996	157	197	130	472	2867	2080	440	469	474	238	162	172
1997	88	120	93	345	2258	1806	422	377	271	194	135	82
1998	90	98	134	359	2636	2473	294	320	404	223	188	141
1999	228	217	140	471	2716	2760	583	623	432	314	168	141
2000	179	152	151	477	3874	1867	460	516	585	333	139	176
2001	132	153	89	488	1771	1323	393	448	510	220	190	124
2002	129	77	140	324	2161	2295	432	410	281	175	131	108
2003	136	136	223	640	2441	4004	421	724	500	373	245	224
2004	100	129	77	260	1352	1707	297	479	360	207	102	109
2005	119	125	152	487	2921	2524	519	273	431	208	165	149
2006	103	88	119	424	1862	1608	388	276	374	197	170	98
2007	173	159	169	578	1665	2235	519	434	502	196	139	113
2008	182	118	215	501	2207	3354	544	611	387	259	232	153
2009	123	110	71	355	2325	1167	395	436	286	177	105	90
2010	146	103	129	362	1962	1788	404	321	484	203	159	138
2011	106	104	95	387	3199	2719	541	302	420	204	125	152

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Геологический разрез реки Белая в створе Тирлянской ГЭС

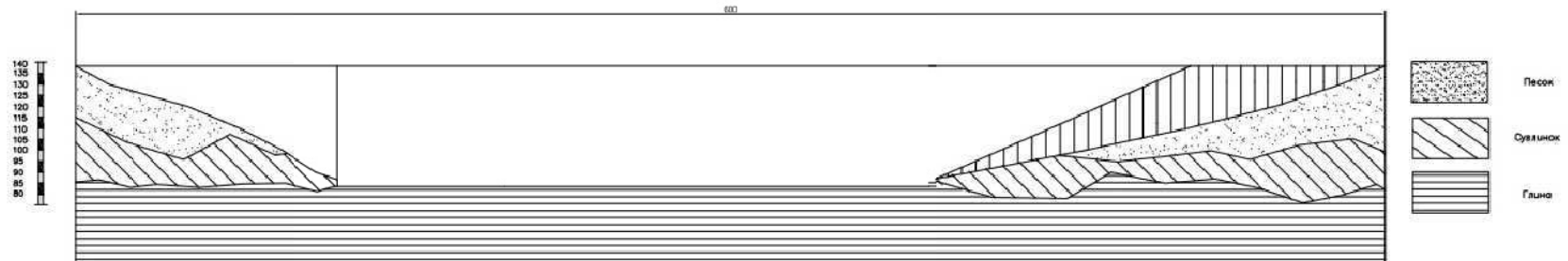


Рисунок Б.1 – Геологический разрез реки Белая в створе Тирлянской ГЭС

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Суточный график нагрузки и ИКН зимнего периода

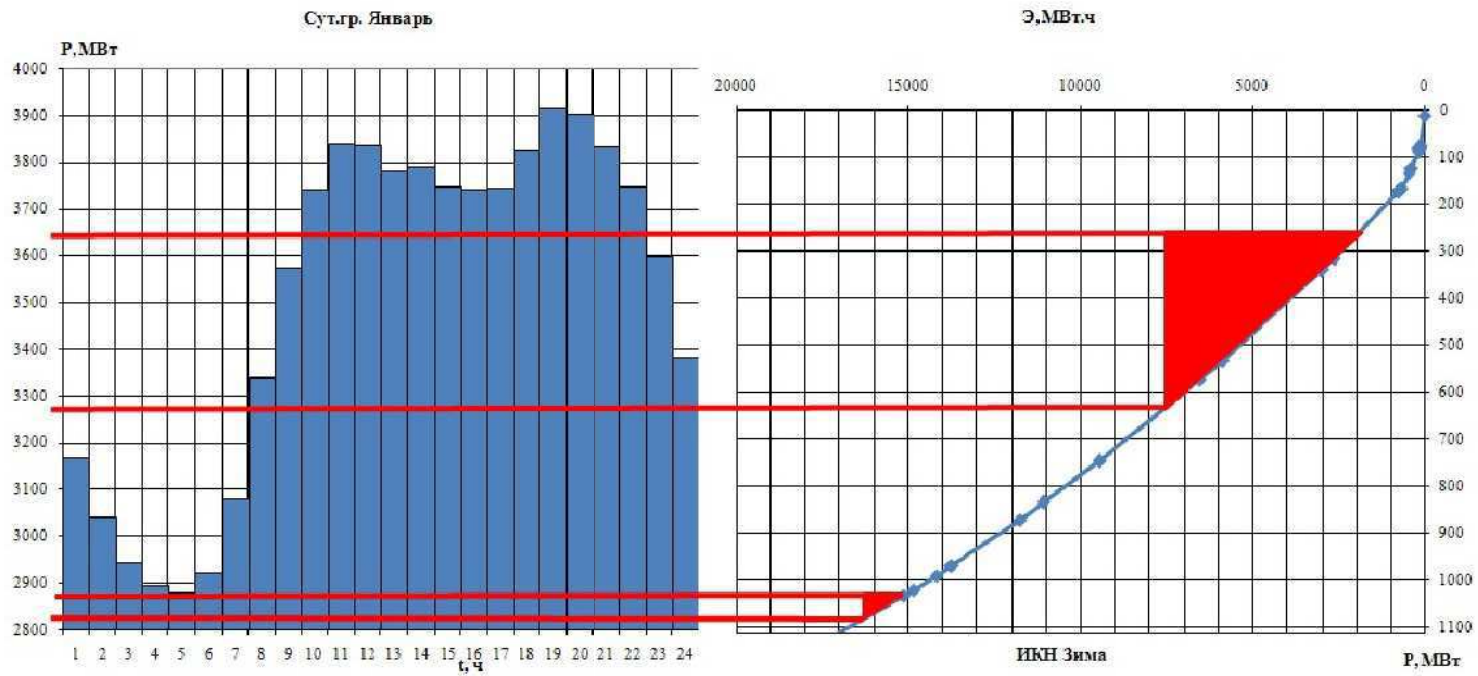


Рисунок В.1 – Суточный график нагрузки и ИКН зимнего периода

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Суточный график нагрузки и ИКН летнего периода

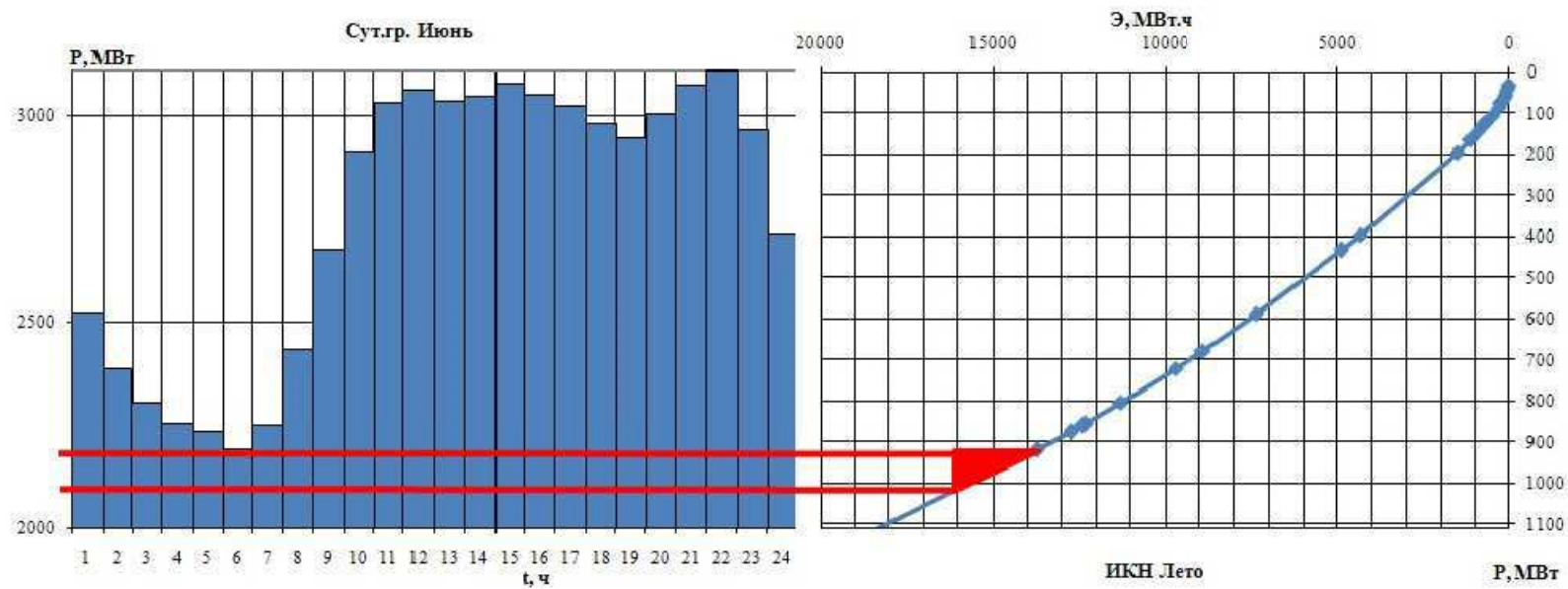


Рисунок Г.1 – Суточный график нагрузки и ИКН летнего периода

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ-50-В

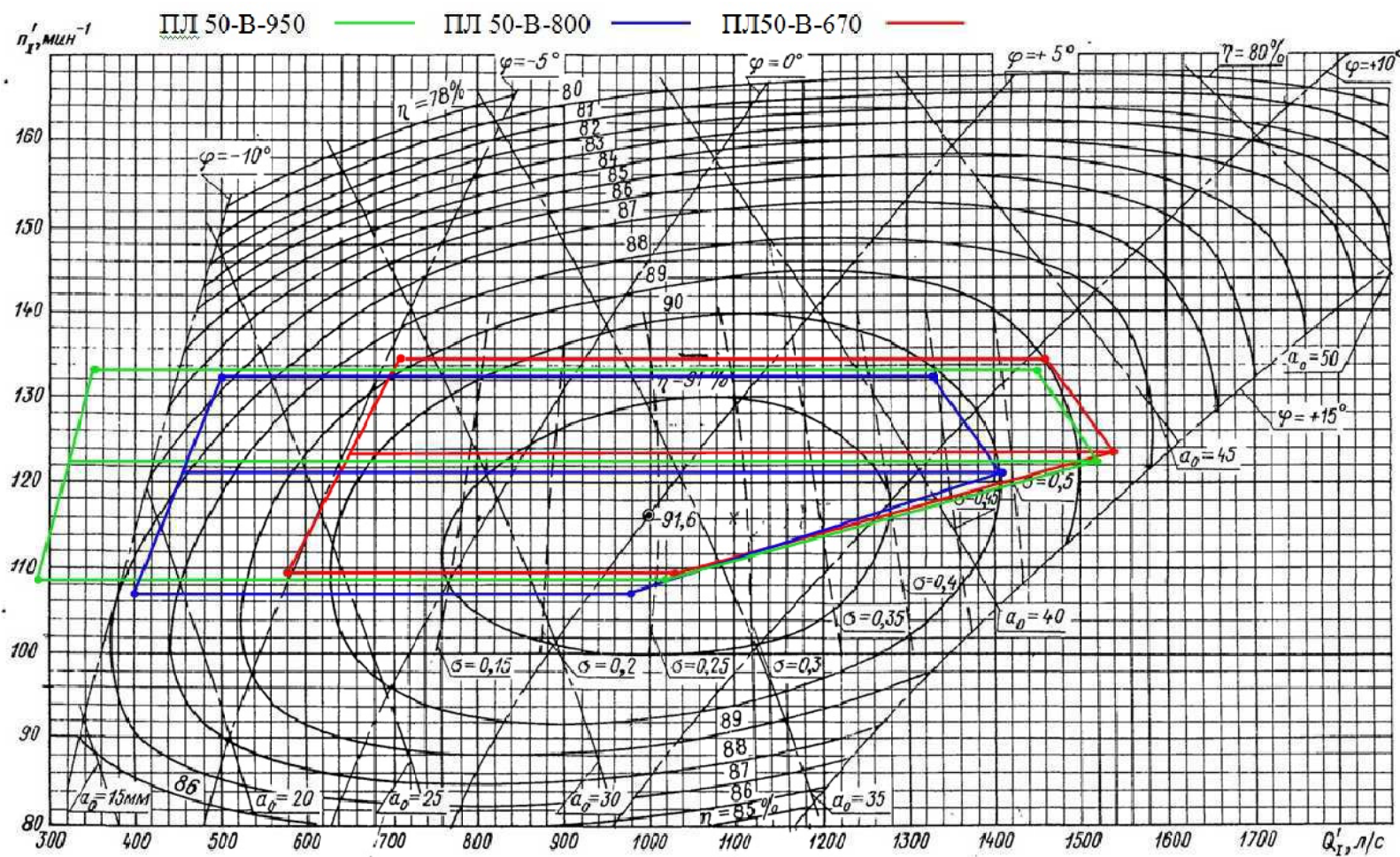


Рисунок Д.1 – Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ-50-В

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛД-50-В

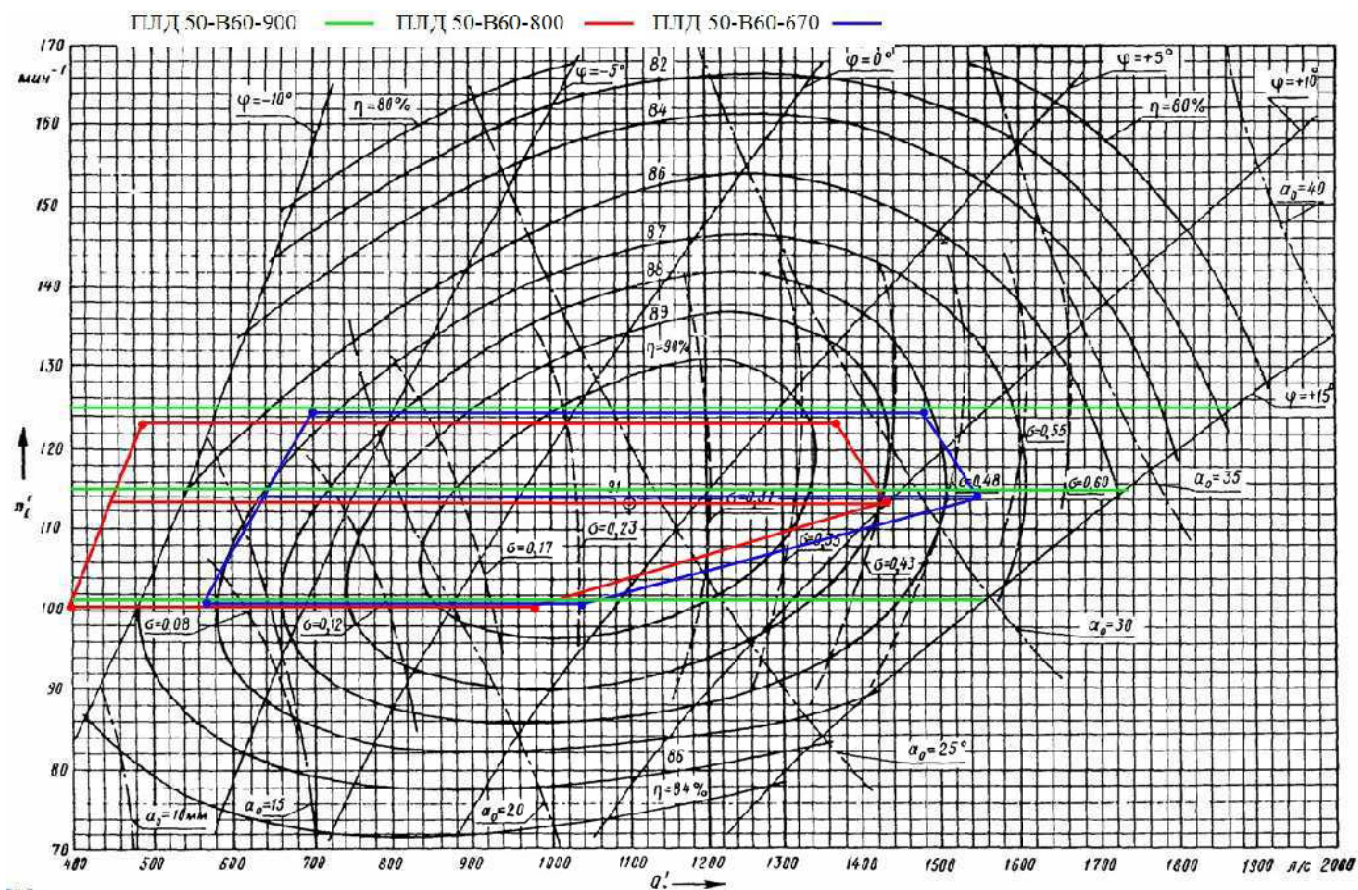


Рисунок Е.1 – Универсальная характеристика гидротурбины ПЛД-50-В

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Универсальная характеристика гидротурбины РО-45-В

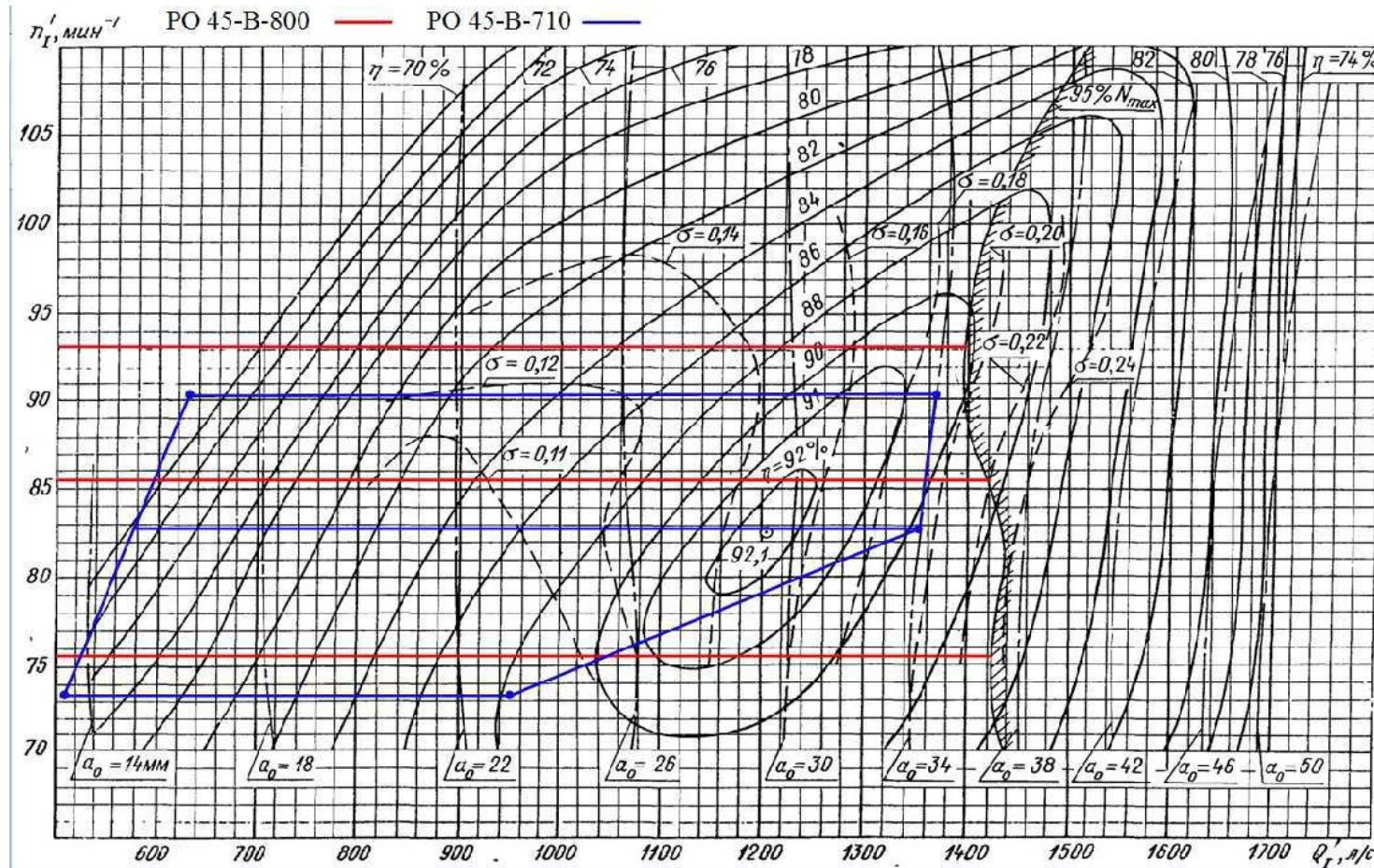


Рисунок Ж.1 – Универсальная характеристика гидротурбины РО-45-В

ПРИЛОЖЕНИЕ И

Проточная часть гидротурбины РО-45-В-710

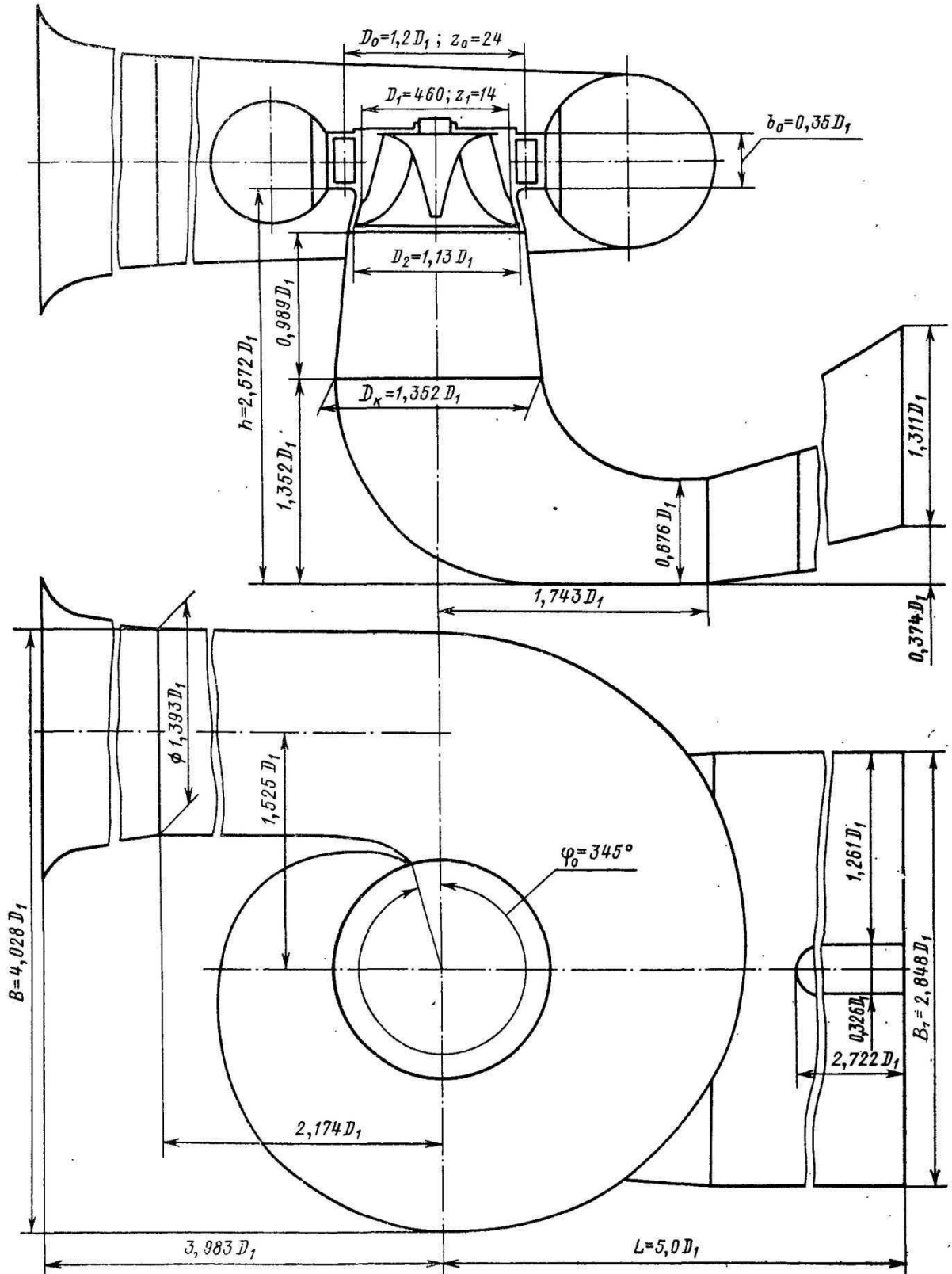


Рисунок И.1 – Проточная часть гидротурбины РО-45-В-710

ПРИЛОЖЕНИЕ К

Таблица уставок и матрица отключений защит

Таблица И.1 – Уставки защит

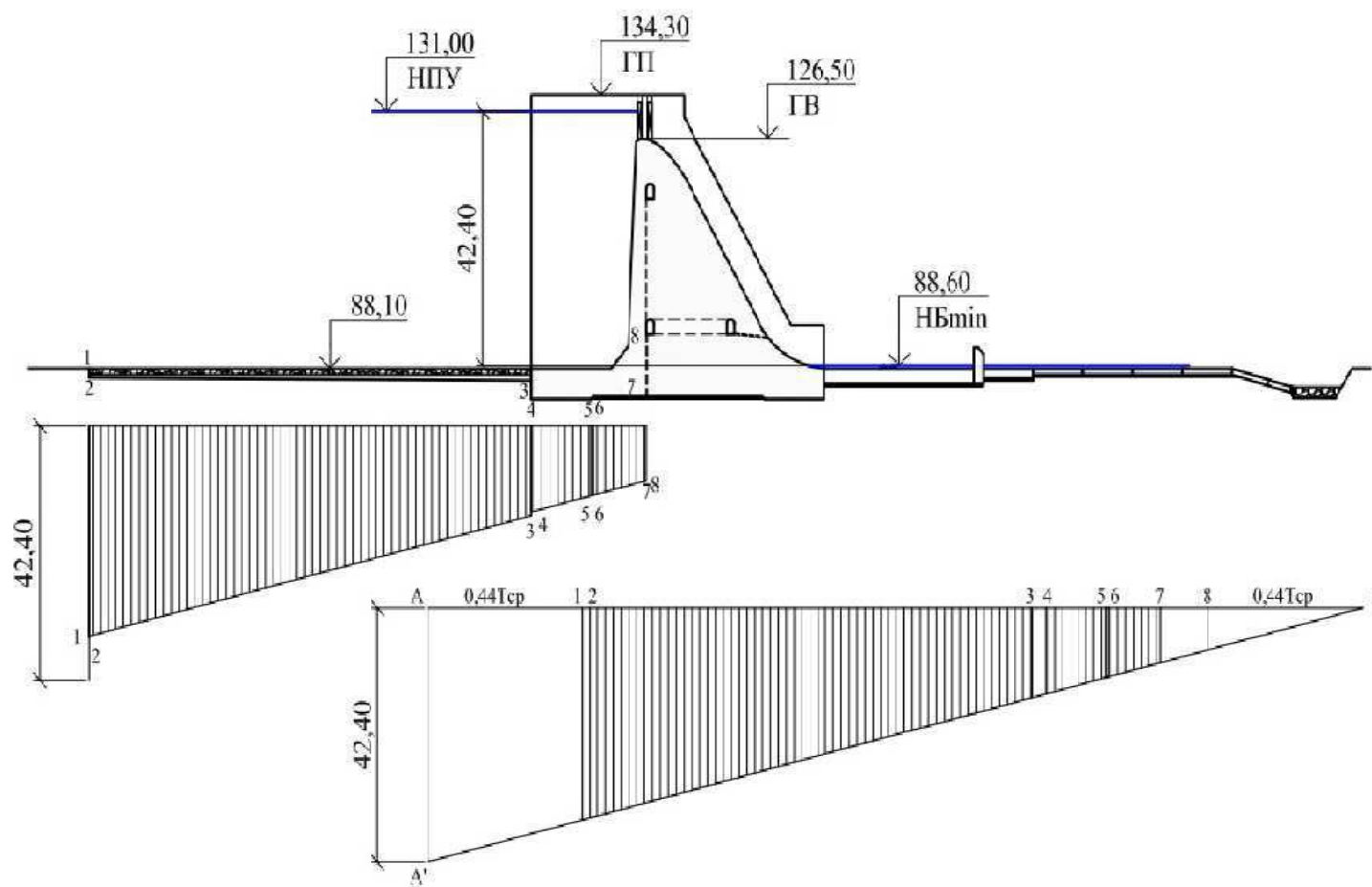
Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. защита продольная	IΔG	Ток срабатывания, I _{СР.0}	0,15 · I _Н	0,585 А	
		Коэффициент торможения, K _T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I _{НТ}	0,5 · I _Н	1,950 А	
		Тормозной ток, В	1,5 · I _Н	5,850А	
ЗЗГ	U ₀	t ₁	U _{01G}	-	5 В
		t ₂	U _{02G}	-	10 В
		t ₃	U _{0G}	-	15 В
	U ₀₃	Коэффициент торможения, K _T	1,1	-	
ЗПН	U >	2ступень	U _{СР2}	1,4 · U _Н	140 В
		1 ступень	U _{СР1}	1,2 · U _Н	120 В
Защита обратной последовательности и от несимметричных к.з. и перегрузок	I ₂	СО	I _{2СИГН}	0,07 · I _Н	0,273 А
		ПО	I _{2ПУСК}	0,15 · I _Н	0,585 А
		ОТС I	I _{2С.З.}	0,175 · I _Н	0,683 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I ₁	СО	I _{СИГН}	1,07 · I _Н	4,176 А
		ПО	I _{1ПУСК}	1,1 · I _Н	4,293 А
		ОТС	I _{1ОТС}	1,224 · I _{НОМ}	4,777А
ДЗ	Z <	1 ступень	Z _I	0,123	1,82 Ом
		2 ступень	Z _{II}	0,404	5,5 Ом
Защита ротора от перегрузки	I _p	СО	I _{p СИГН.}	1,07 · I _{НОМ.Р}	3,913 А
		ПО	I _{p ПУСК.}	1,1 · I _{НОМ.Р}	4,023 А
		Отсечка	I _{p ПУСК.}	2,19 · I _{НОМ.Р}	8,009 А

Таблица К.2 – Матрица отключений защит

Защиты		Действие							
		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал	
Наименование	Обозначение								
Диф. защита продольная	ІΔG	+	+	+	+				
ЗЗГ	U ₀	t ₁						+	
		t ₂					+		
		t ₃	+	+	+				
	U ₀	t	+	+	+				
ЗПН	U >	1 ступень t ₁	+	+					
		2 ступень t ₂	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I ₂	СО						+	
		ІО		+	+				
		ОТС І	t ₁				+		
			t ₂	+	+				
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I ₁	СО						+	
		ІО		+	+				
		ОТС	t ₁				+		
			t ₂	+	+				
ДЗ	Z <	1 ступень	t ₁				+		
			t ₂					+	
			t ₃	+	+				
		2 ступень	t ₁				+		
			t ₂					+	
			t ₃	+	+				
Защита ротора от перегрузки	I _p	СО						+	
		ІО		+	+				
		Отсечка		+	+				

ПРИЛОЖЕНИЕ Л

Эпюра фильтрационного давления



150

Рисунок Л.1 – Эпюра фильтрационного давления

ПРИЛОЖЕНИЕ Н

Краевые напряжения в горизонтальных сечениях плотины

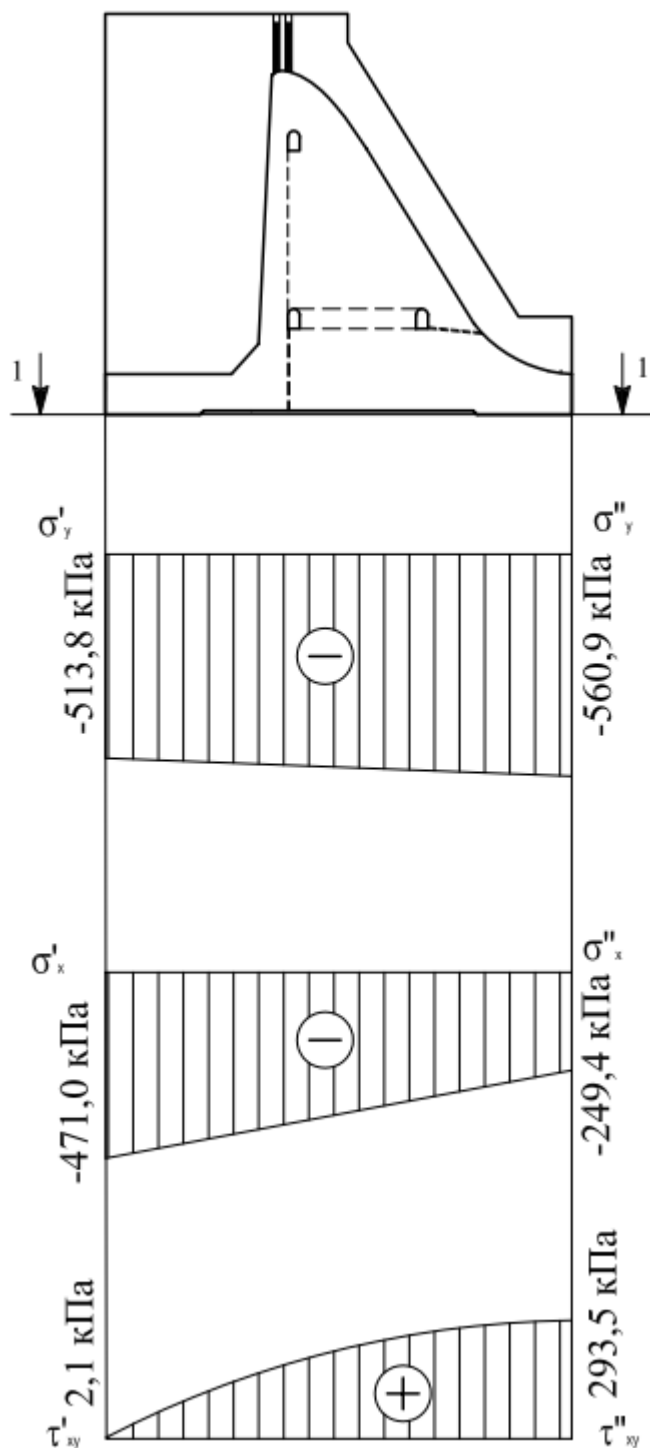


Рисунок Н.1 - Краевые напряжения в горизонтальных сечениях плотины

ПРИЛОЖЕНИЕ П

Структурная схема работы автоматических установок газового и порошкового пожаротушения

153

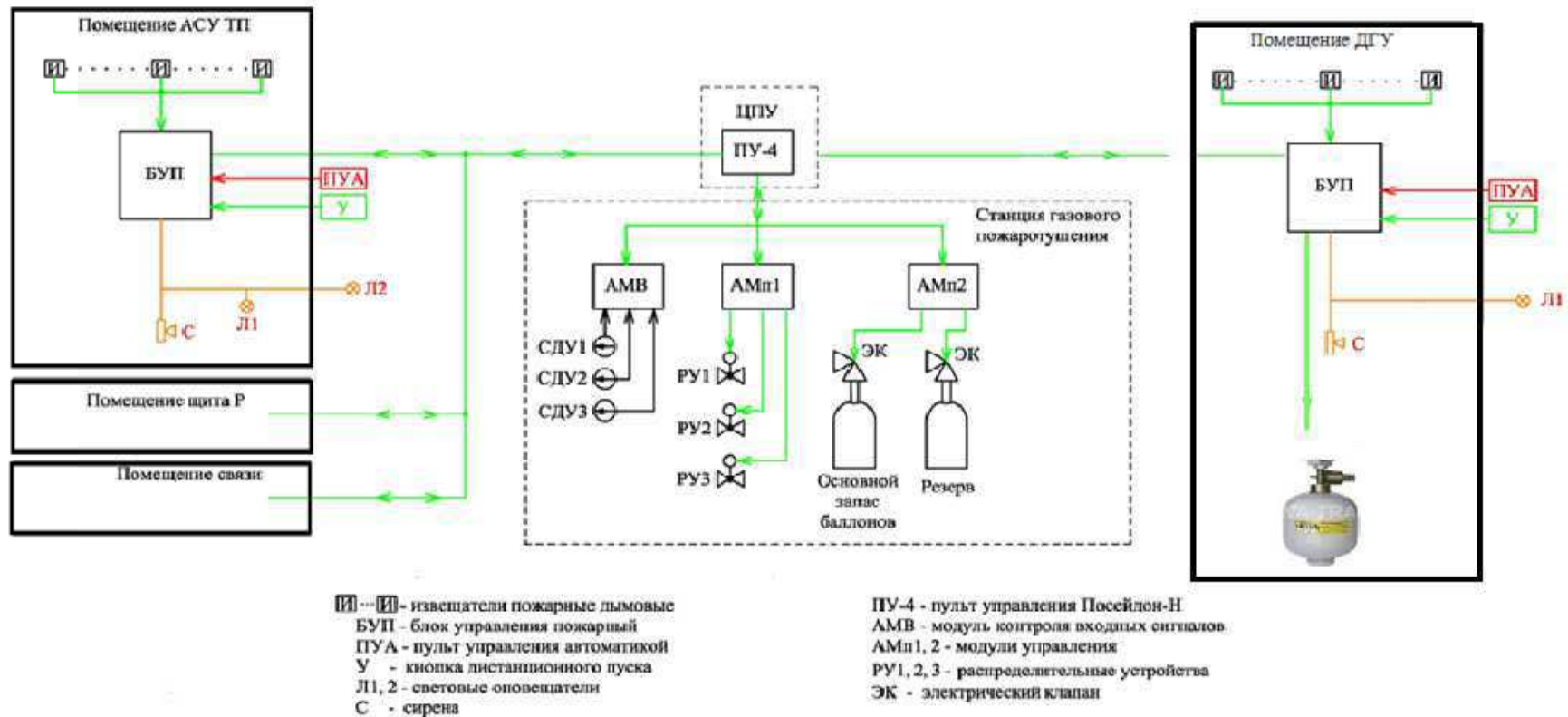
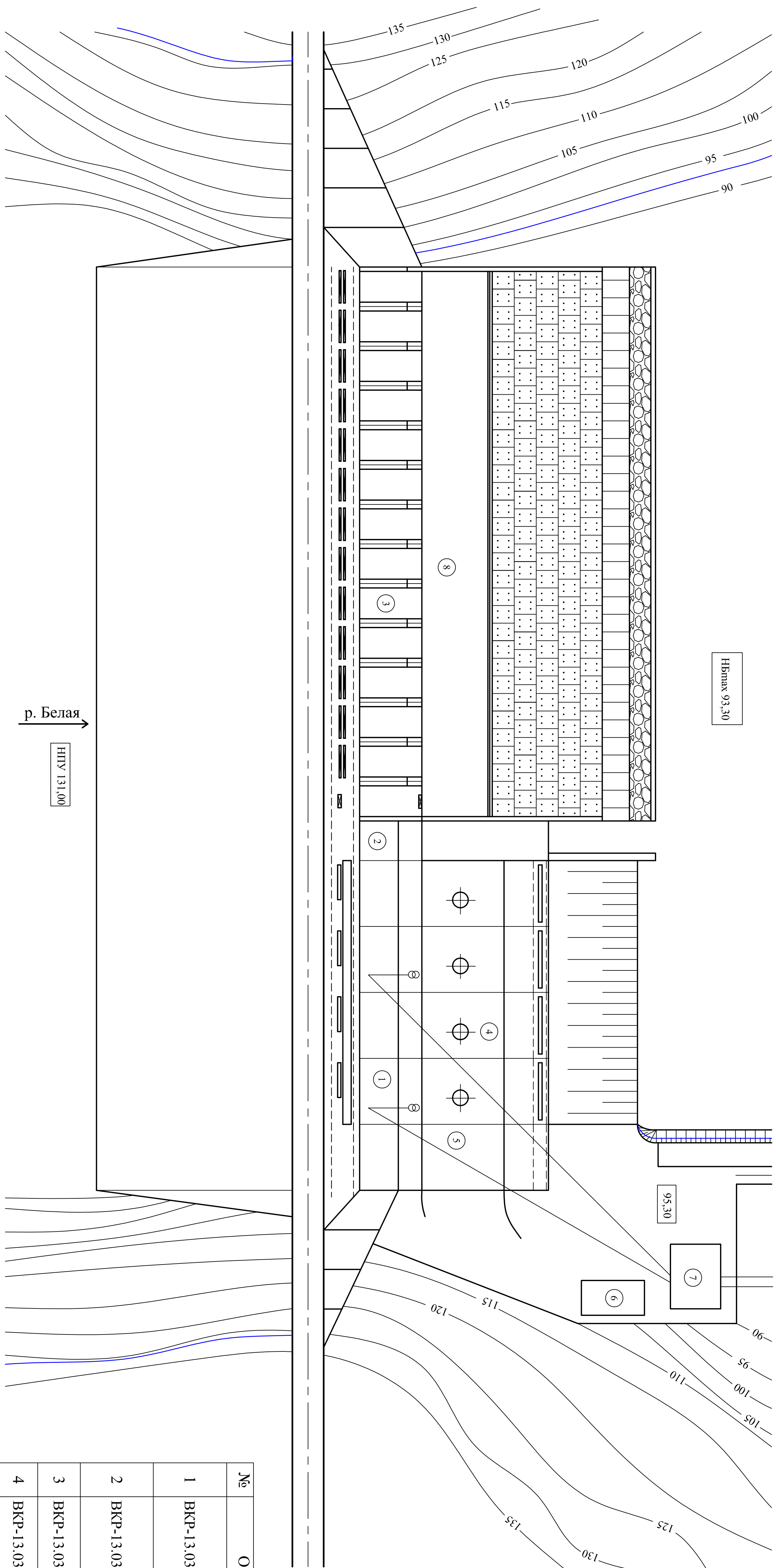


Рисунок П.1 – Структурная схема работы автоматических установок газового и порошкового пожаротушения

Генеральный план

1:1000



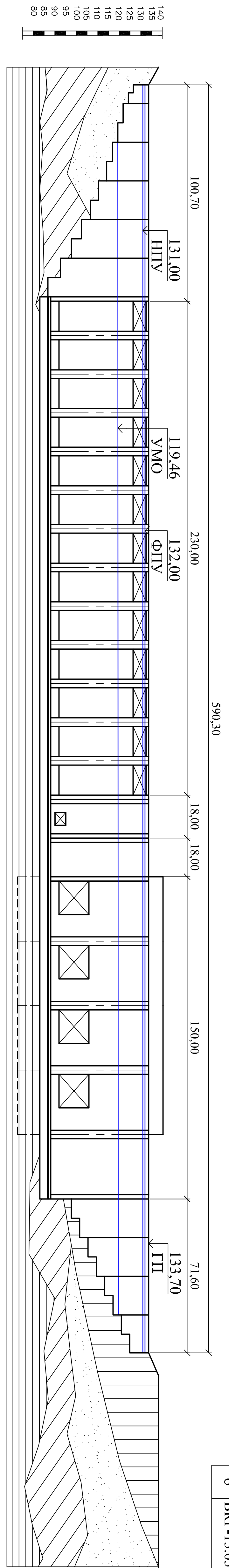
Экспликация зданий и сооружений

№	Наименование
1	Станционная часть бетонной плотины
2	Бетонная глухая плотина
3	Бетонная водосливная плотина
4	Машинный зал
5	Монтажная площадка
6	СТК
7	ОРУ 220 кВ
8	Водобойная плита

Ведомость состава проекта

№	Обозначение	Наименование
1	ВКР-13.03.02-541317710-ГП	Генеральный план. Вид с верхнего бьефа. Экспликация зданий и сооружений. Ведомость состава проекта.
2	ВКР-13.03.02-541317710-ГР1	Станционная плотина и здание ГЭС. Поперечный разрез. Основные характеристики ГА.
3	ВКР-13.03.02-541317710-ГР2	Поперечный разрез водосливной плотины
4	ВКР-13.03.02-541317710-ГР3	Сбор нагрузок на водосливную часть плотины
5	ВКР-13.03.02-541317710-ЭС1	Главная электрическая схема соединений
6	ВКР-13.03.02-541317710-ЭС2	Расчет защит релейной защиты

Вид с верхнего бьефа



Условные обозначения

	— Гидрогенератор
	— Трансформатор
	— Автодорога
	— Глина
	— Песок

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

№	Кол. ч.	Лист	Кол. ч.	Пробитые	Дата
1	1	1	1	1	2018

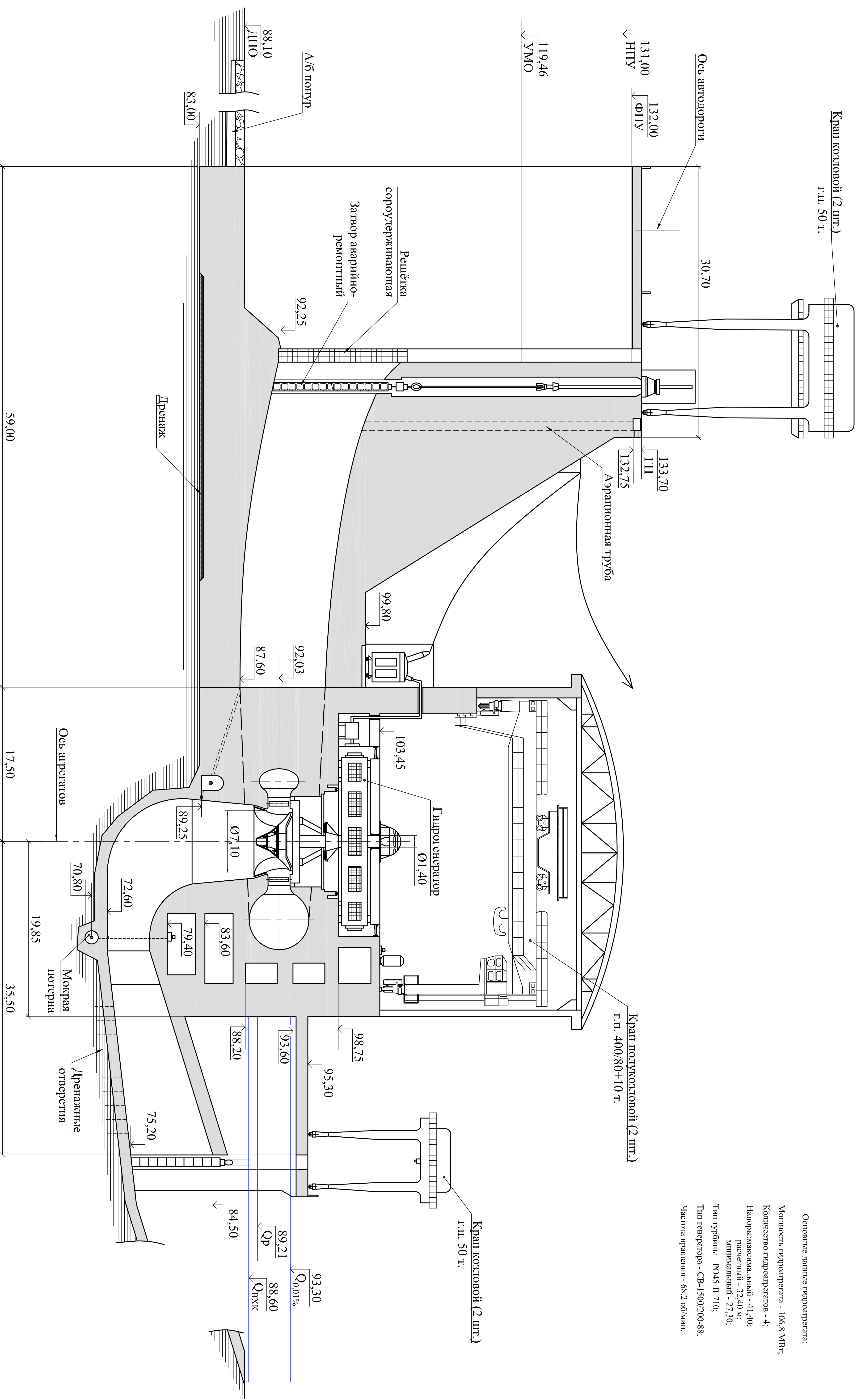
Имя	Кол. ч.	Лист	Кол. ч.	Пробитые	Дата
Разработ	1	1	1	1	2018
Проект	1	1	1	1	2018
Руковод	1	1	1	1	2018
Н.контр	1	1	1	1	2018
Утв	1	1	1	1	2018

Проектирование	Станция	Лист	Листов
Свяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета	ГЭС на реке Белая	1	6

Вид	Вид с верхнего бьефа	Кафедра	ГТЭС	2018
Генеральный план	Вид с верхнего бьефа	Кафедра ГТЭС	2018	

Разрез по оси агрегата

1:200



Основные данные гидроагрегата:
 Мощность гидроагрегата - 106,8 МВт;
 Количество гидроагрегатов - 4;
 Напоры: максимальный - 41,40;
 расчетный - 32,40 м;
 минимальный - 27,30;
 Тип турбины - РО45-В-710;
 Тип генератора - СВ-1500/200-88;
 Частота вращения - 68,2 об/мин.

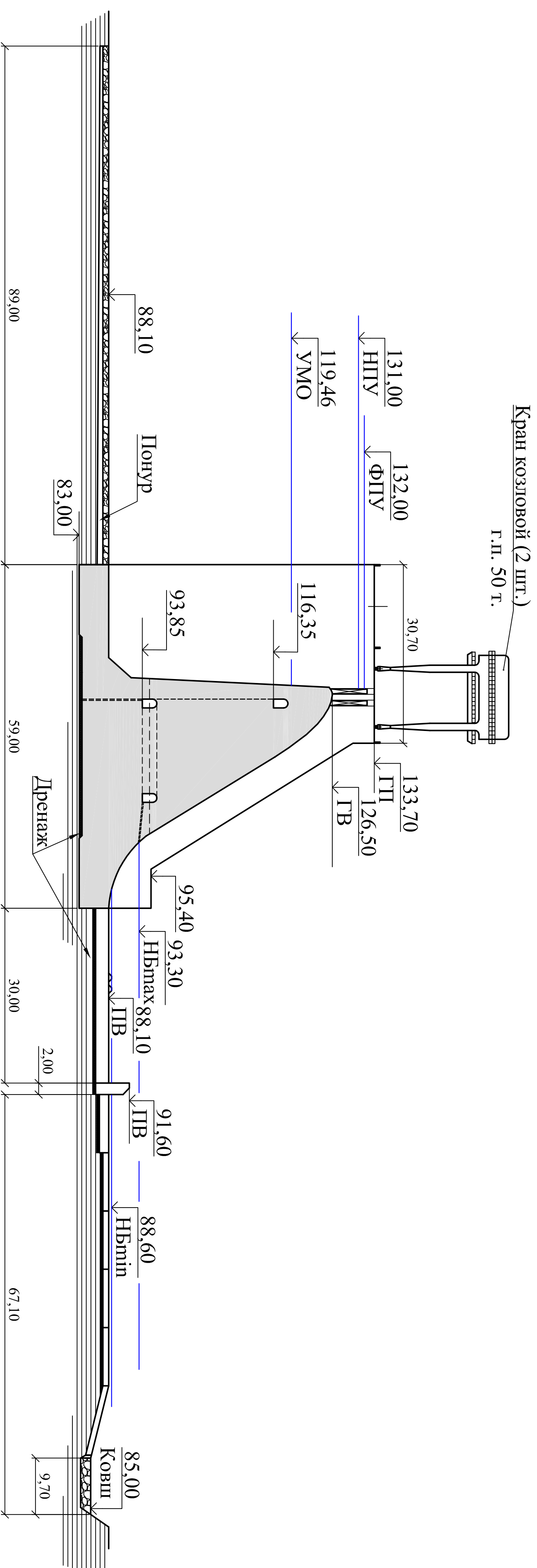
1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

Имя	Козлов	Лист	Козлов	Дата	
Автор	Масленников	Статус	Лист	Листов	
Проверка	Масленников	Статус	Лист	Листов	
Руководитель	Масленников	Статус	Лист	Листов	
Н. контр.	Масленников	Статус	Лист	Листов	
Утв.	Масленников	Статус	Лист	Листов	

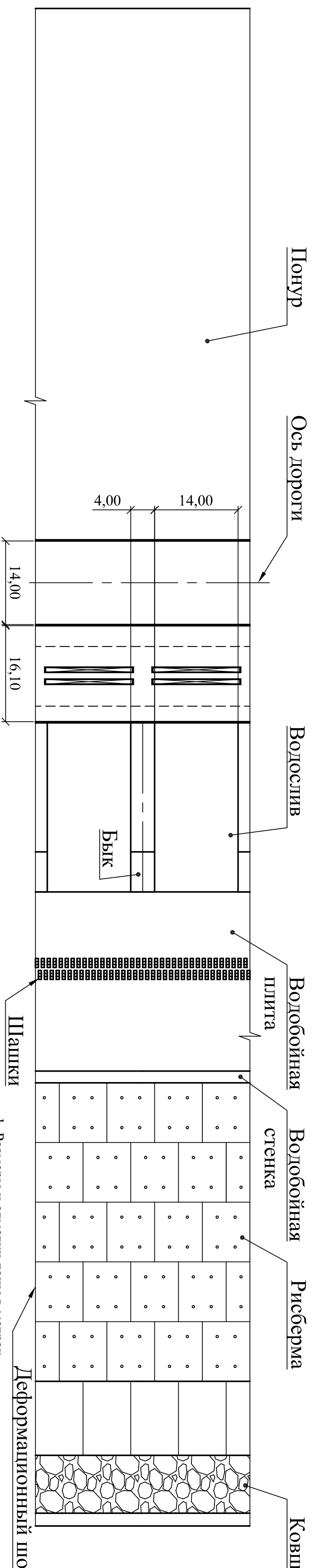
ВКР-13.03.02-541317710-ГР1
 Саяно-Шушенский филиал Сибирского
 федерального университета
 Проектирование Тирлянской
 ГЭС на реке Белая
 Разрез по оси агрегата
 Кафедра ГТЭС
 2018

Разрез по оси водосливной плотины

1:500



План водосливной плотины



1. Размеры и отметки даны в метрах
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-541317710-ГП.

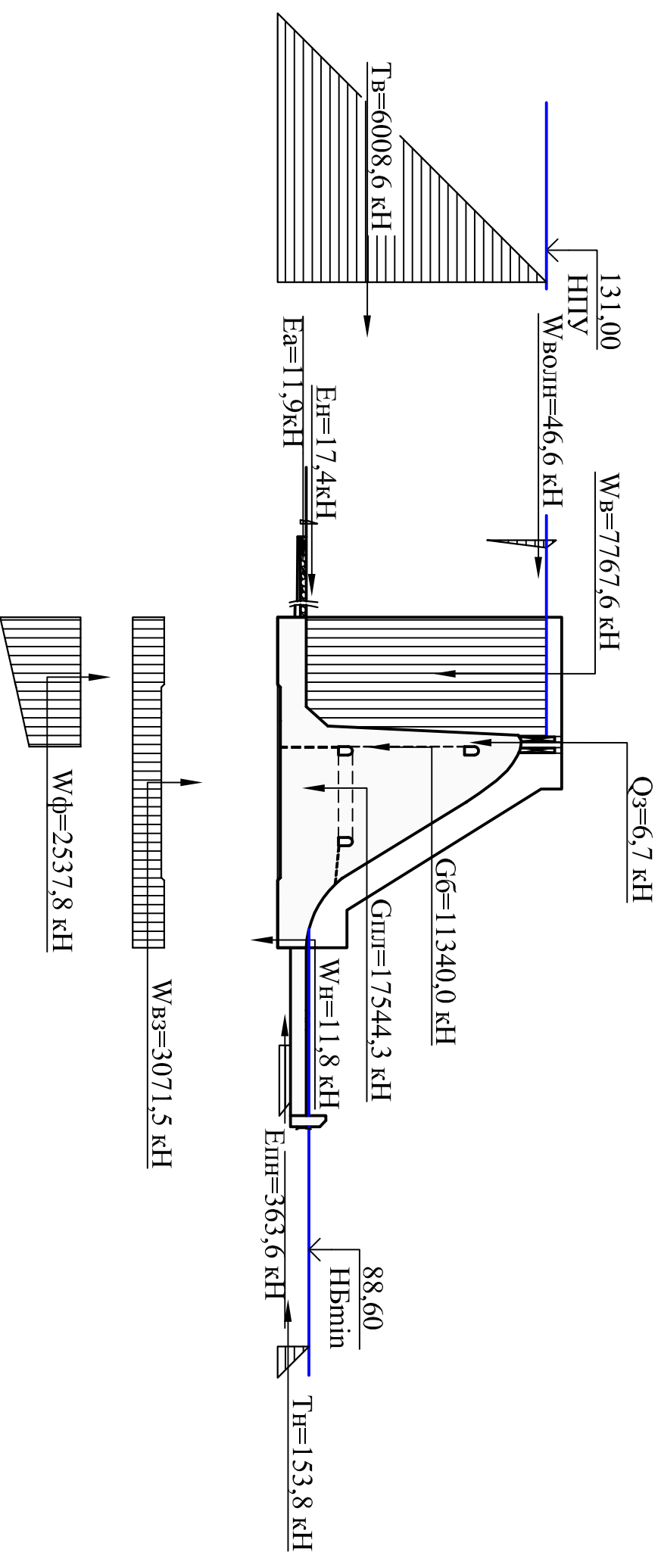
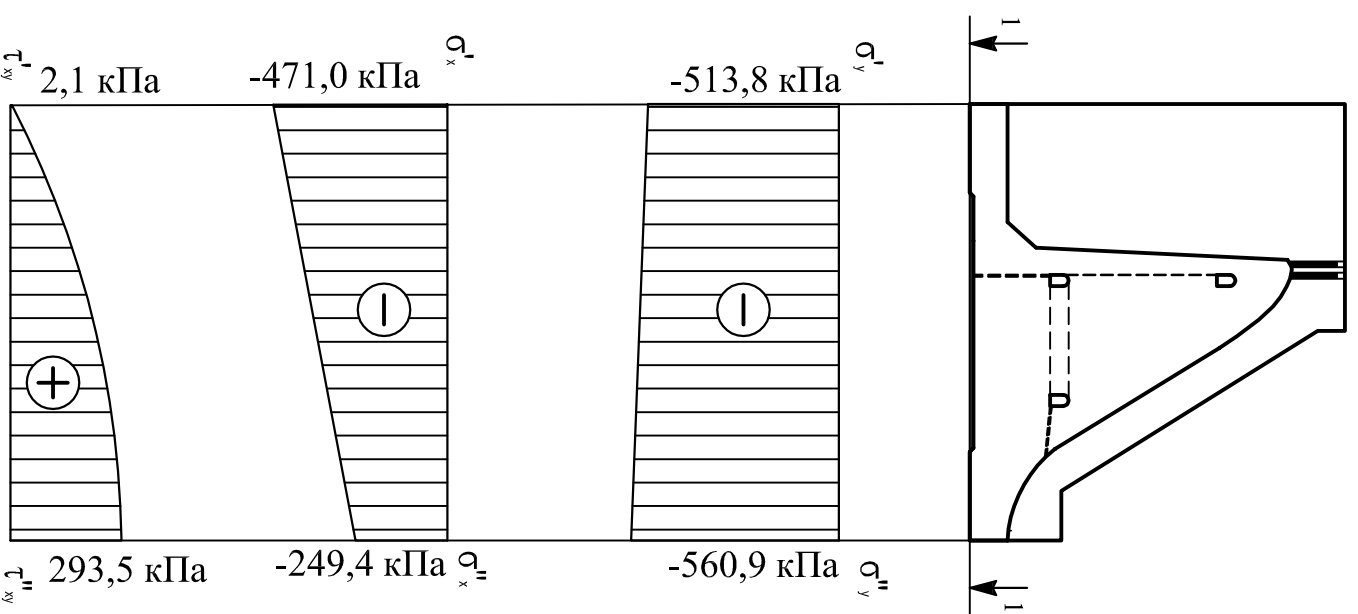
ВКР-13.03.02-541317710-ГР2

Саяно-Шушенский филиал Сибирского
федерального университета

Изм.	Кол.уч.	Лист	Редок	Подпись	Дата	Проектное задание Тирлянской ГЭС на реке Белая Разрез по оси водосливной плотины. План водосливной плотины	Кафедра ГТЭС 2018
Разработ	1	Водосливной					
Провер	1	Ульянова					
Руковод	1						
Н.контр.							
Утв.							

Сбор нагрузок на водосливную часть плотины

Масштаб 1:1000

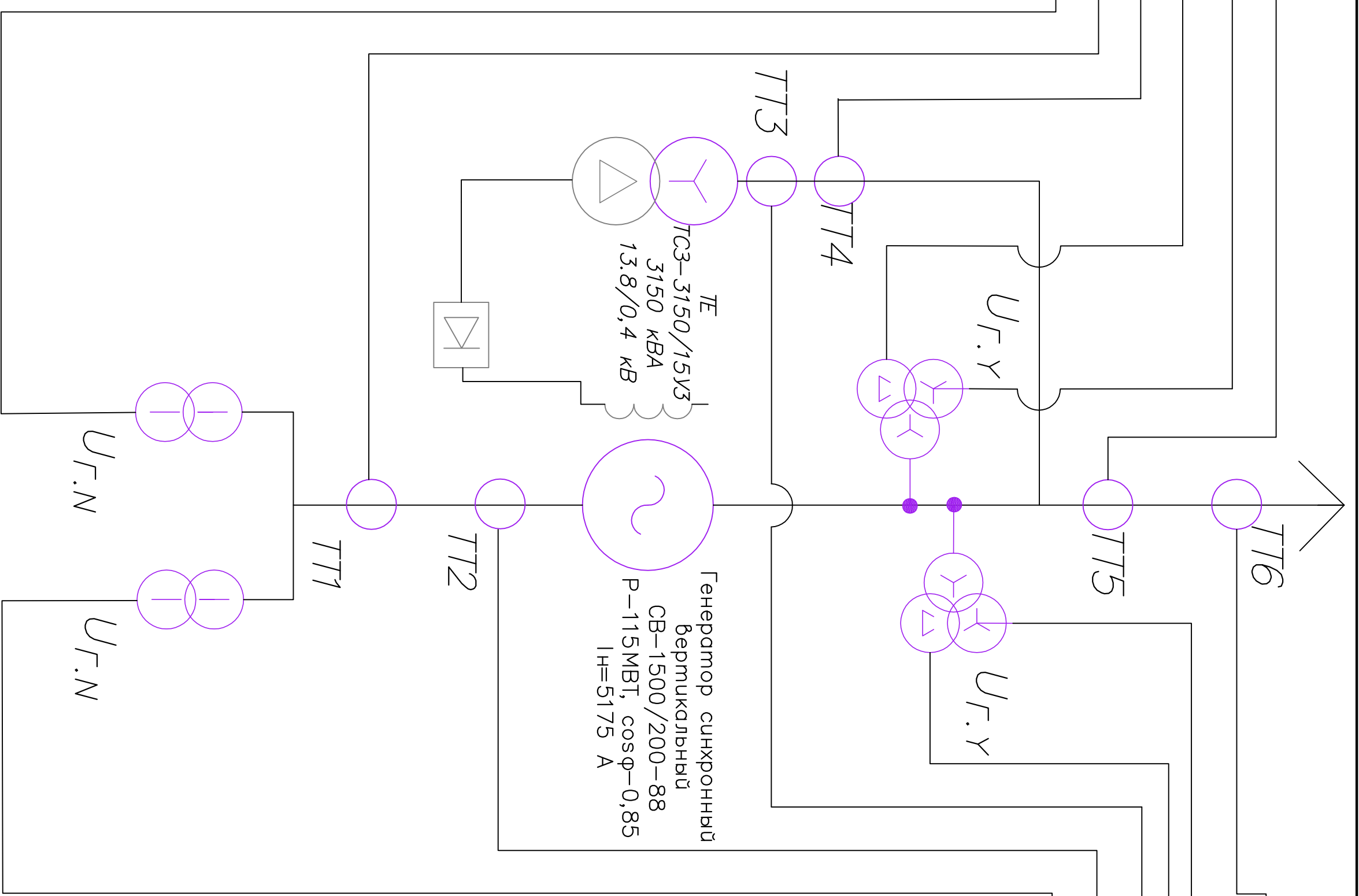


1. Размеры и отметки даны в метрах
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-541317710-ГП.

ВКР- 13.03.02 - 541317710-ГРЗ		Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета	
Изм.	Кол.УчЛист	Недок	Подпись Дата
Разраб.	Гвоздовский		
Провер.	Ульянова		
Руковод.			
Н.контр.			
У.тв.			
Сбор нагрузок на водосливную часть плотины		Стадия	Лист
		Лист	Листов
		4	
Кафедра ГТЭС, 2018 г.			

ШЭ1113(Система А)		ШЭ1113(Система Б)	
ИAG	Иr	Иr	ИAG
Z1<Z2< U1<U2< КИН	Ua, y	Ua, y	Z1<Z2< U1<U2< КИН
КИН, Уп(Uo)	Ur, Δ	Ur, Δ	КИН, Уп(Uo)
I>TB, Ip	Ив вн	Ив вн	I>TB, Ip
ИAG, I2, I2>, И1, Z1<, Z2<	Ипг	Ипг	ИAG, I2, I2>, И1, Z1<, Z2<
Уп(Uo)	Ur, N	Ur, N	Уп(Uo)

Наименование	Обозначение	Наименование	О.Е.	Именованные единицы	Уставки	
					Ток срабатывания Isp, о	Именованные единицы
Диф. защита провольная	ИAG	Ток срабатывания Isp, о	0,15·I _N	0,51 А		
		Коэффициент торможения, Кт	0,3	—		
		Уставка начально торможения, Iнт	0,5·I _N	1,7 А		
		Тормозной ток, В	1,5·I _N	5,1 А		
ЗЗГ	Uo	t1	—	5 В		
		t2	—	10 В		
		t3	—	15 В		
ЗПН	U>	Uог	1,1	—		
		Uог2	1,4U _N	140 В		
		Uог1	1,2U _N	120 В		
Защита от несимметричн к.з. и перегрузк	I1	CO	I2 СИГН	0,07·I _N	0,24 А	
		ПО	I2 ПУСК	0,18·I _N	0,51 А	
		ОТС	I2с з	0,253·I _N	0,92 А	
		CO	I1 СИГН	1,07·I _N	3,7 А	
		ПО	I1 ПУСК	1,1·I _N	3,8 А	
		ОТС	I1 ОТС	1,224·I _N	4,2 А	
ДЗ	Z>	1 ступень	Z1	0,044	0,071 Ом	
		2 ступень	Z2	0,34	0,5 Ом	
		CO	Iр сивн	1,07·I _N	3,7 А	
Защита ротора от перегрузки	Iр	ПО	Iр пуск	1,11·I _N	3,8 А	
		CO	Iр сивн	1,07·I _N	3,7 А	
		Отсечка	Iр пуск	2,19·I _N	7,5 А	



Наименование	Обозначение	Действие							
		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПХТ ГГ	Отключение СВ	Отключение В-110 и В-ТЧН	Разгрузка по мощности	Предупр. сигнал
Диф. защита провольная	ИAG	t1	+	+	+	+			+
		t2	+	+	+			+	
		t3	+	+	+				
ЗЗГ	Uo	Uог	+	+	+				
		Uог2	+	+	+				
		Uог3	+	+	+				
ЗПН	U>	1 ступень	+	+	+				
		2 ступень	+	+	+				
Защита от несимметричн к.з. и перегрузк	I1	CO							+
		ИО							
		t1							
		t2							
		t3							
		ОТС							
ДЗ	Z>	1 ступень							+
		t1							
		t2							
		t3							
		2 ступень							
		CO							
Защита ротора от перегрузки	Iр	ИО							
		ИО							
		Отсечка							


Изм. Колуч Лист № док		Подпись		Дата	
Разраб.	Лист	Иванов		05.06.18	
Провер.	Лист	Петров		05.06.18	
Т. контр.	Лист	Сидоров		05.06.18	
Н. контр.	Лист	Куликов		05.06.18	

ВКР-13.03.02-541317710-ЭС2		
Саяно-Шушенский филиал СФУ		
Проектирование Турлянской ГЭС	Статус	Лист
Расчет защит релейной защиты	Статус	Лист

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



«15» 16 _____ 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02- Электроэнергетика и электротехника

**Проектирование Тирлянской ГЭС на реке Белая. Установки и
системы автоматического газового и порошкового
пожаротушения, пожарной автоматики и сигнализации на
проектируемых ГЭС и РУ**

Руководитель



подпись, дата

доцент кафедры ГТЭС

СШФ СФУ

должность

В. И. Татарников

инициалы, фамилия

Выпускник



подпись, дата

В. А. Гвоздовский

инициалы, фамилия