

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

«18» 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

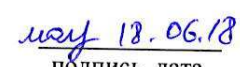
13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ КРАСНОВИШЕРСКОЙ ГЭС. СОСТАВЛЕНИЕ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПАСПОРТА И ПЛАНА МЕРОПРИЯТИЙ ПО
ПОВЫШЕНИЮ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И
ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ НА ГЭС**

Руководитель  18.06.18
подпись, дата

Начальник оперативной
службы
«Саяно-Шушенской ГЭС
имени П.С. Непорожного»
должность

И.Ю. Погоняйченко
инициалы, фамилия

Выпускник  18.06.18
подпись, дата

Д.Е. Мамышев
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2018

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Красновишерской ГЭС на реке Вишера. Составление энергетического паспорта и плана мероприятий по повышению энергоэффективности и энергосбережения на ГЭС».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчёты	<u>Зайд 13.06.18</u> подпись, дата	<u>Е.И. Зайцев</u> инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	<u>А.В. Масленникова</u> подпись, дата	<u>А.В. Масленникова</u> инициалы, фамилия
Электрическая часть	<u>И.Ю. Погодин</u> подпись, дата	<u>И.Ю. Погодин</u> инициалы, фамилия
Устройства РЗА	<u>В.В. Карачева</u> подпись, дата	<u>В.В. Карачева</u> инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	<u>В.Б. Зайцев</u> подпись, дата	<u>В.Б. Зайцев</u> инициалы, фамилия
Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	<u>И.Ю. Погодин</u> подпись, дата	<u>И.Ю. Погодин</u> инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	<u>В.В. Лаврова</u> подпись, дата	<u>В.В. Лаврова</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролёр	<u>А.А. Работкина</u> подпись, дата	<u>А.А. Работкина</u> инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращённый паспорт Красновишерской ГЭС	6
Введение.....	8
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	9
1.1 Природные условия	9
1.1.1 Климат.....	9
1.1.2 Гидрологические данные	9
1.1.3 Инженерно-геологические условия	11
1.1.4 Сейсмические условия	11
2 Водноэнергетические расчёты.....	12
2.1 Регулирование стока воды	12
2.1.1 Исходные данные.....	12
2.1.2 Выбор расчётного маловодного и средневодного года	12
2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов.....	14
2.2.1 Водноэнергетические расчёты по условию маловодного года.....	14
2.2.2 Определение установленной мощности ГЭС	14
2.2.3 Водноэнергетические расчеты по условию средневодного года	15
2.3 Баланс мощности и энергии.....	16
2.3.1 Баланс энергии энергосистемы	16
2.3.2 Баланс мощности энергосистемы	16
3 Основное и вспомогательное оборудование	17
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	17
3.1.1 Построение режимного поля	17
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам	19
3.2 Гидротурбины и их проточная часть	21
3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины.....	21
3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части	23
3.2.3 Выбор типа и габаритных размеров маслonaпорной установки	26
3.3 Выбор гидрогенератора.....	27
3.4 Выбор электрогидравлического регулятора	28
4 Электрическая часть	29
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений.....	29
4.2 Главные повышающие трансформаторы.....	29
4.3 Распределительное устройство.....	30
4.3.1 Выбор проводов отходящих воздушных линий	30
4.3.2 Выбор схемы распределительного устройства.....	31
4.4 Электротехническое оборудование.....	32
4.4.1 Выбор трансформаторов собственных нужд	32
4.4.2 Расчёт токов короткого замыкания.....	33
4.4.3 Выбор аппаратов 220 кВ	33

4.4.4	Выбор электротехнического оборудования 220 кВ на генераторном напряжении.....	35
5	Релейная защита и автоматика.....	36
5.1	Перечень защит основного оборудования.....	36
5.2	Продольная дифференциальная защита генератора	37
5.3	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора.....	40
5.4	Защита от повышения напряжения	42
5.5	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий	43
5.6	Защита от симметричных перегрузок	47
5.7	Дистанционная защита генератора	48
5.8	Защита от перегрузок обмотки ротора.....	51
6	Компоновка и сооружения гидроузла	54
6.1	Состав и компоновка гидроузла	54
6.2	Проектирование бетонной водосливной плотины	54
6.2.1	Определение класса гидротехнического сооружения.....	54
6.2.2	Определение отметки гребня плотины и гребня быка.....	54
6.2.3	Определение ширины водосливногo фронта.....	56
6.2.4	Определение отметки гребня водослива	57
6.3	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	58
6.4	Гашение энергии потока способом отброшенной струи	59
6.5	Проектирование донного водоспуска	61
6.6	Конструирование плотины.....	61
6.6.1	Определение ширины подошвы плотины	61
6.6.2	Разрезка бетонной плотины швами	62
6.6.3	Быки	62
6.6.4	Галереи в теле плотины.....	63
6.7	Расчет цементационной завесы и дренажа.....	63
6.8	Статические расчеты плотины.....	65
6.8.1	Вес сооружения.....	65
6.8.2	Сила гидростатического давления воды	66
6.8.3	Сила взвешивающего и фильтрационного давления	67
6.8.4	Давление наносов и грунта	68
6.8.5	Волновое давление и пригруз.....	71
6.9	Расчет прочности плотины.....	73
6.10	Критерии прочности плотины	75
6.11	Расчет устойчивости плотины	76
7	Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	78
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений	78
7.2	Требования по охране труда и технике безопасности для работников Красновишерской ГЭС	78
7.2.1	Общие положения	78
7.2.2	Охрана труда Красновишерской ГЭС.....	80
7.3	Пожарная безопасность	83

7.3.1 Общие требования к пожарной безопасности	83
7.3.2 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС	85
7.4 Охрана природы	86
7.4.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов	87
7.4.2 Водоохранная зона	88
7.4.3 Водоохранные мероприятия на ГЭС	89
8 Технико-экономические показатели	92
8.1 Объем продаж	92
8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии	92
8.3 Налоговые расходы	94
8.4 Оценка суммы прибыли	95
8.5 Методология и исходные данные, оценка инвестиционного проекта ...	96
8.6 Коммерческая эффективность	96
8.7 Бюджетная эффективность	97
8.8 Анализ рисков инвестиционного проекта	97
9 Составление энергетического паспорта и плана мероприятий по повышению энергоэффективности и энергосбережения на ГЭС	100
9.1 Сокращение собственного потребления электроэнергии ГЭС	100
9.2 Типовая программа энергетических обследований гидростанций	101
9.2.1 Общие положения	101
9.2.2 Анализ состава оборудования, условий и режимов работы ГЭС ...	102
9.2.3 Оценка состояния технического учета и отчетности	103
9.2.4 Оформление результатов энергетического обследования	104
9.3 Общая структура расхода электроэнергии на электростанции	104
9.4 Потери электроэнергии в станционной электрической сети Красновишерской ГЭС	105
9.5 Перечень мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности Красновишерской ГЭС	106
9.5.1 Перечень обязательных мероприятий	106
9.5.2 Организационные мероприятия	107
Заключение	108
Список использованных источников	110
Приложения А-Г	114-126

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ КРАСНОВИШЕРСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Вишера;
2. Местонахождение ГЭС Пермская область;
3. Тип проектируемой установки ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 661 м³/с;
 - б) всех турбин 744 м³/с;
 - г) минимальный 113,5 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока многолетний
 - б) отметка: НПУ 193,00 м;
ФПУ 195,00 м;
УМО 170,46 м;
 - в) объемы:
 - полный 10,25 км³;
 - полезный 7,45 км³;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 70,47 м;
 - б) расчетный 64,00 м;
 - в) минимальный 45,43 м;
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
 - установленная 415 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 3,124 млрд. кВт·ч;
8. Грунтовая плотина (общая длина)
 - а) правобережная грунтовая плотина 762 м;
 - б) левобережная грунтовая плотина 268 м
9. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
 - а) водосливная 34,5 м / 85,6 м;
 - в) число и размер пролетов 3 по 8 м;
 - г) максимальная высота 85,6 м;
10. Здание ГЭС:
 - а) тип здания приплотинное;
 - б) число агрегатов 4;
 - б) грунты в основании доломит;
 - в) тип спиральной камеры металлическая;
 - г) тип отсасывающей трубы изогнутая;
11. Основное оборудование:
 - а) тип турбины РО75-В-450;
 - б) тип генератора СВ – 915/165 – 40У4;
 - в) мощность генератора 111 МВт;

г) частота вращения 150 об/мин;
д) тип трансформаторов ТДЦ-250000/220;

12. Техничко-экономические показатели:

а) сметная стоимость ГУ 28,594 млрд. руб.;
б) удельные показатели 21663,90 руб./кВт;
в) себестоимость энергии 0,08 руб·ч;
г) срок окупаемости 55 мес.

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэнергетика – одна из важнейших отраслей промышленности в нашей стране.

Гидроэнергетические ресурсы — возобновляемый источник энергии, связанный с круговоротом воды в природе. Это наиболее экологически чистый источник энергии из промышленно доступных, не создающий эмиссии углекислого газа и вредных веществ в атмосферу.

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

Себестоимость электроэнергии произведенной на ГЭС, не зависит от колебаний цен на традиционное топливо: уголь, газ, мазут, уран. 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. Гидростанции 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 электрического тока в энергосистеме.

Все эти преимущества подталкивают к строительству новых гидроэлектростанций.

Целью дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции с применением и закреплением теоретических знаний, а также путем инженерной мысли и творческого подхода к решению конкретных задач, найти оптимальные проектные решения. В данной дипломной работе спроектирована гидроэлектростанция с наиболее подходящими оборудованием, сооружениями, их компоновкой.

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

Вишера – река Пермском крае России, левый приток реки Камы (впадает в Вишерский залив Камского водохранилища)

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Климат района расположения гидроузла – умеренно-континентальный, с мягкой зимой и жарким летом.

Средняя температура воздуха составляет $-0,3$ °С. Самый холодный месяц в городе — январь со средней температурой $-15,4$ °С. Самый тёплый месяц — июль, его среднесуточная температура $+17,1$ °С.

Среднегодовое количество осадков – 618 мм. Максимум осадков приходится на декабрь, а минимум — на октябрь. В течение года среднее количество дней с осадками — около 161.

Зима, как правило, наступает в середине декабря, когда среднесуточная температура регулярно опускается ниже нуля. Зима характеризуется неустойчивой погодой, морозы чередуются оттепелями. Снежный покров обычно редко держится более трёх недель в году, в отдельные годы же и вовсе бывают зимы без постоянного снежного покрова. Зимой осадки выпадают в виде снега, мокрого снега или дождя.

1.1.2 Гидрологические данные

Длина — 415 км, площадь бассейна — 31 200 км² Пятая по длине река Пермского края, одна из наиболее живописных рек Урала. Начинается на северо-востоке края, на границе с Республикой Коми Свердловской области. Протекает главным образом по предгорьям Урала, имея большей частью характер быстрой горной реки, текущей в узкой долине; много мелей и порогов. В бассейне распространены карстовые явления. Правый исток Вишеры — Малая Вишера — берёт начало на хребте Яны-Емты, левый — Большая Вишера — с отрогов Поримонгит-Ур.

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

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

Таблица 1.1 – Координаты кривых связи нижнего бьефа.

Q, м ³ /с	Z, м
0	121,00
340	132,33
680	137,74
1020	140,64
1360	143,74
1700	144,98
2040	145,87
2380	146,45
2720	146,78
3060	146,82
3400	147,00

Таблица 1.2 -Координаты кривых связи верхнего бьефа.

V, км ³	Z, м
0	121
1,025	148
2,05	165,95
3,075	174,45
4,1	180,87
5,125	185,96
6,15	188,98
7,175	190,36
8,2	191,66
9,225	192,43
10,25	193

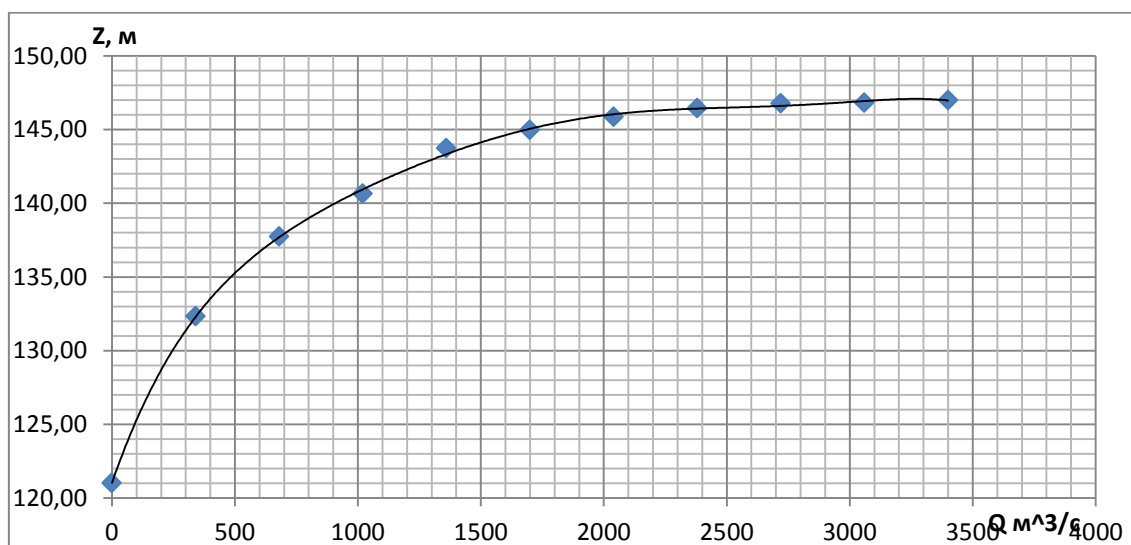


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

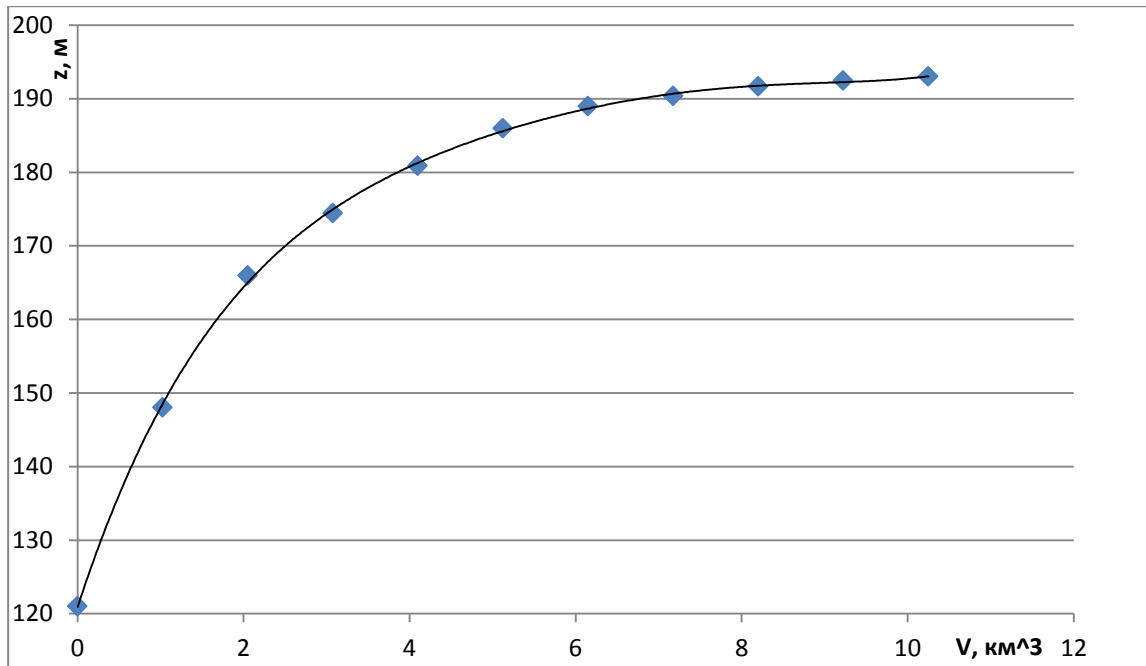


Рисунок 1.2 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

1.1.3 Инженерно-геологические условия

По геологической карте определено, что в районе створа Красновишерской ГЭС нет зон тектонического контакта. В основании реки Вишера – скальные породы: доломит

1.1.4 Сейсмические условия

Согласно СНиПу[1] и в соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-97-С) расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Красновишерской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% равна 6 баллам шкалы MSK-64.

2 Водноэнергетические расчёты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Исходные данные

- кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа и объёмов водохранилища и уровней верхнего бьефа (таблица 1.1, 1.2 рисунок 1.1 и 1.2);
- коэффициент мощности:

$$k_N = 8,6;$$

- потери напора в водоподводящих сооружениях:

$$\Delta h = 0,72;$$

- НПУ Красновишерской ГЭС:

$$\text{НПУ} = 193 \text{ м};$$

- ряд гидрологических наблюдений за рекой Вишера за период 1939-1988 гг. (приложение А, таблица А.1);
- требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1;

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды с водохранилища

Q, м ³ /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	227	227	227	227	454	454	454	454	454	227	227	227
Фильтрация	1	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1
Испарение	1	1	1	1	2	2	2	1	1	1	1	1

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

2.1.2 Выбор расчётного маловодного и средневодного года

В качестве расчётного маловодного года принимаем 1953г.

Коэффициенты приведения по межени и половодью для расчётного средневодного года:

$$K_M = \frac{Q_M^{1987}}{Q_M^{1939}} = \frac{140}{136} = 1,03 \quad (2.1)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi}^{1969}}{Q_{\Pi}^{1939}} = \frac{1398}{1422} = 0,98 \quad (2.2)$$

где Q_M^{1987} – расход по межени за 1987 год;
 Q_M^{1939} – расход по межени за 1939 год;
 Q_{Π}^{1969} – расход по половодью за 1969 год;
 Q_{Π}^{1939} – расход по половодью за 1939 год.

В качестве расчётного средневодного года принимаем 1939г.

Результаты приведения и корректировки представлены в таблице 2.2 и 2.3.

Расчётные гидрографы представлены на рисунке 2.1

Таблица 2.2- Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

Расходы в кубических метрах в секунду								
	год	янь	фев	март	ап	май	июнь	июль
средневод	1939	48	50	48	40	1160	1260	1618
маловод	1953	44	37	37	28	1104	1110	1010

Продолжение Таблицы 2.2

Расходы в кубических метрах в секунду					
авг	сент	окт	нояб	дек	ср.год
1710	1360	537	151	76	672
930	960	459	110	62	491

Таблица 2.3 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года с корректировкой

Расходы в кубических метрах в секунду								
	год	янь	фев	март	ап	май	июнь	июль
средневод	1939	50	52	50	42	1154	1254	1610
маловод	1953	44	37	37	28	1104	1110	1010

Продолжение Таблицы 2.2

Расходы в кубических метрах в секунду					
авг	сент	окт	нояб	дек	ср.год
1701	1353	558	157	79	672
930	960	459	110	62	491

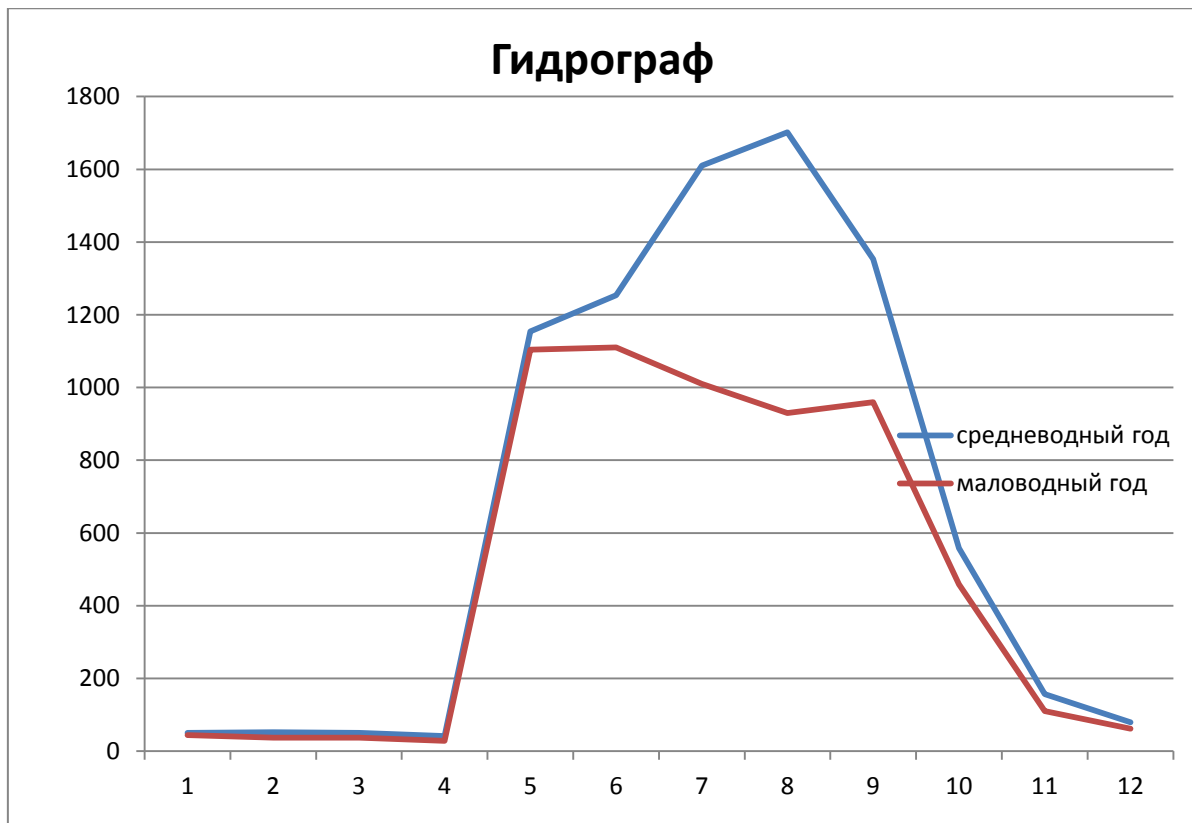


Рисунок 2.1 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов

2.2.1 Водноэнергетические расчёты по условию маловодного года

Построим баланс энергий в системе, для этого на графике средних годовых мощностей откладываем гарантированные мощности $N_{ГЭС}^{сум}$, затем от этой линии откладываем мощности при работе по бытовому притоку и по ВХК. В месяцах, где $N_{БЫТ} > N_{ВХК}$ имеем профицит, а в месяцах $N_{БЫТ} < N_{ВХК}$ – дефицит. Проведем на графике линию так, чтобы мощности примерно были равны сумме 2 режимов работы. Расстояние от линии гарант. мощности до отметки существующей ГЭС определяет гарантированную мощность в каждом месяце. В те месяцы, в которых мощности находятся ниже линии гарантированной мощности, работаем по вхк.(см приложение).

Месяцем начала сработки является первый месяц в котором $N_{БЫТ} < N_{ВХК}$ (X месяц для данного случая). Регулируя расход воды в водохранилище, добиваемся мощности равной гарантированной. В месяцы, в которые работаем по вхк, необходимо соблюдать условия ($Q_{НБ} \geq Q_{ВХК}$).

2.2.2 Определение установленной мощности ГЭС

Красновишерская ГЭС будет использована для покрытия пиков нагрузки энергосистемы на плакате «Использование водной энергии».

Принимаем санитарный расход:

$$Q_{\text{сан}} = 113,5 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Рабочая мощность определяется построением прямоугольного треугольника на ИКН зимы, катетами которого являются: катет параллельный оси энергии – гарантированная мощность в пересчете на энергию (за вычетом энергии, вырабатываемой при пропуске санитарного расхода), катет параллельный оси мощностей – рабочая мощность, с которой необходимо работать, заданное количество часов, чтоб получить заданную выработку электроэнергии. Рабочие мощности суммируются (плакат «ИВЭ»).

$$N_{\text{выт.раб}} = 407 \text{ МВт}.$$

На Красновишерской ГЭС предусматриваем нагрузочный резерв 2%, тогда установленная мощность проектируемой станции:

$$N_{\text{уст}} = 415 \text{ МВт}.$$

2.2.3 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года

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

Сработка – наполнение водохранилища производится по следующим сценариям:

– способ 1: работа ГЭС с мощностями, равными мощностям, принятым в маловодном году

– способ 2: работа ГЭС по режиму уровня в расчетном маловодном году (приложение Б, таблица Б.2);

Из всех способов выбираем вариант с наибольшей выработкой (таблица 2.4). Принимаем: сработку - наполнение по способу 2

Таблица 2.4 – Выработки электроэнергии по способам сработки - наполнения в средневодном году

Сработка- наполнение		Выработка в млрд. кВт·ч
Способ 1	Способ 2	
2,998	3,124	

Среднегодовалая выработка – 3,124 млрд кВтч.

2.3 Баланс мощности и энергии

2.3.1 Баланс энергии энергосистемы

Зная среднемесячные мощности Красновишерской ГЭС (приложение Б, таблица Б.3), мощности генерации энергосистемы (приложение А, таблица А.2), строим баланс энергии энергосистемы Урала (приложение Б, рисунок Б.1).

2.3.2 Баланс мощности энергосистемы

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме. При этом продолжительность ремонта агрегатов ГЭС принимается равной 30 дням, а частота проведения – раз в 6 лет.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = 92 \left(\text{МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \right), \quad (2.3)$$

где $N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}$ – установленная мощность существующих ГЭС.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = 69,2 \left(\text{МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \right), \quad (2.4)$$

где $N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}$ – установленная мощность проектируемой ГЭС.

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

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \left(\frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{ мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = 3442 \left(\text{МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \right), \quad (2.5)$$

Баланс мощности энергосистемы в маловодном году приведен на плакате «Использование водной энергии».

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

Область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС называется режимным полем по расходу и напору. Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижней – при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО. Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = Z_{вб}(V_{сраб}) - Z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h_{вс} \quad (3.1)$$

где $H_{ГЭС}(Q_{ГЭС})$ – Напор в зависимости от расхода турбин;

$Z_{вб}(V_{сраб})$ – Отметка вб в зависимости от объема;

$Z_{нб}(Q_{нб})$ – Отметка нб в зависимости от расхода;

$\Delta h_{вс}$ – потери напора;

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый заданным ограничениям по условиям функционирования водохозяйственного комплекса.

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

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

где $N_{уст}^p$ – установленная мощность ГЭС;

k_n – коэффициент мощности;

$Q_{ГЭС}$ – расход всех турбин;

$H_{ГЭС}$ – напор.

Ниже точки расчетного напора режимное поле ограничено линией пропускной способности ГЭС, которая до выбора турбинного оборудования может быть построена по следующей зависимости:

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

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

$Q_{ГЭС}$ – то что и в формуле (3.2);

$H_{ГЭС}$ – то же что и в формуле (3.2);

H_p^N – расчетный напор.

Результаты расчёта режимного поля проектируемой станции представлены в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Результаты расчёта режимного поля проектируемой станции

Кривая связи		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{НБ}, м^3/с$	$z_{НБ}^{зима}, м$	$H^{ВНПУ}, м$	$H^{ВУМО}, м$	$H^p, м$	$H_{ГЭС}, м$	$Q_{ГЭС}, м^3/с$	$H_{ГЭС}, м$	$Q_{ГЭС}, м^3/с$
3500	129,00	63,28	41,46	60,62	73	661,0	64	754,00
3150	128,72	63,56	41,74	60,90	72	670,2	62	742,1
2800	128,48	63,80	41,98	61,14	71	679,7	47	646,1
2450	127,95	64,33	42,51	61,67	70	689,4	45,43	635,3
2100	127,77	64,51	42,69	61,85	69	699,4		
1750	126,98	65,30	43,48	62,64	68	709,6		
1400	126,74	65,54	43,72	62,88	64	754,0		
1050	125,64	66,64	44,82	63,98				
700	124,74	67,54	45,72	64,88				
350	123,33	68,95	47,13	66,29				
0	121,00	71,28	49,46	68,62				

Режимное поле Красновишерской ГЭС представлено на рисунке 3.1

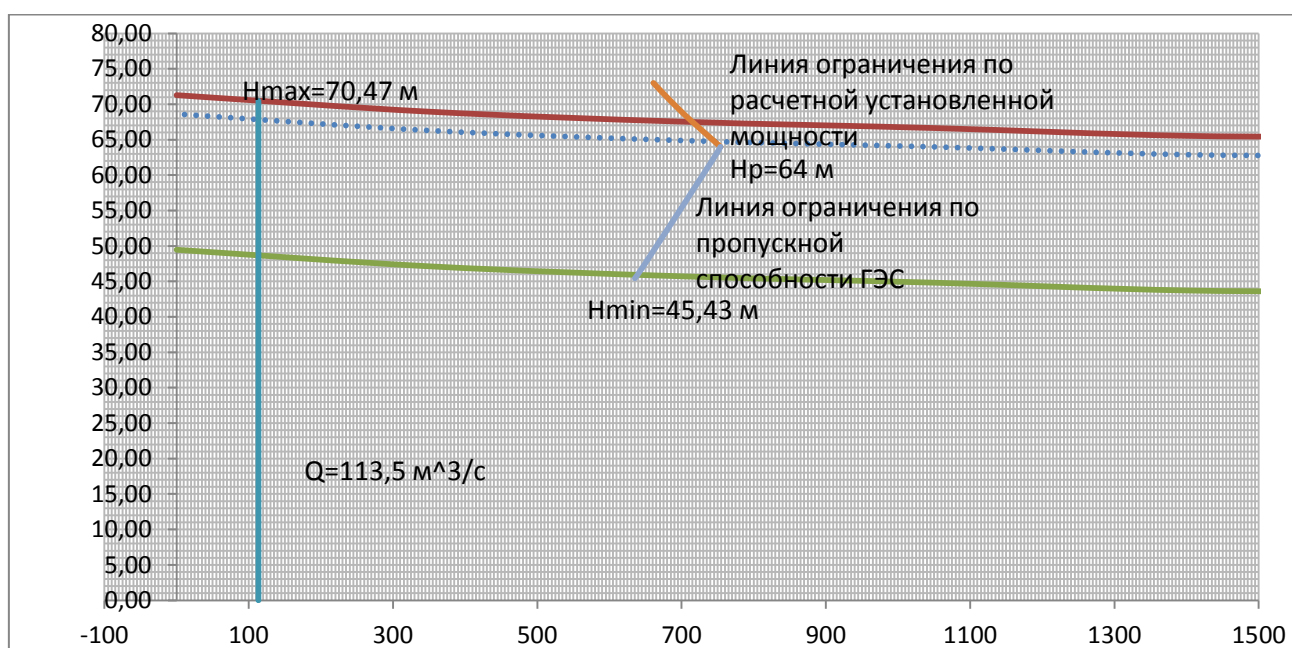


Рисунок 3.1 – Режимное поле Красновишерской ГЭС

Подбираем турбину с помощью соотношения $\frac{H_{min}}{H_{max}} = \frac{45,43}{70,47} = 0,645$
 Выбираем турбину РО-75.

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристика

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

Таблица 3.2 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр		РО-75
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}, м$	75
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,6
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1 opt}, об/м$	70
Оптимальный приведенный расход	$Q_{1 opt}, л/с$	1010
Оптимальный КПД модели	$\eta_{м opt}$	0,918
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1max}, л/с$	1150-1200
Коэффициент кавитации	$\sigma (Q'_{1max})$	0,12-0,125
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1 м}, м$	0,46
Напор модельной турбины	$H_{мод}, м$	4
Температура	$t_{мод}, ^\circ C$	7

Коэффициент полезного действия натурной гидротурбины определяем по формуле:

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

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

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

v_M, v_H – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий t_H и t_M ;

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

Мощность одного агрегата:

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

где η_T – кпд турбины

η_G^{cp} – кпд генератора

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

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

где $N_{гэс}^{уст} = 415$ МВт – расчетная установленная мощность.

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

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a}$$

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{1p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1} \quad (3.7)$$

где n'_{1p} – приведенная частота вращения

H_p – расчетный напор

Δ – погрешность

D_1 – диаметр рабочего колеса.

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

Для уточнения рабочей точки вычисляем n'_1 при N_{max} , N_p и N_{min}

$$n'_1 = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}} \quad (3.8)$$

На главной универсальной характеристике проводим линии n'_{1max} $n'_{1расч}$ n'_{1min}

Произведение приведенного расхода точке на КПД при N_p^N и N_{max}^N :

$$Q'_1 \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^N \cdot \sqrt{H_p^N \cdot \eta_G^{cp}}} \quad (3.9)$$

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии n'_{1p} , чтобы произведение $Q'_1 \cdot \eta_T$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Из анализа как наиболее полно удовлетворяющую турбину выбираем РО-75-В с диаметром рабочего колеса $D_1=4,5$ м, количество агрегатов $Z_a = 4$, синхронная частота вращения $n_c = 150$ об/мин.

Главная универсальная характеристика турбины РО-75 с построенным режимным полем представлена в приложении В, рисунок В.1.

3.2 Гидротурбины и их проточная часть

3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

Расчетное значение высоты отсасывания H_s определяет наиболее неблагоприятное с точки зрения кавитации режим работы гидротурбинного оборудования. Из всех полученных расчетных значений H_s выбираем такое значение, которое обеспечивает бескавитационную работу турбины во всех рассматриваемых режимах работы.

Высота отсасывания определяется по формуле :

$$H_s = B - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - k_\sigma \cdot \sigma \cdot H + Z_{х.пл.}, \quad (3.11)$$

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

$Z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка НБ в зависимости от расхода в НБ;

k_σ – коэффициент запаса по кавитации при переходе от модельной гидротурбины к натурной из выражения ($k_\sigma = 1,05$);

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

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

$Z_{хх}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, выражение (для РО гидротурбин $Z_{хх} = \frac{B_0}{2}$).

Рассчитаем высоту отсасывания для трех случаев и выберем наилучший результат.

Высота отсасывания определяется для трёх наиболее опасных режимах:

- Работа одного агрегата при его полной нагрузке и H_p
- Работа одного агрегата при его полной нагрузке и H_{max}
- Работа одного агрегата с минимальной нагрузкой и H_{min}

1) Работа одного агрегата при его полной нагрузке и H_p

На ГУХ находим точку, соответствующую максимальному расходу и расчётному напору. Приведённая частота, соответствующая H_p :

$$n'_l = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}} = \frac{150 \cdot 4,5}{\sqrt{1,026 \cdot 64}} = 83,333 \quad (3.12)$$

Приведённый расход при полной нагрузке агрегата $Q'_p = 1,120 \text{ м}^3/\text{с}$
Расход через турбину равен:

$$Q = Q'_p \cdot D^2 \cdot \sqrt{H_p} = 1,120 \cdot 4,5^2 \cdot \sqrt{64} = 181,44 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (3.13)$$

Определяем $\sigma=0,162$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{НБ}(Q_a) = 122,39 \text{ м}$

Определяем высоту отсасывания (3.1):

$$\begin{aligned} H_s &= 10,33 - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - 1,05\sigma H + \frac{0,35 \cdot D_1}{2} - 1,5 = \\ &= 10,33 - \frac{122,39}{900} - 1,05 \cdot 0,162 \cdot 64 + \frac{0,35 \cdot 4,5}{2} - 1,5 = -0,09 \text{ м} \end{aligned}$$

$$Z_{уст} = Z_{НБ}(Q_p) + H_s = 122,39 + (-0,09) = 122,3 \text{ м}; \quad (3.14)$$

2) Работа одного агрегата при его полной нагрузке и H_{\max}

На ГУХ находим точку, соответствующую максимальному расходу и максимальному напору. Приведённая частота, соответствующая H_{\max} :

$$n'_l = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}} = \frac{150 \cdot 4,5}{\sqrt{1,026 \cdot 70,47}} = 79,41$$

Приведённый расход при полной нагрузке агрегата и этой частоте вращения $Q' = 0,950 \text{ м}^3/\text{с}$

Расход через турбину равен:

$$Q = Q' \cdot D^2 \cdot \sqrt{H_p} = 0,950 \cdot 4,5^2 \cdot \sqrt{70,47} = 161,49 \text{ м}^3/\text{с};$$

Определяем $\sigma=0,12$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{НБ}(Q) = 122,26 \text{ м}$

Определяем высоту отсасывания (3.1):

$$\begin{aligned} H_s &= 10,33 - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - 1,05\sigma H + \frac{0,35 \cdot D_1}{2} - 1,5 = \\ &= 10,33 - \frac{122,26}{900} - 1,05 \cdot 0,12 \cdot 70,47 + \frac{0,35 \cdot 4,5}{2} - 1,5 = 0,59 \text{ м} \end{aligned}$$

$$Z_{уст} = Z_{НБ}(Q_p) + H_s = 122,26 + 0,59 = 122,85 \text{ м}$$

3) Работа одного агрегата с минимальной нагрузкой и H_{min}

На ГУХ находим точку, соответствующую максимальному расходу и минимальному напору. Приведённая частота, соответствующая H_{min} :

$$n'_i = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}} = \frac{150 \cdot 4,5}{\sqrt{1,026 \cdot 45,43}} = 98,97$$

Приведённый расход при полной нагрузке агрегата и этой частоте вращения $Q' = 1,118 \text{ м}^3/\text{с}$;

Расход через турбину равен:

$$Q = Q' \cdot D^2 \cdot \sqrt{H_p} = 1,118 \cdot 4,5^2 \cdot \sqrt{45,43} = 152,59 \text{ м}^3/\text{с};$$

Определяем $\sigma=0,181$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{НБ}(Q) = 122,20 \text{ м}$

Определяем высоту отсасывания (3.1):

$$\begin{aligned} H_s &= 10,33 - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - 1,05\sigma H + \frac{0,35 \cdot D_1}{2} - 1,5 = \\ &= 10,33 - \frac{122,20}{900} - 1,05 \cdot 0,12 \cdot 45,43 + \frac{0,35 \cdot 4,5}{2} - 1,5 = 0,69 \text{ м} \end{aligned}$$

$$Z_{уст} = Z_{НБ}(Q_p) + H_s = 122,20 + 0,69 = 122,89 \text{ м}$$

Из всех H_s выбирают ту, которая обеспечивает бескавитационную работу во всех рассматриваемых режимах работы..

3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части

Металлические спиральные камеры ($\varphi = 345 \div 360^\circ$) имеют круглые поперечные сечения с переходом на эллиптические в районе зуба, они служат для подвода воды к турбине и формирования потока на входе в направляющий аппарат. При средних и высоких напорах применяются металлические камеры с круглыми сечениями. При ее расчете задаемся тремя главными условиями, которым должен подчиняться поток, через нее проходящий:

1. Обеспечиваем равномерное распределение расхода по окружности направляющего аппарата.

2. Обеспечиваем одинаковую закрутку потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом.

3. Подбираем размеры радиальных сечений спиральной камеры так, чтобы средние скорости потока в них не превосходили предельных значений.

Расчёт спиральной камеры по закону $v_{\text{уг}} = \text{const}$.

По ГУХ для конкретной турбины выбирают высоту направляющего аппарата

$b_0 = 0,35 \cdot D_1 = 0,35 \cdot 4,5 = 1,575$ м и угол охвата $\varphi = 345^\circ$; и высоту статора $b_1 = b_0 + 0,02 = 1,595$ м. Основные размеры статора для $D_1 = 4,5$ м: $D_a = 6,95$ м; $D_b = 6$ м; $D_4 = 7,35$ м; $R_4 = 3,675$ м; $R = 0,4$ м; $h_1 = 0,41$ м.

1. Полная высота статора по формуле:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h = 1,595 + 2 \cdot 0,41 = 2,415 \quad (3.15)$$

2. Скорость во входном сечении спиральной камеры принимают по графику

Откуда $U_{\text{ср}} = 7,2$ м/с.

3. Расход через одну турбину при расчетном напоре:

$$Q_0 = 180,5 \text{ м}^3/\text{с}$$

4. Вычисляем расход через входное сечение :

$$Q_{\text{вх}} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360^\circ} = 180,5 \cdot \frac{345}{360} = 172,979 \quad (3.16)$$

5. Площадь входного сечения спиральной камеры :

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{U_{\text{ср}}} = \frac{172,979}{7,2} = 24,025 \text{ м}^2 \quad (3.17)$$

6. Радиус входного сечения :

$$\rho_{\text{вх}} = \sqrt{\frac{F_{\text{вх}}}{\pi}} = \sqrt{\frac{24,025}{3,14}} = 2,766 \text{ м} \quad (3.18)$$

7. Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a_{\text{вх}} = R_4 + \sqrt{\rho_{\text{вх}}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 3,675 + \sqrt{2,766^2 - 1,2075^2} = 6,164 \text{ м} \quad (3.19)$$

8. Наружный радиус входного сечения:

$$R_{\text{вх}} = a_{\text{вх}} + \rho_{\text{вх}} = 6,164 + 2,766 = 8,930 \text{ м} \quad (3.20)$$

9. Значение $\frac{\varphi}{c}$ входного сечения определяем по формуле:

$$\frac{1}{c} \cdot \varphi = a - \sqrt{a^2 - \rho^2} = 6,164 - \sqrt{6,164^2 - 2,766^2} = 0,656 \quad (3.21)$$

10. Последовательно задаваясь рядом значений углов φ через $\Delta\varphi = 15^\circ$ рассчитаем все сечения спиральной камеры.

11. Находим x :

$$x = \frac{\varphi}{c} + \sqrt{\frac{2 \cdot R_4 \cdot \varphi}{c} - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 0,656 + \sqrt{2 \cdot 3,675 \cdot 0,656 - 1,2075^2} \text{ м} \quad (3.22)$$

$x = 2,489 \text{ м}$

12. Расстояние до центра расчетного сечения:

$$a = R_4 + x = 3,675 + 2,489 = 6,164 \text{ м} \quad (3.23)$$

13. Радиус расчетного сечения:

$$\rho = \sqrt{x^2 + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = \sqrt{6,193^2 + 1,2075^2} = 2,766 \text{ м} \quad (3.24)$$

14. Наружный радиус расчетного сечения:

$$R = a + \rho = 6,164 + 2,766 = 8,930 \text{ м} \quad (3.25)$$

15. Данные заносим в таблицу (см. приложение Б)

16. Так как для дальнейших углов φ сечение ск принимает форму эллипса, то данная методика не подходит. Поэтому строим плавную зависимость по уже имеющейся координатам R и φ до координаты ($\varphi = 0$; $R = \frac{6}{2}$). Недостающий участок плавно продляем до O и получаем зависимость $R = f(\varphi)$.

17. С рисунка 3.2 снимаем значение $R_{\text{в}}$ зависимости от угла φ .

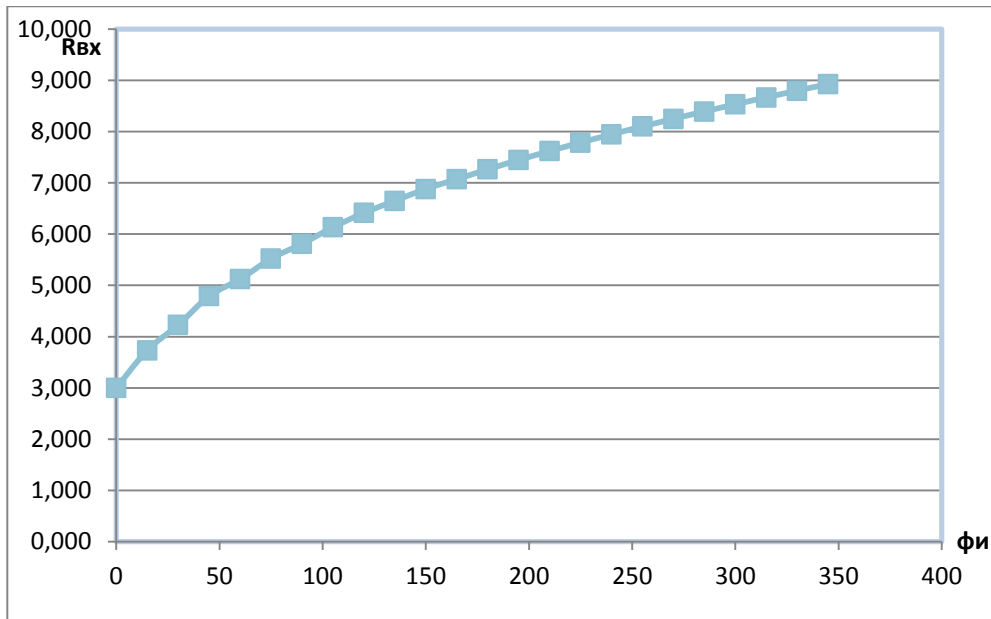


Рисунок 3.2- Зависимость R от угла φ

18. Размеры эллиптических сечений спиральной камеры:

$$\rho_1 = \frac{H_1}{2 \cdot \sin \alpha_k} = \frac{2,415}{2 \cdot \sin 35^\circ} = 2,107 \text{ м} \quad (3.26)$$

19. Меньший радиус для любого эллиптического сечения:

$$\rho_2 = \frac{R - (R_4 + \rho_1 \cdot (1 - \cos \alpha_k))}{2 \cdot \cos \alpha_k} = 1,583 \text{ м} \quad (3.27)$$

20. Постоянную спиральной камеры определяют по формуле:

$$K = \frac{Q_p}{2 \cdot \pi \cdot 1/c} = \frac{180,5}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,684} = 42 \quad (3.28)$$

21. Угол потока в спиральной камере по формуле:

$$\begin{aligned} \operatorname{tg} \delta &= \frac{Q_p / (2 \cdot \pi \cdot b_1)}{K} = \frac{180,5 / (2 \cdot 3,14 \cdot 1,595)}{42} = 0,429 \\ \delta &= \operatorname{arctg}(0,429) = 23^\circ \end{aligned} \quad (3.29)$$

22. Строим теоретический чертеж спиральной камеры круглого сечения по таблице.

3.2. 3 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки

Маслонапорная установка (МНУ) предназначена для питания маслом под давление гидравлической части системы регулирования гидротурбины.

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслonaпорная установка (МНУ), размещение которой должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания ГЭС.

Габаритные размеры МНУ определяются объемом маслoвоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме [1] выбора маслonaпорной установки для поворотной лопастной турбины определил тип МНУ:

МНУ4/1 – 40-4-2.

Маслonaпорная установка вместимостью 4 м³.

Монограмма выбора маслonaпорной установки для РО турбины приведена на рисунке 3.3

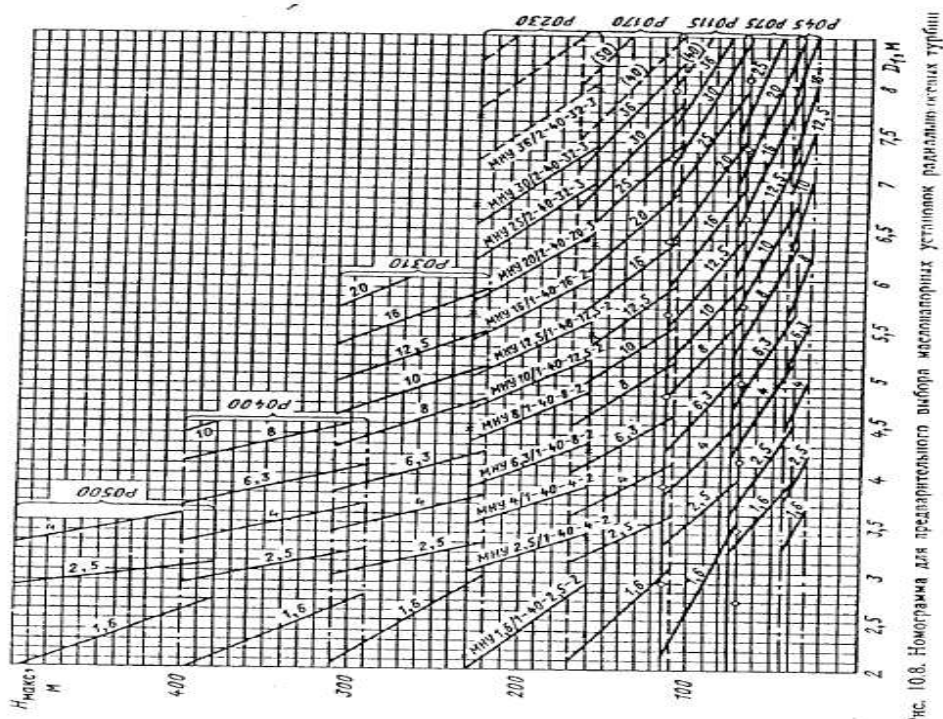


Рис. 10.8. Номограмма для предварительного выбора маслonaпорных установок радиально-лопастных турбин

Рисунок 3.3 – Монограмма выбора маслonaпорной установки для РО турбины

3.3 Выбор гидрогенератора

По полученным параметрам гидротурбины выбираем серийный тип гидрогенератора на сайте онлайн электрик. В результате был подобран генератор СВ-915/165-40У4. Основные параметры выбранного генератора вынесены в таблицу 3.3

Таблица 3.3 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-915/165-40У4

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВА	111
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном}}$	МВт	100
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,9
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$	кВ	15,75
Номинальный ток	$I_{\text{ном}}$	кА	4,07
Номинальная частота вращения	$N_{\text{ном}}$	об/мин	150
Сверхпереходное сопротивление	X_d''	о.е.	0,21
Исполнение	Зонтичное		

3.4 Выбор электрогидравлического регулятора.

ЭГР выбираем так, чтобы год выпуска был как можно новее. Так как турбина РО, то выбираем регулятор ЭГР-2И1-150-11. Где 150 диаметр главного золотника.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

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

При анализе вариантов с различным исполнением блоков рассматривается укрупненный блок так как экономически более выгодно.

Структурная схема Красновишерской ГЭС представлена на рисунке 4.1.

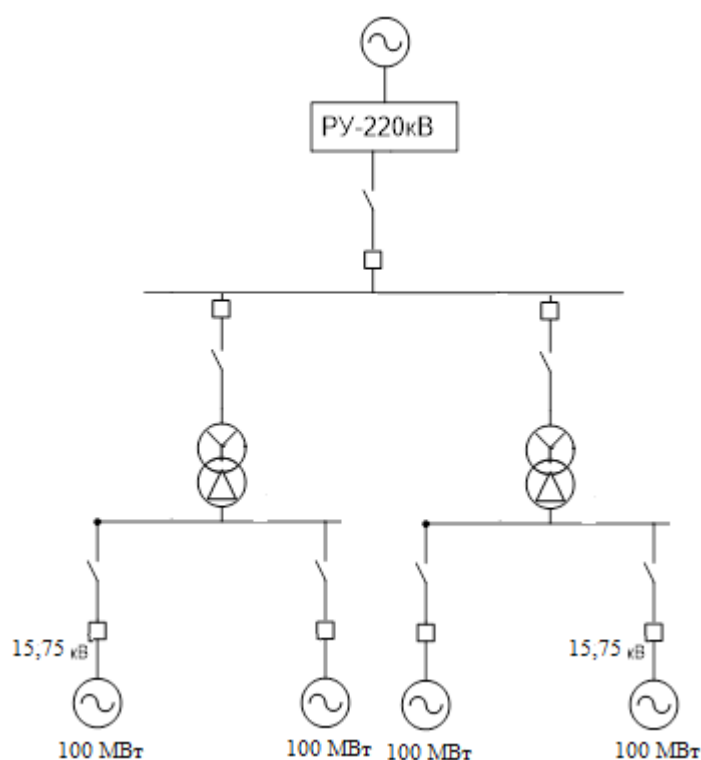


Рисунок 4.1 – Структурная схема Красновишерской ГЭС

4.2 Главные повышающие трансформаторы

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

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

$$S_{\text{пот}} = 2 \cdot S_{\Gamma} - S_{\text{сн}} = 2 \cdot 111 - 8,3 = 213,7 \text{ МВА} \quad (4.1)$$

– номинальная мощность:

$$S_T = 250000 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

– номинальное напряжение обмотки высшего напряжения:

$$U_{T.ВН} = 242 \text{ кВ};$$

– номинальное напряжение обмотки низшего напряжения:

$$U_{T.НН} = 13,8 \text{ кВ};$$

– потери холостого хода:

$$P_{xx} = 110 \text{ кВт};$$

– потери короткого замыкания:

$$P_{кз} = 530 \text{ кВт};$$

– напряжение короткого замыкания:

$$u_{к\%} = 11 \%;$$

– ток холостого хода:

$$I_{xx} = 0,4$$

– схема соединения обмоток – $Y_n/\Delta - 11$;

– габаритные размеры (длина x ширина x высота) – 7750x597x7040 мм;

– масса полная – 177000 кг, из них масло – 38000 кг.

Трансформатор имеет масляное охлаждение с дутьем и принудительной циркуляцией воздуха и масла (вид охлаждения ДЦ). Для охлаждения используются четыре охлаждающих устройства с маслоохладителями.

4.3 Распределительное устройство

4.3.1 Выбор проводов отходящих воздушных линий

Суммарная мощность РУ:

$$S_{РУ} = n_{ген} S_{ген} - S_{сн} = 4 \cdot 111 - 8,3 = 435,7 \text{ МВА}; \quad (4.2)$$

Число отходящих линий:

$$n = \frac{S_{\text{ру}} \cdot \cos \varphi_c}{P_{\text{нат}} \cdot K} + 1 = \frac{435,7 \cdot 0,9}{135 \cdot 1,2} + 1 = 3,43 \approx 4 \quad (4.3)$$

где $P_{\text{нат}} = 135$ МВт – натуральная мощность линии 220 кВ в соответствии с [1]

$K = 1,2$ – коэффициент, принимаемый в соответствии с [1].

Вычисляется рабочий ток в линии:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{ру}}}{\sqrt{3} n_{\text{л}} \cos \varphi_c U_{\text{ном}}} = \frac{435,7}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 0,9 \cdot 220} = 317,9 \text{ А.} \quad (4.4)$$

Рабочий ток в утяжелённом режиме, при выходе из строя одной линии:

$$I_{\text{раб,ут}} = \frac{S_{\text{ру}}}{\sqrt{3} (n_{\text{л}} - 1) \cos \varphi_c U_{\text{ном}}} = \frac{435,7}{\sqrt{3} \cdot (4 - 1) \cdot 0,9 \cdot 220} = 423,4 \text{ А;} \quad (4.5)$$

Сечение проводов выбирается по расчётной токовой нагрузке:

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{раб,ут}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = 423,4 \cdot 1,05 \cdot 1,2 = 533,48 \text{ А} \quad (4.6)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки $T_{\text{нб}}$ и коэффициент её попадания в максимум энергосистемы.

Выбираем провод АС 240/32 с допустимым током $I_{\text{доп}} = 610$ А, $x_0 = 0,435$ Ом/км [5].

4.3.2 Выбор схемы распределительного устройства

Так как проектируемая станция находится в Пермской области, то выберем ОРУ 220 кВ, так как климатические условия практически не сказываются на его работе.

В соответствии с [3] принимается схема одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин

4.2
Схема выдачи мощности Красновишерской ГЭС представлена на рисунке

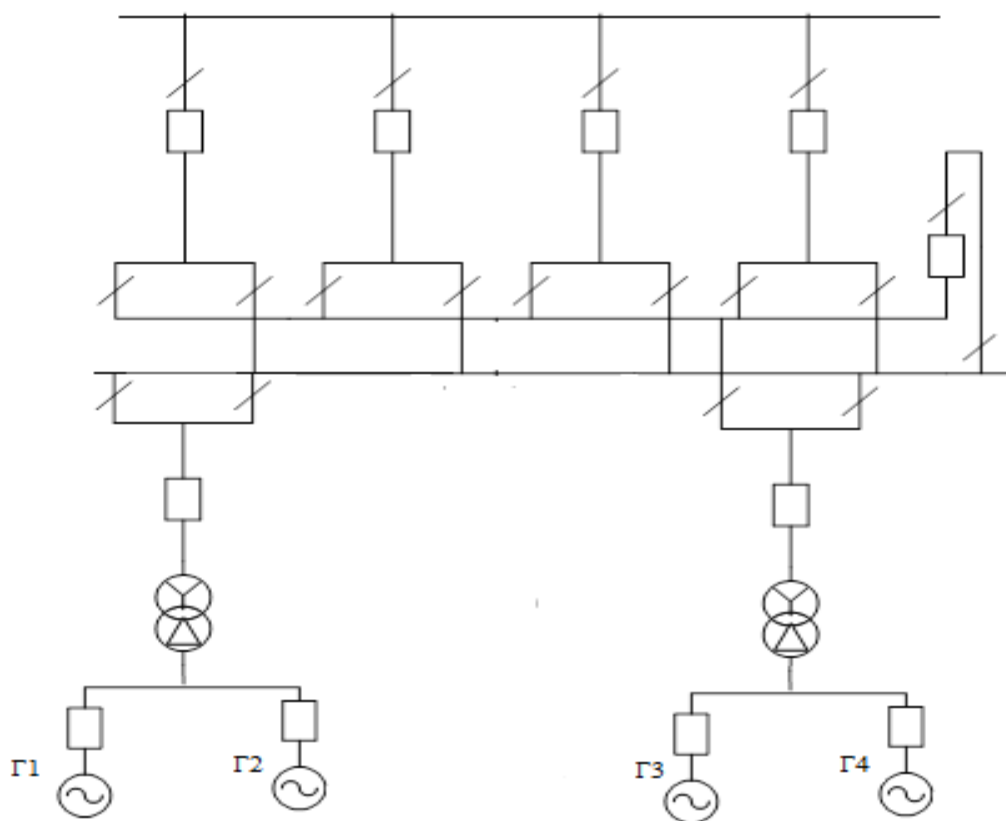


Рисунок 4.2 – Схема выдачи мощности Красновишерской ГЭС

4.4 Электротехническое оборудование

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

4.4.1 Выбор трансформаторов собственных нужд

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{Тс.н.} \leq S_{с.н.}$$

По каталогу «СлавЭнерго» выбираются трансформаторы ТСЗ-2000/15 УЗ в количестве 4. Каталожные данные представлены в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Каталожные данные трансформатора ТСЗ-2000/15 УЗ

$S_{ном}, \text{МВт}$	$U_{н}, \text{кВ}$		$U_{к}, \%$	$\Delta P_{к}, \text{кВт}$	$\Delta P_{хх}, \text{кВт}$
	$U_{вн}$	$U_{нн}$			
2,0	15,75	6,3	6,5	20	4

Трансформатор сухой, герметичный.

4.4.2 Расчёт токов короткого замыкания

Производим расчет тока КЗ в соответствии с методическими указаниями. Ниже определены величины, необходимые для расчёта:

$$K_T = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{15,75}{242} = 0,065 \quad (4.7)$$

$$X_T = \frac{U_{K\%} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{H}}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 225} = 28,63 \text{ Ом} \quad (4.8)$$

$$X_{\Gamma} = X_d'' \frac{U_{\text{H}}^2}{S_{\text{H}}} = 0,2 \frac{15,75^2}{111} = 0,45 \text{ Ом} \quad (4.9)$$

$$X_{\text{C}} = \frac{U_{\text{C}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{220^2}{150} = 322,67 \text{ Ом} \quad (4.10)$$

$$X_{\text{Л}} = X_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,435 \cdot 82 = 35,57 \text{ Ом} \quad (4.11)$$

Результаты расчётов тока КЗ представлены в таблице 4.2

Таблица 4.2 - Результаты расчётов тока КЗ

№ точки КЗ	Тип	$I_{\text{п.о.}}$, кА	i_{y} , кА
К2	3ф	43,87	111,83
К1	3ф	4,09	16,63
К1	1ф	6,6	

4.4.3 Выбор аппаратов 220 кВ

Элегазовые баковые выключатели со встроенными трансформаторами тока и автономными приводами ВГБУ-220. Ток отключения 40 кА. Предназначены для коммутаций электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц номинальным напряжением 220 кВ.

Встроенные трансформаторы тока предназначены для передачи сигнала, пропорционального току в сети, измерительным приборам и устройствам защиты.

Серия разъединителей РГНП-220/1000 УХЛ1 на номинальное напряжение 220 кВ сертифицирована для российского рынка. Разъединители соответствуют российским стандартам, ГОСТ Р 52726-2007, а также полностью адаптированы к российским условиям.

Производитель ОАО ВО «Электроаппарат». Паспортные данные представлены в таблице 4.3

Таблица 4.3 – Паспортные данные разъединителя

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Разъединитель РГНП-220	
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	
$I_{\text{раб max}} = 250 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	
$I_{\text{по}} = 6,6 \text{ кА}$	Разъединители РГНП-220 горизонтально-поворотного типа	
$i_y = 16,63 \text{ кА}$		
	$I_{\text{терм.ст.}} = 31,5 \text{ кА}$	
	$I_{\text{дин.ст.}} = 80 \text{ кА}$	

По каталогу «Электроаппарата» (г. Санкт-Петербург) выбираем ВГБУ-220. Его основные параметры:

- 1) $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
- 2) $I_{\text{ном откл}} = 50 \text{ кА}$
- 3) $i_d = 125 \text{ кА}$
- 4) $I_{\text{терм}} = 50 \text{ кА}$
- 5) $t_{\text{терм}} = 3 \text{ с}$

Исходя из ПУЭ, трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений. В цепи 220 кВ блочного трансформатора, шинного измерительного трансформатора напряжения и воздушных линий устанавливаем ОПНп-220/1000/154 [20] (п – полимер, материал покрышки; 1000 – величина тока пропускной способности, А; 154 – наибольшее длительно допустимое действующее значение рабочего напряжения, кВ) фирмы ЗАО «Полимер-аппарат».

Для защиты от перенапряжений в сети генераторного напряжения ОПН включен в генераторный комплекс.

Высокочастотный заградитель исходя из тока рабочего утяжелённого режима – ВЗ-600-0,25 (высокочастотный заградитель, номинальный ток, номинальная индуктивность). Фильтр присоединения – ФПМ-Рс 4400 укомплектован конденсатором связи ООО «Конденсатор».

Анализатор качества электроэнергии РТЕ 3561, который представляет собой профессиональное устройство для полноценного анализа качества электроэнергии в трехфазной сети переменного тока.

Модуль синхронизации генератора с сетью DKG-705. Это комплексное устройство автоматического ввода резерва применяемое для синхронизации одной генераторной установки с сетью или двух генераторных установок между собой.

4.4.4 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении

Генераторный выключатель выбирается по следующим условиям:

- 1) $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном,с}}$
- 2) $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{Граб max}}$
- 3) $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}$

$$I_{\text{Граб max}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Гном}}} = 1,05 \cdot \frac{111}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 4,27 \text{ кА.} \quad (4.12)$$

По каталогу «Электроаппарата» (г. Санкт-Петербург) выбираем генераторный аппаратный комплекс элегазовый КАГ-20, состоящий из элегазового выключателя ВГГ-20-90/8000, разъединителей, заземлителей, трансформаторов тока и напряжения, ОПН. Основные параметры ВГГ-20-90/8000 представлены ниже:

- 1) $U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
- 2) $I_{\text{ном}} = 8000 \text{ А}$
- 3) $i_{\text{д}} = 230 \text{ кА}$
- 4) $I_{\text{терм}} = 90 \text{ кА}$

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, автоматическими выключателями или предохранителями и оснащено устройствами электроавтоматики, в том числе устройствами противоаварийной автоматики и устройствами регулирования.

5.1 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с действующими «Правилами устройства электроустановок» высоковольтное оборудование должно быть оборудовано устройствами релейной защиты и автоматики, предназначенными для [5]:

– автоматического отключения поврежденного элемента от остальной, неповрежденной части электрической системы (обеспечения селективности действия защиты);

– реагирования на опасные, ненормальные режимы работы элементов электрической системы;

– обеспечения наименее возможного времени отключения КЗ в целях сохранения оборудования и продолжения бесперебойной работы неповрежденной части оборудования.

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

На главном генераторе:

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

- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;

На трансформаторе СН ГЭС:

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

На линиях электропередачи 220 кВ:

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

Противоаварийная автоматика:

- автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН);
- автоматика ликвидации асинхронных режимов (АЛАР).

5.2. Продольная дифференциальная защита генератора (ЛДГ)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{с.з.} < 0,2 \cdot I_{ном}$) защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора 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: $I_H = 4070A$.

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 4070 = 203,5 \text{ А} \quad (5.1)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{ср0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 203,5 = 407 \text{ А}, \quad (5.2)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности.

Принимаем уставку: $I_{ср0} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 4070 = 610,5 \text{ А}$;

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

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

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

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

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

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

$$I_{МАКС} = \frac{E_G''}{x_d''} \cdot I_H = \frac{1,13}{0,21} \cdot 4070 = 21900 \text{ А} \quad (5.4)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса:

$$I_{НБ(КЗ)} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 21900 = 2190 \text{ А} . \quad (5.5)$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.6)$$

где $K_H = 2$ – Коэффициент надежности;

I_T – ток трехфазного замыкания на выводах генератора.

$$K_T > \frac{2190 \cdot 2}{21900} = 0,2.$$

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

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

$$I_{HT} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5 \quad (5.7)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.8)$$

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

Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания $I_{отс} = 2 \dots 12I_H$.

Принимаем уставку: $I_{отс} = 6I_H$.

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты:

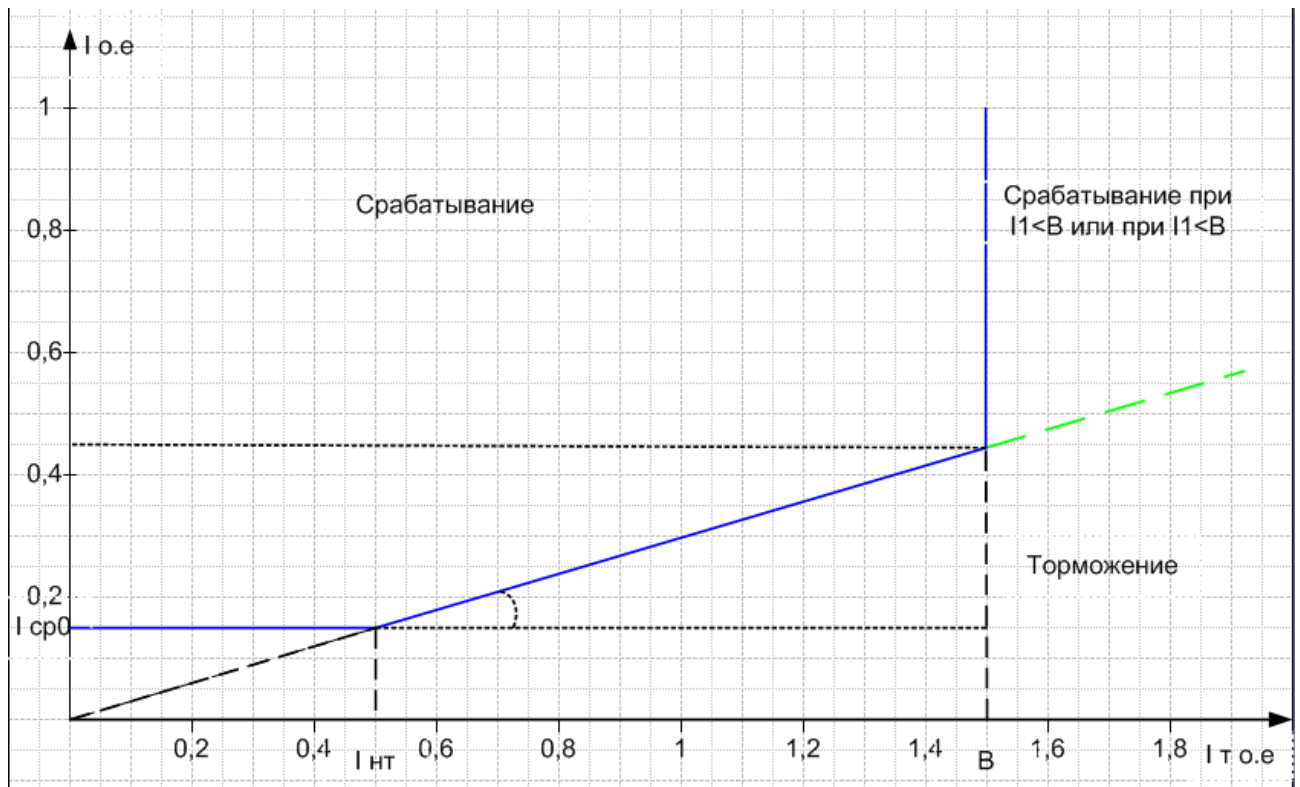


Рисунок 5.1– Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.3 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:

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».

Второй орган U_{03} реагирует на соотношение напряжение третьей гармоники в нейтрали на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали. U_{03} включается на напряжение нулевой последовательности на выводах генератора и в его нейтрали, а тормозная цепь включается на напряжение нулевой последовательности в нейтрали генератора.

Напряжение срабатывания органа основной составляющей выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой

последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора при КЗ на землю на стороне ВН.

Расчёт напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями. Схема замещения для определения $U_{0\text{эл.ст.}}$ представлена на рисунке 5.2

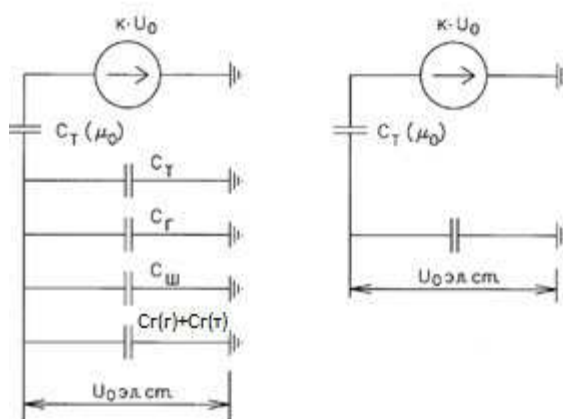


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения $U_{0\text{эл.ст.}}$

$$U_{0\text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}} \quad (5.9)$$

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

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

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

$C_Г$ – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю. Принимается равной 1,02 мкФ/фазу

C_T – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю. Принимается равной 0,00733 мкФ/фазу;

$C_{\text{ш}}$ – ёмкость шинпровода по отношению к земле. Принимается равной 0,008 мкФ/фазу;

$C_{Г(Т)}$ – ёмкость генераторного комплекса выключателя 15,75 кВ со стороны трансформатора блока. Принимаем равной 0,26 мкФ/фазу (по данным завода);

$C_{Г(Г)}$ – ёмкость генераторного комплекса выключателя 15,75 кВ со стороны генератора. Принимаем равной 0,13 мкФ/фазу;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,6 \text{ кВ} \quad (5.10)$$

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$\begin{aligned} C_{\Sigma} &= C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{ш}} + C_{\Gamma(T)} + C_{\Gamma(\Gamma)} = \\ &= 0,0073 + 1,02 + 0,008 + 0,26 + 0,13 = 1,425 \text{ мкФ/фазу} \end{aligned} \quad (5.11)$$

Суммарный ёмкостной ток сети 15,75 кВ:

$$I_c = 1,73 \cdot U_{\text{л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 15,75 \cdot 314 \cdot 1,425 = 12,2 \text{ А} \quad (5.12)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканий на стороне 220 кВ по (5.13):

$$U_{0\text{эл.ст.}} = 0,5 \cdot 46600 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 1,425} = 146,2 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{\text{СП}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0\text{эл.ст.}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 146,2}{\frac{15,75}{\frac{0,1}{3}}} = 1,5 \text{ В}, \quad (5.13)$$

где $K_{\text{Н}} = 1,5$ – коэффициент надежности;

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

$K_{\text{В}} = 0,95$ – коэффициент возврата.

U_0 имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулирующую в диапазоне от 5 до 20 В. Защита выполняется с тремя органами.

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

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

Уставка комплекта $U_2 >$ выбирается:

$$U_{\text{СП2}} = \frac{1,4 \cdot U_{\text{Н}}}{n_{\text{ТН}}} = \frac{1,4 \cdot 15750}{15750/100} = 140 \text{ В} \quad (5.14)$$

В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган $U_1 >$ с уставкой $1,2 \cdot U_H$, предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

$U_1 >$ вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 15750}{15750/100} = 120 \text{ В} \quad (5.15)$$

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

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

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,1 + 2} = 0,32 \text{ о. е.} \quad (5.16)$$

При $K_T = 1,1$ орган U_{03} работает селективно и защищает 32 % 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.

5.5 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

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

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

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

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;
 I_H – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

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

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

Уставка сигнального органа: $I_{*2\text{СИГН}} = 0,07$.

$$I_{*2\text{СИГН}} = 0,07I_H.$$

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.

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

Уставка равна:

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

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

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

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

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

$$t_{CP} = \frac{20}{(I_{*2})^2}. \quad (5.22)$$

$$A_{ИО} = 20 = (I_{*2})^2 \cdot t_{CP}. \quad (5.23)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе показаны в таблице 5.1. Характеристика длительности представлена на рисунке 5.2.

Таблица 5.1 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

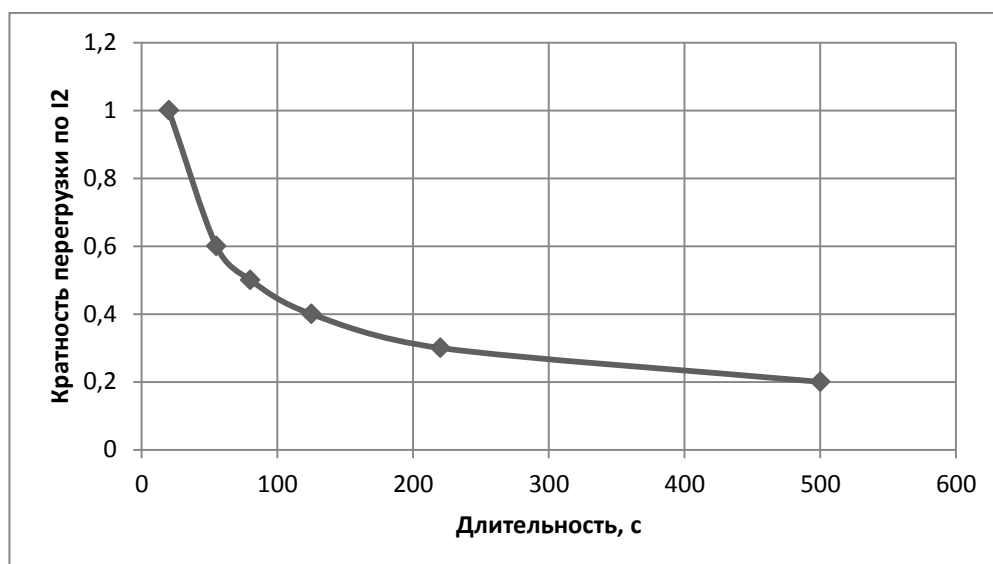


Рисунок 5.2 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{МИН} = 20$ с, $t_{МАКС} = 600$ с.

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

Орган токовой отсечки I_{20TC} срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_{*2} выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных КЗ.

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 КЗ на шинах ВН и на отходящих ВЛ;
3. Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

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

По второму условию:

А) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных КЗ:

$$I_{2C.3.} \leq \frac{I_2^{(2)}}{K_{\text{ч}}} \quad (5.24)$$

$$I_{2(ВН)}^{(2)} = \frac{1}{2X_d'' + 2X_T} = \frac{1}{2 \cdot 0,21 \cdot \left(\frac{220}{15,75}\right)^2 + 2 \cdot 0,11} = 0,012 \text{ о.е.} \quad (5.25)$$

где X_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;
 X_T – сопротивление трансформатора в относительных единицах;

$$I_2^{(2)} = 2I_{2(ВН)}^{(2)} \cdot k_T = 2 \cdot 0,012 \cdot \frac{220}{15,75} = 0,335 \text{ о.е.} \quad (5.26)$$

$$I_{2C.3.} \leq \frac{0,335}{1,2}; I_{2C.3.} \leq 0,28 I_{\text{ном}} \quad (5.27)$$

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

$$I_{2C.3.} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}} \quad (5.28)$$

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2\text{МИН}(ВН)}^{(2)} = \frac{1}{2X_d'' + 2X_T + 2X_{\text{Л}}} = \frac{1}{2 \cdot 0,21 \cdot \left(\frac{220}{15,75}\right)^2 + 2 \cdot 0,11 + 2 \cdot 0,114} = 0,0121 \text{ со.е.} \quad (5.29)$$

$$I_{2\text{МИН}}^{(2)} = 2I_{2(ВН)}^{(2)} \cdot k_T = 2 \cdot 0,012 \cdot \frac{220}{15,75} = 0,335 \text{ о.е.} \quad (5.30)$$

$$I_{2C.3.} \leq \frac{0,335}{1,2}; I_{2C.3.} \leq 0,28 I_{\text{ном}} \quad (5.31)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

Отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.6 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:

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{1\text{СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 I_H, \quad (5.32)$$

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 9,0$ с.

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

Уставка пускового органа равна:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 I_H. \quad (5.33)$$

Интегральный орган срабатывает с зависимой от тока выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотке статора, приведенной в таблице 5.2. Сама характеристика представлена на рисунке 5.4.

Таблица 5.2– Интегральная перегрузочная характеристика

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

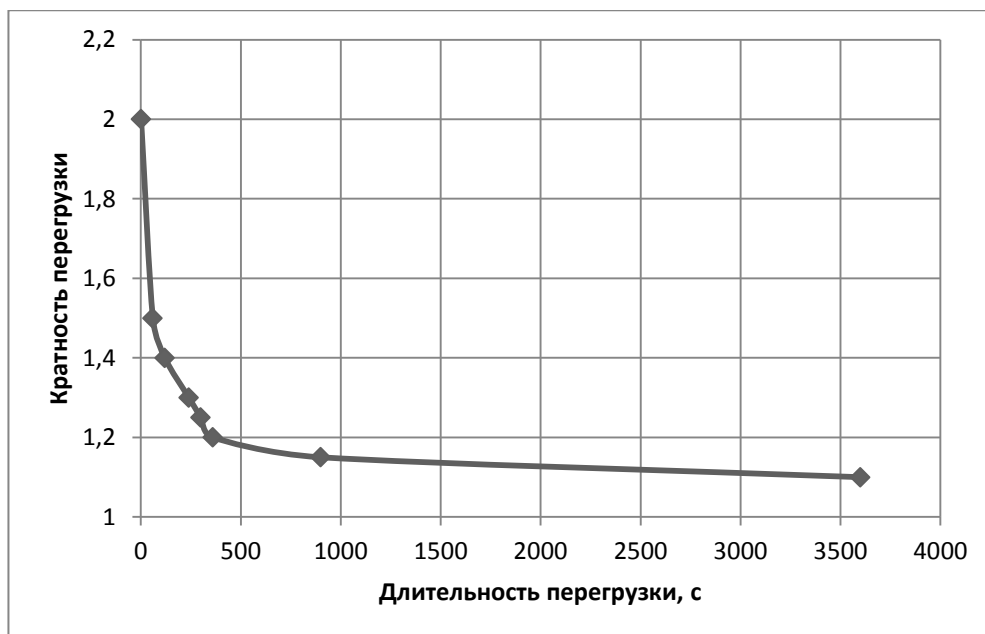


Рисунок 5.3 - Интегральная перегрузочная характеристика

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,2 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,22 I_{НОМ}. \quad (5.34)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_{TH}} = \frac{0,68 \cdot 15750}{1,03 \cdot 157,5} = 66 \text{ В}. \quad (5.35)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ, выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.7 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.

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

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

А) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 26,62 + \frac{0,8}{6} \cdot 85,7 = 32,75 \text{ Ом.} \quad (5.36)$$

В относительных единицах:

$$Z_{1\text{о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{100}{200} + \frac{0,8}{6} \cdot \frac{100}{242^2} \cdot 85,7 = 0,023 \quad (5.37)$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1\text{о.е.}} \cdot Z_6 = 0,023 \cdot 2,48 = 0,057 \text{ Ом} \quad (5.38)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_T} = \frac{15,75^2}{111} = 2,48$.

Уставка на реле равна:

$$Z_{1\text{с.з.}} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,057 \cdot \frac{\frac{8000}{15,75}}{0,1} = 0,361 \text{ Ом.} \quad (5.39)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 0,361 \text{ Ом}$.

Функция ΔZ отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления.

Принимаем уставку 30 Ом/сек.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{15750}{\sqrt{3} \cdot 4070} = 2,23 \text{ Ом,} \quad (5.40)$$

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 и напряжения на зажимах статора $0,95U_H$ (без учета насыщения):

$$I_{\phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{B,НОМ} - 0,95}{I_{B,XX}}}{X_d} = \frac{\frac{2 \cdot 930 - 0,95}{480}}{0,96} = 3,04 \text{ А} \quad (5.41)$$

где $I_{B,XX}$ – ток ротора холостого хода, А;

X_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

Сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\phi} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_{\phi}} \cdot Z_6 = \frac{0,95 \cdot 1}{2,4} \cdot 2,48 = 0,98 \text{ Ом} \quad (5.42)$$

$$\cos \varphi_{\text{нагр.}\phi} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_{\phi}} = \frac{0,9}{0,95 \cdot 2,5} = 0,37 \quad (5.43)$$

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

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C,ЗII} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\phi}}{K_H} = \frac{0,98}{1,1} = 0,89 \text{ Ом} \quad (5.44)$$

Значение уставки на реле:

$$Z_{CP II} = \frac{Z_{C,ЗII} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,89 \cdot 5000 / 5}{15750 / 100} = 5,65 \text{ Ом.} \quad (5.45)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 5,65 \text{ Ом}$.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты приведена на рисунке 5.4

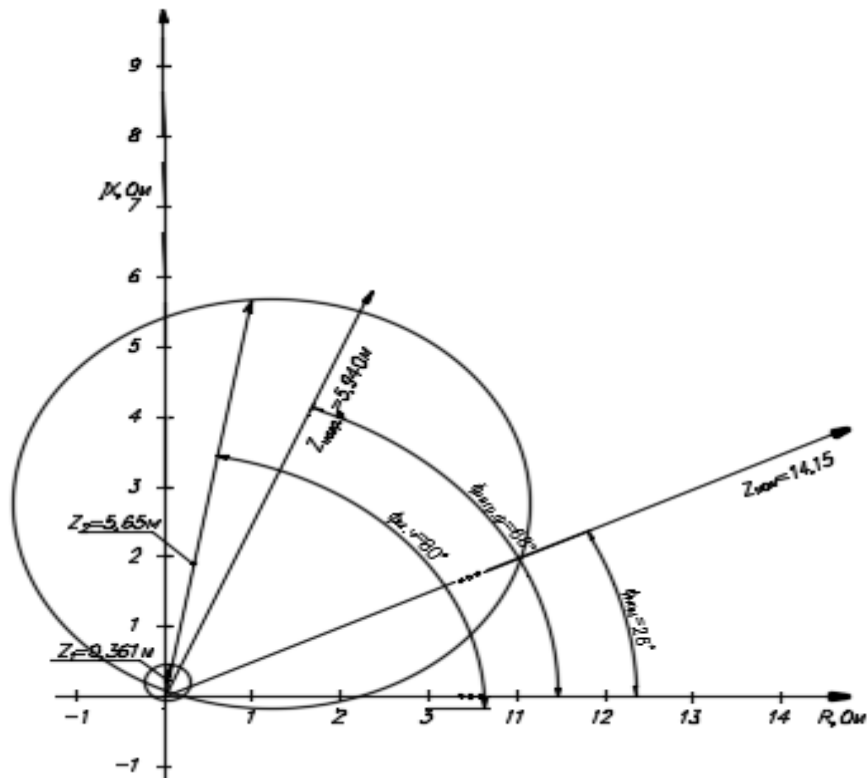


Рисунок 5.4 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения: $Z_{CM1} = 0,0430 \text{ M}$, $Z_{CMII} = 0,678$

Времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ, выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 1 с на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом АРЗ.

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ, выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.8 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{P.СИГН.} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р.}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot 930}{0,98} = 996 \text{ A} \quad (5.46)$$

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

Уставка пускового органа:

$$I_{P.ПУСК.} = \frac{1,1 \cdot I_{НОМ.Р.}}{0,98} = \frac{1,1 \cdot 930}{0,98} = 1043 \text{ А} \quad (5.47)$$

Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме (таблица 5.3), и действующий на отключение выключателя генератора и гашение полей. Перегрузочная способность представлена на рисунке 5.5

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

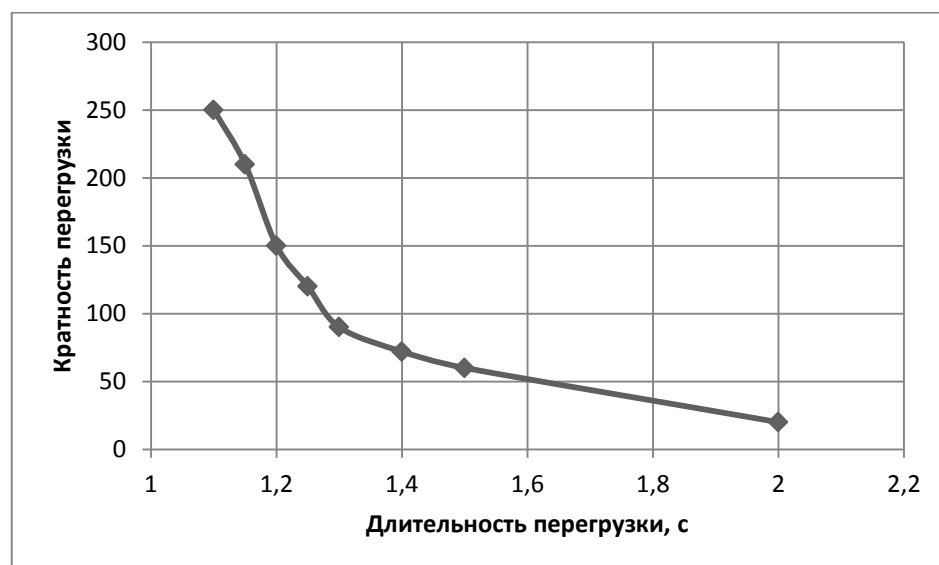


Рисунок 5.5- Перегрузочная способность обмотки ротора

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{P.ОТС.} = \frac{2,15 \cdot I_{НОМ.Р.}}{0,98} = \frac{2,15 \cdot 930}{0,98} = 2040 \text{ А} \quad (5.48)$$

Расчет уставок выполнен без учета коэффициента выпрямления, равного $K_{cx} = 0,816$ (по переменному току).

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

6 Компонировка и сооружения гидроузла

6.1 Состав гидроузла.

Состав гидроузла:

- Глухая правобережная плотина;
- Водосливная плотина;
- Станционная плотина;
- Глухая левобережная плотина.

6.2 Проектирование бетонной водосливной плотины

6.2.1 Определение класса гидротехнического сооружения

– Плотины высотой 72 м ($\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} = 193 - 121 = 72\text{м}$) на скальном основании относятся к II классу;

– В зависимости от условий эксплуатации и назначения ($N_{уст} = 415\text{ МВт}$) – ко II классу;

– В зависимости от возможных последствий – I класс (население г. Пермь более 1000000 чел).

Класс сооружений гидроузла принимается – I.

6.2.2 Определение отметки гребня плотины и гребня быка

Для бетонных плотин с вертикальной напорной гранью отметку гребня находится по формуле:

$$\nabla_{ГБП} = \nabla_{НПУ} + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a = 193 + 1,027 + 0,0038 + 0,8 = 194,83\text{ м} \quad (6.1)$$

где: a – величина запаса, зависит от класса сооружения (для I класса – 0,8 м.).

После проведения гидравлических расчетов и определения отметки гребня быка $\nabla_{ГБ}$, устанавливается проектная отметка гребня плотины, наибольшую отметку из: $\nabla_{ГБП}$ и $\nabla_{ГБ}$.

Высота ветрового нагона рассчитывается по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{20^2 \cdot 1,6 \cdot 10^3}{9,81 \cdot 36,5} = 0,0038\text{ м} \quad (6.2)$$

где, k_w – коэффициент, принимаемый по СНиП [2, Приложение 1, табл. 2*]

V_w – расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, м/с;

L – длина разгона волны, м;

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

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}}{2} = \frac{193 - 121}{2} = 36 \text{ м.} \quad (6.3)$$

Определяется высота волны 1 % обеспеченности для основного сочетания нагрузок и воздействий.

Вычисляются безразмерные комплексы $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$, где t – период развития волн на водохранилище ($t=6 \text{ ч}=21600 \text{ с}$).

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 1,6 \cdot 10^3}{20^2} = 39,24 \quad (6.4)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{20} = 105948 \quad (6.5)$$

2. Из графика по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной, $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ где дно не влияет на основные характеристики волн) по значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ определяются параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$.

$$\text{При } \frac{gL}{V_w^2} = 39,24 \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,23 \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,012$$

$$\text{При } \frac{gt}{V_w} = 10594,8 \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 4,5 \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 2,8$$

Затем, используя меньшие полученные значения, вычисляются средний период волны \bar{T} (с) и средняя высота волны \bar{h} (м):

3. Вычисляется средняя длина волны:

$$\lambda_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,5^2}{2\pi} = 9,76 \text{ м.} \quad (6.6)$$

4. Проверяется условие $d > 0,5\bar{\lambda}_d$

$$d = 36 > 0,5 \cdot 9,76$$

5. Определяется высота волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = 0,489 \cdot 2,1 = 1,027; \quad (6.7)$$

где: K_i – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения $\frac{gL}{V_w^2}$ (для глубоководной зоны).

6.2.3 Определение ширины водосливного фронта

Определяется расчетный расход воды для основного расчетного случая Q_p , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС – $Q_{ГЭС}$. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов, должно быть не более:

$$(n - 1) = (4 - 1) = 3, \text{ при числе гидроагрегатов ГЭС } n = 4;$$

$$Q_p = Q_{\text{max.расч}} - Q_{ГЭС} = 3067 - 3 \cdot 212,5 = 2429,5 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.8)$$

где: $Q_{\text{max.расч}} = 3067 \text{ м}^3/\text{с}$ – расчетный максимальный расход для основного расчетного случая 0,1 обеспеченности.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_b} = \frac{2429,5}{105,87} = 22,94 \text{ м} \quad (6.9)$$

где: q_b – удельный расход на водосливе.

Удельный расход на водосливе:

$$q_b = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 84,7 = 105,87 \text{ м}^2/\text{с}$$

$$(6.10)$$

где: q_p – удельный расход на рисберме.

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{нб}} = 11 \cdot 7,7 = 84,7 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.8)$$

где: $h_{\text{нб}} = 7,5 \text{ м}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $\nabla_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$ при $Q_{\text{max.расч}} = 3067 \text{ м}^3/\text{с}$;

$[v_h]$ – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки, $[V_h] = 11 \text{ м/с}$.

Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляется в большую сторону и, кроме того:

$$B = n \cdot b = 3 \cdot 8 = 24 \text{ м}, \quad (6.9)$$

где: n – число пролетов ($n = 3$),

b – стандартная ширина пролета, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования, ($b = 8 \text{ м}$)

6.2.4 Определение отметки гребня водослива

Рассчитывается криволинейный безвакуумный водослив практического профиля.

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяется напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления $-H_{01}$, а затем с учетом сжатия и подтопления $-H_{02}$

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{2429,5}{0,49 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 12,95 \text{ м}, \quad (6.10)$$

где: $m = 0,49$ – коэффициент расхода для формы профиля водослива типа А.

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{2429,5}{0,49 \cdot 0,827 \cdot 1 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 14,36 \text{ м}, \quad (6.11)$$

где: σ_n – коэффициент подтопления [4, раздел 6-4] ($\sigma_n = 1$);

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяется по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (3-1) \cdot 0,45}{3} \cdot \frac{12,95}{8} = 0,827 \quad (6.12)$$

где: b – ширина пролета;

n – число пролётов;

ξ – коэффициент формы боковых устоев, принимается по [4, рис. 6-10] ($\xi = 0,7$);

ξ_0 – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т. е. величины a (рис.1), и от формы верховой грани быка [4, таблица 6-8, 6-9] ($\xi_0 = 0,45$).

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу V_0 :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 14,36 - \frac{1,1 \cdot 1,088^2}{2 \cdot 9,81} = 14,29 \text{ м} \quad (6.13)$$

где:

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}) \cdot (B + (n-1)\delta_b)} = \frac{2429,5}{(193-121)(24+(3-1) \cdot 3,5)} = 1,088 \text{ м/с} \quad (6.14)$$

где: δ_b – толщина быка;

Отметку гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}} = 193 - 16 = 177 \text{ м} \quad (6.15)$$

где: $H_{\text{ст}}$ – стандартный напор, м, ближайший к H в соответствии с техническим регламентом $H_{\text{ст}} = 16$ м.

6.3 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Определяются параметры гидравлического режима для прямоугольного русла в плоской постановке (на 1 п. м. ширины русла).

Вычисляется критическая глубина потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B + (n-1)\delta_b)^2 \cdot 9,81}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 2429,5^2}{(24 + (3-1) \cdot 3,5)^2 \cdot 9,81}} = 8,82 \text{ м} \quad (6.16)$$

где: α – коэффициент Кориолиса, $\alpha = 1,1$.

Вычисляется удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}} = 193 - 121 = 72 \text{ м} \quad (6.17)$$

Вычисляется отношение $\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{72}{8,82} = 8,16$ и определяется значение коэффициента скорости φ в зависимости от длины сливной грани. Для плотины высотой свыше 40 м (большая длина сливной грани) $\varphi = 0,95$ [4, таблица 9-10]

По графику М.Д. Чертоусова [4, рис. 9.55] в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T_0} определяются ξ_c и ξ_c'' . $\xi_c = 0,27$, $\xi_c'' = 2,6$

Вычисляются сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c h_{\text{кр}} = 0,27 \cdot 8,82 = 2,38 \text{ м}, \quad (6.18)$$

$$h_c'' = \xi_c'' h_{\text{кр}} = 2,6 \cdot 8,82 = 22,93 \text{ м}, \quad (6.19)$$

Так как $h_c'' > h_{\text{НБ}}$ ($22,93 > 7,7$), бьефы сопрягаются по типу отогнанного прыжка.

6.4 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Для водосбросных плотин на скальном основании высотой более 40 м и относительной шириной створа более 3, рекомендуется выполнять сопряжение бьефов по схеме с отброшенной струей. СП [2, таблица 9]

Высота плотины равна 72 м. (по 1.2), а относительная ширина створа 10 (по 1.1)

Этот способ применяют при определенных условиях:

1. Прочный скальный грунт в основании,
2. Устойчивые при увлажнении грунты береговых примыканий,

Дальность отлета струи от плотины до входа в воду нижнего бьефа вычисляется по формуле:

$$L = k_a z_1 \varphi^2 \sin 2\alpha \left(\sqrt{1 + \left(\frac{z_0}{z_1} - 1\right) \frac{1}{\varphi^2 \sin^2 \alpha}} + 1 \right) =$$
$$= 0,9 \cdot 62 \cdot 0,98^2 \sin(2 \cdot 30^\circ) \cdot \left(\sqrt{1 + \left(\frac{64}{62} - 1\right) \frac{1}{0,98^2 \cdot \sin^2 30^\circ}} + 1 \right) = 95,79 \text{ м}; \quad (6.20)$$

где: $k_a = 0,9$ – коэффициент аэрации потока;

$\alpha = 30^\circ$ – угол схода струи с трамплина;

φ – коэффициент скорости потока, $\varphi = 0,98$ [4, таблица 9-10].

$$z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}_{\text{max},0,01\%}} = 193 - 129 = 64 \text{ м} \quad (6.21)$$

$$z_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{носка}} = 193 - 131 = 62 \text{ м}; \quad (6.22)$$

$$\nabla_{\text{носка}} = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{max},0,01\%}} + (1 - 2) = 129 + 2 = 131 \text{ м} \quad (6.23)$$

Коэффициент аэрации k_a определяется, зная число Фруда:

$$Fr = \frac{v_H^2}{gh_H} = \frac{34,18^2}{9,81 \cdot 2,29} = 52 \quad (6.24)$$

где: V_H – скорость потока на носке;

$$v_H = \varphi \sqrt{2gz_1} = 0,98 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 62} = 34,18 \text{ м/с}; \quad (6.25)$$

где: h_H – высота потока воды на носке.

$$h_H = \frac{q}{v_H} = \frac{78,37}{34,18} = 2,29 \text{ м} \quad (6.26)$$

где: q – удельный расход на водосливе.

$$q = \frac{Q_p}{B+(n-1)\cdot\delta_B} = \frac{2429,5}{24+(3-1)\cdot3,5} = 78,37 \text{ м}^2/\text{с}; \quad (6.27)$$

Коэффициент аэрации потока принимается равным $k_a = 0,9$, так как $Fr > 35$.

Безопасное расстояние отлета струи для плотины на основании из прочной скалы составляет $L > 0,4z_0$:

$$0,4 \cdot z_0 = 0,4 \cdot 62 = 24,8 \text{ м, т.е. условие выполняется.}$$

Глубину ямы размыва вычисляется по следующей формуле:

$$h_{\text{разм}} = t - h_{\text{НБ}} = 35,97 - 7,7 = 28,27 \text{ м} \quad (6.28)$$

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

$$\begin{aligned} t &= (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_{\text{н}} = \\ &= (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{52}) \cdot \sqrt{52} \cdot \sqrt[4]{\frac{7,7}{1}} \cdot 2,29 = 35,97 \text{ м}; \end{aligned} \quad (6.29)$$

где: d – средняя крупность отдельностей в скале, в предварительных расчётах можно принимать равной 1 м.

Расстояние от плотины до центра ямы размыва определяется по формуле:

$$L_1 = L + \frac{t}{tg\alpha_1} = 95,79 + \frac{35,97}{0,644} = 151,64 \text{ м} \quad (6.30)$$

где: α_1 – угол входа струи в воду.

$$\begin{aligned} tg\alpha_1 &= \sqrt{tg^2\alpha + \frac{2g(0,5h_{\text{н}} \cdot \cos\alpha + a - h_{\text{НБ}})}{v_{\text{н}}^2 \cdot \cos^2\alpha}} = \\ &= \sqrt{tg^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 2,29 \cdot \cos 30^\circ + 10 - 7,7)}{34,18^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,644 \end{aligned} \quad (6.31)$$

где: a – высота уступа над дном.

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

$$b_p = 2,5h_{\text{кр}} + 3,7h_{\text{разм}} = 2,5 \cdot 8,82 + 3,7 \cdot 28,27 = 126,65 \text{ м.} \quad (6.32)$$

Заложение верхового и низового откоса ямы размыва принимаются равными: $m_1 = 2,2$, $m_2 = 1,5$.

6.5 Проектирование донного водоспуска.

Донный водовыпуск предназначен для пропуска расчётного расхода в строительный период и в период, когда эксплуатация поверхностного водосброса затруднительна или невозможна. Количество водосбросных отверстий назначают в зависимости от числа и размеров секций плотины и величины пропускаемого расхода.

Определяется площадь одного водосбросного отверстия:

$$\omega_{\text{во}} = \frac{Q_{\text{расч}}}{\mu\sqrt{2gZ}} = \frac{426,58}{0,8\cdot\sqrt{2\cdot9,81\cdot69,3}} = 14,46 \text{ м}^2; \quad (6.33)$$

где: Z – это перепад между бьефами при $Q_{\text{расч}}$;

μ – коэффициент расхода, равный 0,8;

$\omega_{\text{во}}$ – площадь выходного отверстия;

$Q_{\text{расч}}$ – расход, сбрасываемый через отверстие;

Z вычисляется по формуле:

$$Z = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}}_{Q_{\text{расч}}} = 193 - 123,7 = 69,3 \text{ м}; \quad (6.34)$$

$Q_{\text{расч}}$ – вычисляется по формуле:

$$Q_{\text{расч}} = \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{сраб}}} = \frac{7,74\cdot10^9}{30\cdot24\cdot7\cdot3600} = 426,58 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}; \quad (6.35)$$

Высота водоспуска равна:

$$h_{\text{во}} = \frac{\omega_{\text{во}}}{b} = \frac{14,46}{8} = 1,8 \text{ м}. \quad (6.36)$$

Под донный водоспуск будет запроектирован отдельный пролёт на водосливной плотине для удобства маневрирования глубинными затворами.

6.6 Конструирование плоти

6.6.1 Определение ширины подошвы плотины

Практикой установлено, что на скальных основаниях экономичная по прочности ширина подошвы B является достаточной и по условию устойчивости сооружения против сдвига, если:

$$\frac{B}{h} = (0,7 \div 0,8),$$

$$B = (0,7 \div 0,8)h$$

Высота плотины с учетом выемки слабонесущих грунтов:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 193 - 117 = 76 \text{ м}; \quad (6.37)$$

где: $\nabla_{\text{под}}$ – отметка подошвы определяется как: отметка дна с вычетом толщины грунта с низкой несущей способностью:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - h_{\text{гр}} - h_{\text{ск}} = 121 - 3 - 1 = 117 \text{ м}; \quad (6.38)$$

где: $h_{\text{ск}}$ – толщина слабонесущего вынимаемого скального грунта; $h_{\text{ск}} = 1 \text{ м}$;

$h_{\text{гр}}$ – толщина удаляемого слоя галечного грунта с песком; $h_{\text{гр}} = 3 \text{ м}$;

Ширина подошвы:

$$B = h \cdot 0,771 = 76 \cdot 0,771 = 58,6 \text{ м}; \quad (6.39)$$

6.6.2 Разрезка бетонной плотины швами

При проектировании бетонных плотин на скальных основаниях предусматривают их разрезку поперечными межсекционными швами и продольными межстолбчатыми швами.

Расстояние между секционными швами выбирается равным ширине секции на водосливной плотине:

$$l_c = b + \delta_6 = 8 + 3,5 = 11,5 \text{ м}; \quad (6.40)$$

При возведении плотины, для уменьшения трещинообразования в блоках, необходимо разрезать секцию на два столба. Тогда плановый размер блока составляет 11,5 x 19,53 м.

6.6.3 Быки

На водосливе устраиваются быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов. Быки выполняются разрезными для предотвращения заклинивания затворов.

Ширина неразрезного быка определяется графически в зависимости от напора на водосливе $H_{ст}$ и ширины пролёта b . Она равна 3 м. Ширина разрезного быка равна ширине неразрезного, увеличенного на 1 м, в итоге ширина разрезного быка назначается равной $\delta_6 = 3,5$ м.

Регулирование стока будет осуществляться плоскими затворами. По графику [6, рис.21.11] в зависимости от ширины пролёта и напора на водосливе определяется тип затвора. В итоге выбирается сдвоенный плоский затвор.

Ширина паза рабочего и аварийно-ремонтного затвора принимается равной 0,75 м.

Длина паза принимается равной 3 м, толщина быка между пазами принимается равной 3 м, расстояние, на которое выдвигается бык, в сторону верхнего бьефа относительно напорной грани равняется $a = 5,51$ м. Размеры разрезного быка представлен на рисунке 6.1

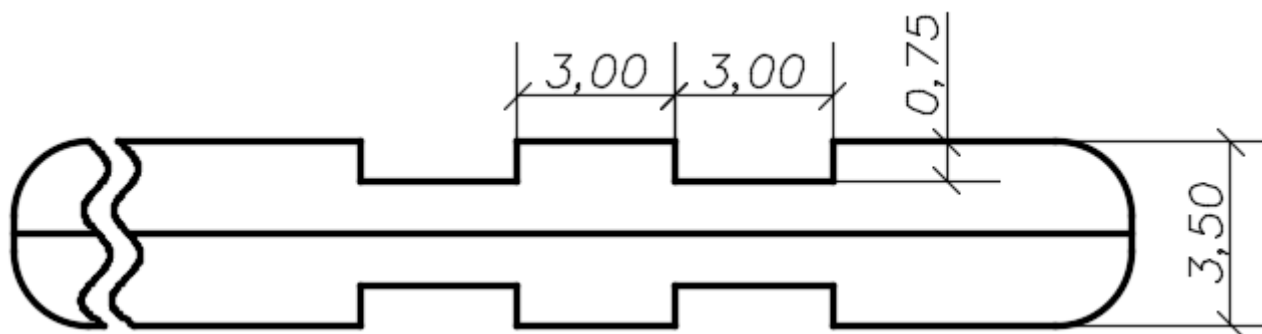


Рисунок 6.1 – Размеры разрезного быка

6.6.4 Галереи в теле плотины

В теле плотины устраиваются продольные и поперечные галереи с шагом 15 м по высоте.

Размеры продольных галерей принимаются 1,5 x 2,5 м; цементационная и дренажная галереи – 3,0 x 4,0 м. Продольные галереи расположены на отметках $\nabla 134,83$ м, $\nabla 149,83$ м, и $\nabla 164,83$ м. Цементационная галерея расположена на отметке $\nabla 119,83$ м.

6.7 Расчёт цементной завесы и дренажа

Толщина противофильтрационной завесы должна удовлетворять условию:

$$\delta_{зав} \geq \frac{\Delta H_3 \gamma_n}{J_{cr,m}} \quad (6.41)$$

где: ΔH_3 – потери напора на завесе;

γ_n – коэффициент надёжности по ответственности сооружения, равный 1,2;

$J_{cr,m}$ – критический градиент напора на завесе, в скальных грунтах равный принимается равный 25 для удельного водопоглощения скального грунта в завесе, принятым $q_c = 0,05$ л/(мин · м²) [7, таблица 9].

Потери напора на завесе определяются по [2]. В соответствии с СП, напор на цементационной завесе, отнесённый к максимальному напору, равен:

$$\frac{H_3}{H_{max}} = 0,4, \text{ отсюда } H_3 = 0,4H_{max} = 0,4 \cdot 71,08 = 28,43 \text{ м;}$$

$$\text{где: } H_{max} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{\text{мин}} = 193 - 121,92 = 71,08 \text{ м;} \quad (6.42)$$

Тогда потери напора на завесе равны:

$$\Delta H_3 = H_{max} - 0,4H_{max} = 0,6H_{max} \quad (6.43)$$

$$\Delta H_3 = 0,6H_{max} = 0,6 \cdot 71,08 = 42,64 \text{ м;} \quad (6.44)$$

Тогда толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} \geq \frac{42,64 \cdot 1,25}{25} > 2,13 \text{ м;}$$

Так как обычно ряд цементационных скважин обеспечивает толщину завесы примерно 3м, то принимается однорядная завеса толщиной 3 м.

Глубину цементационной завесы принимают равной:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8)H_{max}; \quad (6.45)$$

$$h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 71,08 = 35,54 \text{ м}$$

Расстояние от напорной грани до оси завесы вычисляется по формуле:

$$l = (0,1 \div 0,25)B; \quad (6.46)$$

$$l = 0,1 \cdot 58 = 5,86 \text{ м;}$$

Дренаж в скальных грунтах выполняется в виде вертикальных скважин диаметром 200 мм с шагом 2 м.

Напор на дренаже равен:

$$\frac{H_{др}}{H_{max}} = 0,2, \text{ отсюда } H_{др} = 0,2H_{max} = 0,2 \cdot 71,08 = 14,21 \text{ м}; \quad (6.47)$$

Глубина скважин принимается равной:

$$h_{др} = (0,5 \div 0,7)h_{зав};$$

$$h_{др} = 0,5 \cdot 35,54 = 17,77 \text{ м}; \quad (6.48)$$

Расстояние между дренажными и цементационными скважинами принимается равным 5 м.

6.8 Статические расчёты плотины

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях отдельно для строительного и эксплуатационного периодов. Расчеты для основного сочетания нагрузок при НПУ и $h_{НБ}(Q_{вхк})$

6.8.1 Вес сооружения и затворов

Вес плотины определяется с учетом объема продольных галерей и полости. Поперечный разрез плотины и быка при определении площади поперечного сечения представлен на рисунка 6.2

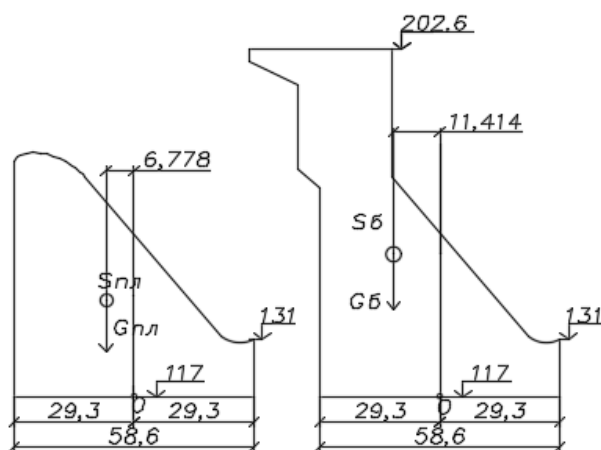


Рисунок 6.2 – Поперечный разрез плотины и быка при определении площади поперечного сечения

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} b g \rho_{\text{Б}}}{b + \delta_{\text{Б}}} = \frac{2276,08 \cdot 8 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{8 + 3,5} = 37278,62 \text{ кН}, \quad (6.49)$$

где $S_{\text{пл}}$ – площадь поперечного сечения плотины с учётом продольных галерей;

b – ширина пролёта;

$\delta_{\text{Б}}$ – толщина быка;

$\rho_{\text{Б}}$ – плотность бетона;

Вес быка и его центр тяжести определяется аналогично:

$$G_{\text{Б}} = \frac{S_{\text{Б}} g \delta_{\text{Б}} \rho_{\text{Б}}}{b + \delta_{\text{Б}}} = \frac{2999,58 \cdot 3,5 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{8 + 3,5} = 21493,68 \text{ кН}; \quad (6.50)$$

где: $S_{\text{Б}}$ – это площадь поперечного сечения быка с учётом продольных галерей;

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

$$Q_3 \approx 0,055 f \sqrt{f g} \approx 0,055 \cdot 148 \cdot \sqrt{148} \cdot 9,81 = 971 \text{ кН}; \quad (6.51)$$

где: f – площадь затвора;

$$f = (\nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{ГВ}} + 0,5) b = (195 - 177 + 0,5) \cdot 8 = 148 \text{ м}^2; \quad (6.52)$$

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_{\text{Б}}} = \frac{971}{8 + 3,5} = 84 \text{ кН}; \quad (6.53)$$

Плечо силы веса затвора q_3 относительно середины подошвы равно 21,77 м.

6.8.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

Со стороны верхнего бьефа:

$$T_{\text{В}} = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 76^2}{2} = 28331 \text{ кН}; \quad (6.54)$$

$$\text{где: } h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 193 - 117 = 76 \text{ м}; \quad (6.55)$$

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_{\text{Н}} = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 4,92^2}{2} = 118,7 \text{ кН}; \quad (6.56)$$

$$\text{где: } h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{мин}}} - \nabla_{\text{под}} = 121,92 - 117 = 4,92 \text{ м}; \quad (6.57)$$

Плечо силы гидростатического давления со стороны верхнего бьефа равно:

$$t_{\text{в}} = \frac{1}{3}h_1 = \frac{1}{3} \cdot 76 = 25,33\text{м}, \quad (6.58)$$

Для нижнего бьефа аналогично:

$$t_{\text{н}} = \frac{1}{3}h_2 = \frac{1}{3} \cdot 4,92 = 1,64\text{ м}; \quad (6.59)$$

6.8.3 Сила взвешивающего и фильтрационного давления

Силу взвешивающего давления определяют по формуле:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}}\rho_w g = 288,312 \cdot 1 \cdot 9.81 = 2828,34\text{ кН}; \quad (6.60)$$

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

Эпюра взвешивающего давления представлена на рисунке 6.3

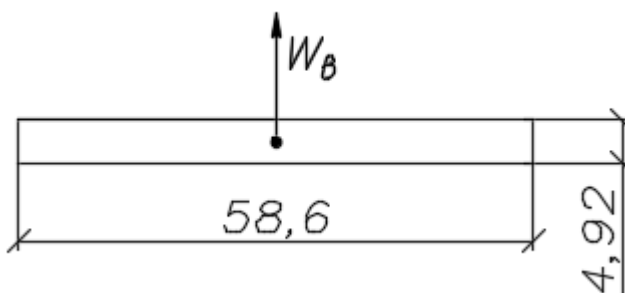


Рисунок 6.3 – Эпюра взвешивающего давления

Плечо силы взвешивающего давления равно нулю, так центр приложения силы взвешивающего давления лежит на оси и проходит через середину подошвы плотины.

Эпюра фильтрационного давления построена в соответствии с [2].

Напор на цементационной завесе $H_3 = 28,43\text{м}$;

Напор на дренаже: $H_{\text{др}} = 14,21\text{ м}$;

Эпюра фильтрационного давления представлена на рисунке 6.4

В соответствии с этими значениями строится эпюра фильтрационного давления:

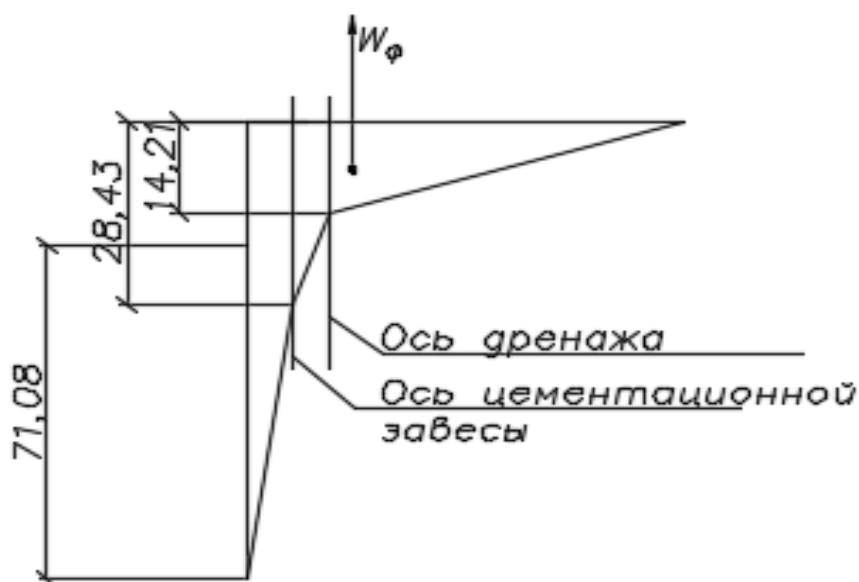


Рисунок 6.4 – Эпюра фильтрационного давления

Фильтрационное давление, действующее на подошву:

$$W_{\phi} = \rho_w g S_{\text{эп}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 739,08 = 7250,37 \text{ кН}; \quad (6.61)$$

Плечо силы фильтрационного давления 15,21 м относительно центра подошвы

6.8.4 Давление наносов и грунта

Грунт, оказывающий давление на основание плотины с верхнего и нижнего бьефа, состоит из слоя галечно – песчаного грунта толщиной 3 м, слоя скального грунта – доломита, толщиной 1 м. Также со стороны верхнего бьефа будут оказывать давление наносы, представляющие собой слой галечно-песчаного грунта, принесённого с верховьев реки.

Давление наносов на вертикальную грань определяется по формуле:

$$\begin{aligned} P_n &= \gamma_n \cdot h_n \cdot tg^2(45^\circ - \varphi_n/2) = \\ &= 12,13 \cdot 5 \cdot tg^2(45^\circ - 35^\circ/2) = 16,37 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (6.62)$$

где: γ_n – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

φ_n – угол внутреннего трения наносов, для гравийно-песчаного равен $\varphi_n = 35^\circ$;

γ_n рассчитывается по формуле:

$$\gamma_n = \gamma_c - (1 - n_0)\gamma_w = 19 - (1 - 0,3) \cdot 9,81 \cdot 1 = 12,13 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}; \quad (6.63)$$

где: γ_c – удельный вес грунта гравийно-песчаного;
 n_0 – пористость сухого гравийно-песчаного грунта;
 γ_w – удельный вес воды;
 Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_H = (p_H h_H)/2 = (16,37 \cdot 5)/2 = 40,92 \text{ кН.} \quad (6.64)$$

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

$$p'_{гр} = \gamma_H h_H t g^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = 12,13 \cdot 5 \cdot t g^2 \left(45^\circ - \frac{35^\circ}{2} \right) = 16,37 \text{ кПа;} \quad (6.65)$$

где: $\varphi_{гр}$ – угол внутреннего трения водонасыщенного галечно – песчаного грунта во взвешенном состоянии, равный $\varphi_{гр} = 35^\circ$.

В точке на нижней границе слоя галечного грунта с песком толщиной 3 м, где действуют и вес наносов, и вес грунта, давление равняется:

$$\begin{aligned} p''_{гр} &= (\gamma_H h_H + \gamma_{гр}^{взв} h_{гр}) t g^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = \\ &= (12,13 \cdot 5 + 12,13 \cdot 3) \cdot t g^2 \left(45^\circ - \frac{35^\circ}{2} \right) = 26,02 \text{ кПа;} \end{aligned} \quad (6.66)$$

Боковое давление скального грунта рассчитывается аналогичным образом:

$$\begin{aligned} p'_{ск} &= (\gamma_H h_H + \gamma_{гр}^{взв} h_{гр}) t g^2 \left(45 - \frac{\varphi_{ск}}{2} \right) = \\ &= (12,13 \cdot 5 + 12,13 \cdot 3) \cdot t g^2 \left(45^\circ - \frac{39^\circ}{2} \right) = 22,02 \text{ кПа;} \end{aligned} \quad (6.67)$$

В точке на нижней границе слоя доломита толщиной 1 м, где действуют и вес наносов, и вес всех слоёв грунта, давление равняется:

$$\begin{aligned} p''_{ск} &= (\gamma_H h_H + \gamma_{гр}^{взв} h_{гр} + \gamma_{ск}^{взв} h_{ск}) t g^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{ск}}{2} \right) = \\ &= (12,13 \cdot 5 + 12,13 \cdot 3 + 18,3 \cdot 1) \cdot t g^2 \left(45^\circ - \frac{39^\circ}{2} \right) = 26,18 \text{ кПа;} \end{aligned} \quad (6.68)$$

где: $\varphi_{ск}$ – угол внутреннего трения скального грунта, равный $\varphi_{гр} = 35^\circ$.

$\gamma_{ск}^{взв}$ – удельный вес взвешенного скального грунта, равный:

$$\gamma_{ск}^{взв} = \gamma_{ск} - (1 - n_0) \gamma_w = 28 - (1 - 0,01) \cdot 9,81 \cdot 1 = 18,3 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}; \quad (6.69)$$

где: $\gamma_{ск}$ – удельный скального грунта;

n_0 – пористость скального грунта, равная $n_0 = 0,01$;

γ_w – удельный вес воды;

Эпюра активного давления грунта имеет вид:

Эпюра наносов и активного давления грунта представлена на рисунке 6.4

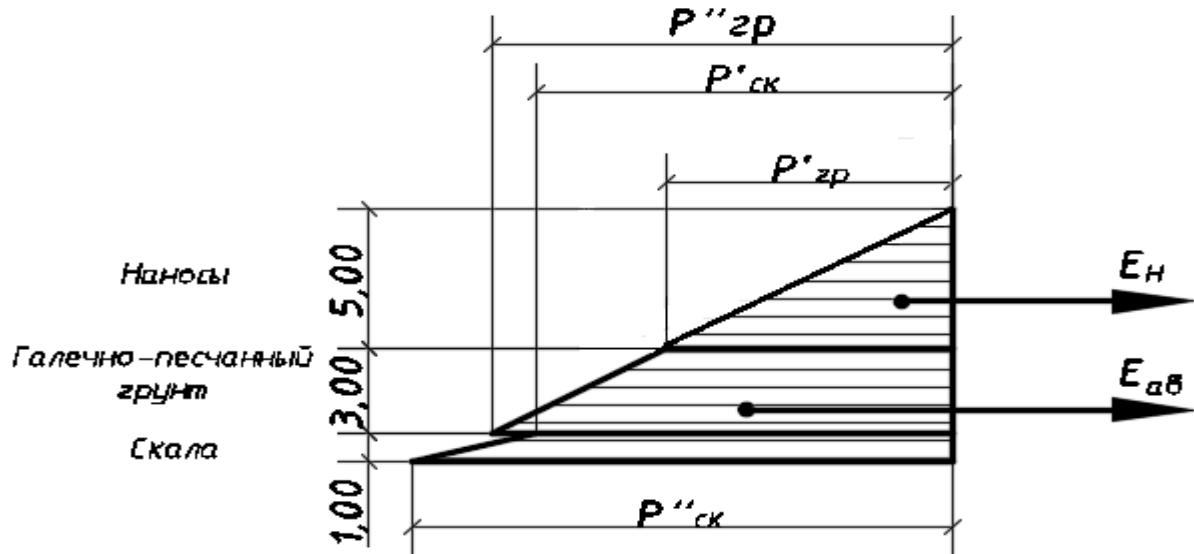


Рисунок 6.4 – Эпюра наносов и активного давления грунта
Значение равнодействующей активного давления грунта:

$$E_{ав} = \frac{p'_{гр} + p''_{гр}}{2} \cdot h_{гр} + \frac{p'_{ск} + p''_{ск}}{2} \cdot h_{ск} = \quad (6.70)$$

$$= \frac{16,37 + 26,02}{2} \cdot 3 + \frac{22,02 + 26,18}{2} \cdot 1 = 85,35 \text{ кН};$$

Плечо силы давления наносов равно 5,65 м и плечо силы активного давления грунта равно 2,559 м относительно центра подошвы.

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

В точке на нижней границе слоя гравийно - галечного грунта с песком толщиной 3 м, давление равняется:

$$p''_{гр} = \gamma_{гр}^{взв} h_{гр} \cdot tg^2 \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = 12,13 \cdot 3 \cdot tg^2 \left(45 + \frac{35^\circ}{2} \right) = 134,27 \text{ кПа}; \quad (6.71)$$

Боковое давление скального грунта рассчитывается аналогичным образом:

$$p'_{ск} = \gamma_{гр}^{взв} h_{гр} \cdot tg^2 \left(45 + \frac{\varphi_{ск}}{2} \right) = 12,13 \cdot 3 \cdot tg^2 \left(45 + \frac{39^\circ}{2} \right) = 159,75 \text{ кПа}; \quad (6.72)$$

В точке на нижней границе слоя доломита толщиной 1 м, давление равняется:

$$p''_{ск} = (\gamma_{гр}^{взв} h_{гр} + \gamma_{ск}^{взв} h_{ск}) t g^2 \left(45^\circ + \frac{\varphi_{ск}}{2} \right) =$$

$$= (12,13 \cdot 3 + 18,3 \cdot 1) \cdot t g^2 \left(45^\circ + \frac{39^\circ}{2} \right) = 240,08 \text{ кПа}; \quad (6.73)$$

Эпюра пассивного давления грунта представлена на рисунке 6.5

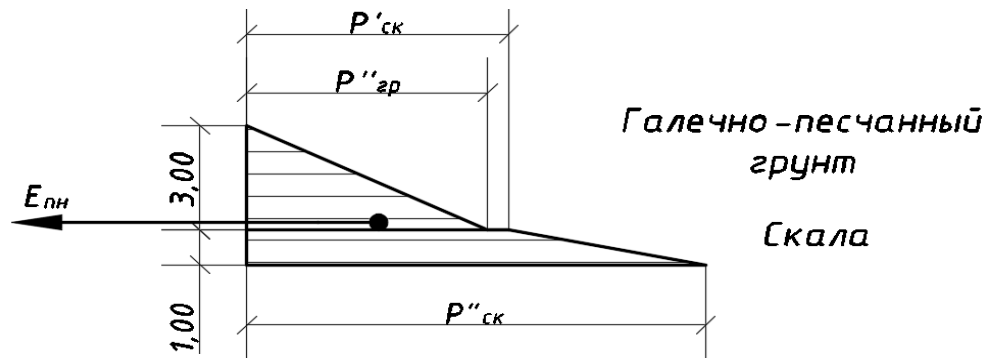


Рисунок 6.5 – Эпюра пассивного давления грунта

Значение равнодействующей пассивного давления грунта:

$$E_{пн} = \frac{1}{2} \cdot h_{гр} \cdot p''_{гр} + \frac{p'_{ск} + p''_{ск}}{2} \cdot h_{ск} = \frac{1}{2} \cdot 3 \cdot 134,27 + \frac{159,75 + 240,08}{2} \cdot 1 = 401,31 \text{ кН}; \quad (6.74)$$

Плечо силы пассивного давления грунта 1,065 м относительно центра подошвы.

6.8.5 Волновое давление

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

$$W_{волн} = 0,5 \rho_w g h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) =$$

$$= 0,5 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot 1,027 \cdot \left(\frac{9,76}{3,14} + \frac{0,339}{2} \right) = 16,51 \text{ кН}; \quad (6.75)$$

где: $h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности;
 $\bar{\lambda}$ – средняя длина волны;

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,027^2}{9,76} = 0,339 \text{ м}; \quad (6.76)$$

Линия действия равнодействующей $W_{волн}$ находится ниже ∇ НПУ на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{9,76}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,027 = 1,16 \text{ м}; \quad (6.77)$$

Эпюру волнового давления можно представить в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена не выше $1,1h_{1\%} = 1,1 \cdot 1,027 = 1,13$ м над ∇ НПУ, а другая ниже ∇ НПУ на $8h_{1\%} = 8 \cdot 1,027 = 8,22$ м.

Высота треугольника определяется геометрически:

$$\begin{aligned} W_{\text{волн}} &= (S_1 + S_2) \gamma_B = \left(\frac{1}{2} \cdot 1,1h_{1\%} \cdot x + \frac{1}{2} \cdot 8h_{1\%} \cdot x \right) \cdot \gamma_B = \\ &= \left(\frac{1}{2} \cdot 1,13 \cdot x + \frac{1}{2} \cdot 8,22 \cdot x \right) \cdot 9,81 = 45,86x, \end{aligned} \quad (6.78)$$

где: x – высота треугольника;

Отсюда:

$$x = \frac{W_{\text{волн}}}{101,5} = \frac{74,84}{45,86} = 1,63 \text{ м}; \quad (6.79)$$

Эпюра волнового давления представлена на рисунке 6.6

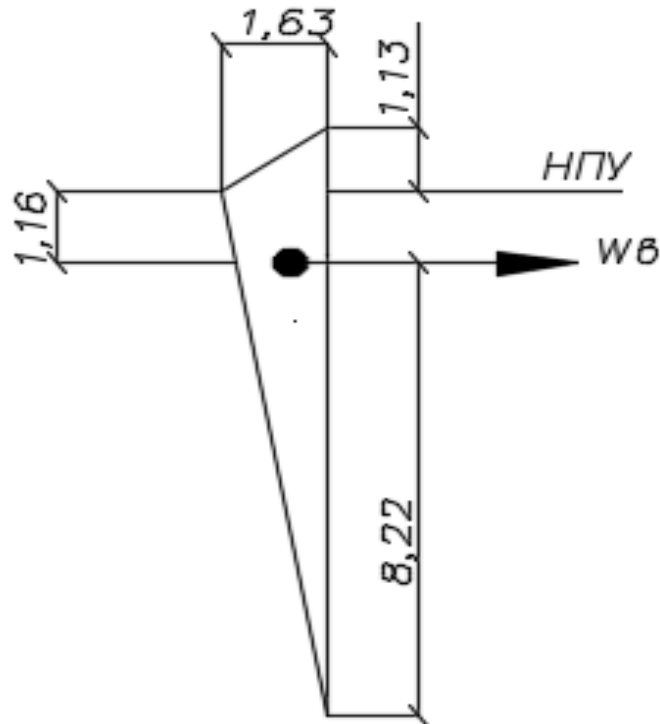


Рисунок 6.6 – Эпюра волнового давления.

Плечо силы волнового давления $W_{\text{волн}}$ равно расстоянию от центра тяжести эпюры до середины подошвы, $W_{\text{волн}} = \nabla\text{НПУ} - y_c - \nabla\text{под} = 193 - 1,16 - 117 = 74,84$ м.

6.9 Расчёт прочности плотины

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). В результате расчёта определяются напряжения на гранях плотины, которые сравниваются с критериями прочности.

Все напряжения определяются на гранях в горизонтальном сечении на отметке подошвы.

В расчёте плотины сжимающие напряжения со знаком «-», растягивающие – со знаком «+», изгибающий момент относительно середины расчётного сечения, действующий на тело плотины по часовой стрелке принимается со знаком «+», против часовой стрелки – со знаком «-» .

В таблице 6.1 приведены действующие силы, их моменты и плечи.

Таблица 6.1 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Для основного сочетания нагрузок и воздействий		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1	→	28331	25,33	717624,23
Тн	1	←	118,7	1,64	-194,66
Gб	0,95	↓	20419	11,414	-233062,46
Gпл	0,95	↓	35414,68	6,778	-240040,701
Wвзв	1	↑	2828,312	0	0,0
Wф	1	↑.	7250,37	15,21	110278,12
Ен	1,2	→	49,1	5,65	277,41
Wволн	1	→	16,51	74,84	1235,6
Qз	0,9	↓	873,9	21,77	-19024,8
Еав	1,2	→	102,42	2,559	262
Епн	0,8	←	321,04	1,065	-341,9
			$\Sigma\downarrow\uparrow=46628,89$		$\Sigma M=337012,83$

Расчёт краевых напряжений для основного сочетания нагрузок и воздействий в горизонтальном сечении плотины на отметке подошвы (при расчёте на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

Для верхней грани:

Нормальное напряжение, действующее по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{46628,89}{58,6} + \frac{6 \cdot 337012,83}{58,6^2} = 207 \text{ кПа}, \quad (6.80)$$

где: N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину относительно середины подошвы;

B – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение, действующее по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -207 \cdot 0 - 10 \cdot 76 \cdot (1 - 0) = -760 \text{ кПа}, \quad (6.81)$$

где: $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;

$H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 193 - 117 = 76 \text{ м.}$ –напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \tan \alpha_1$. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $m_u = 0$.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 76 - 110) \cdot 0 = 0 \quad (6.82)$$

Главное минимальное сжимающее напряжение:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -207 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 76 \cdot 0 = -207 \text{ кПа}. \quad (6.83)$$

Главное максимальное сжимающее напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 76 = -760 \text{ кН/м}^2. \quad (6.84)$$

Низовая грань:

Нормальное напряжение, действующее по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{46628,89}{57,6} - \frac{6 \cdot 336889,88}{57,6^2} = -1384 \text{ кН/м}^2. \quad (6.85)$$

Нормальное напряжение, действующее по вертикальной площадке:

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \\ &= -13 \cdot 0^2 - 10 \cdot 4,92 \cdot (1 - 0^2) = -49,2 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.86)$$

где: $m_t = \tan \alpha_2 = 0$ – заложение низовой грани в расчётном сечении;

$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 121,92 - 117 = 4,92 \text{ м.}$ –напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 4,92 - 1384) \cdot 0 = 0 \text{ кН/м}^2 \quad (6.87)$$

Главные напряжения:

$$\begin{aligned}\sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = \\ &= -1384 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 4,92 \cdot 0^2 = -1384 \text{ кН/м}^2,\end{aligned}\quad (6.88)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 4,92 = -49,2 \text{ кН/м}^2. \quad (6.89)$$

В таблице 6.2 приведены крайевые напряжения на гранях плотины.

Таблица 6.2 – Краевые напряжения на гранях плотины

Грань	Напряжение	Значение, кПа
Верховая	σ_y^u	-207
	σ_x^u	-760
	τ_{xy}^u	0
	σ_1^u	-207
	σ_3^u	-760
Низовая	σ_y^t	-1384
	σ_x^t	-49,2
	τ_{xy}^t	0
	σ_1^t	-49,2
	σ_3^t	-1384

6.10 Критерии прочности плотины

Необходимо проверить соблюдение критериев прочности:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b,$$

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

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного сочетания нагрузок и воздействий в период нормальной эксплуатации, $\gamma_{lc} = 1$ [1];

γ_{cd} – коэффициент условий работы, для основного сочетания нагрузок и воздействий. $\gamma_{cd} = 0,90$ [1];

В проекте назначается бетон класса В20. Выполняется проверка бетона по прочности на сжатие:

$$1,25 \cdot 1,00 \cdot |-1384| \leq 0,90 \cdot 20000$$

1730 < 18000, условие прочности выполняется.

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

$$\sigma'_y < 0,$$

$-110 \text{ кН/м}^2 < 0$ - условие выполнено.

3. В зоне верховой грани плотины:

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

$$207 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 76;$$

$$207 \text{ кН/м}^2 > 190 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.11 Расчёт устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n,$$

$$\text{где: } R = (G_{\text{пл}} + G_{\text{б}} - W_{\text{взв}} - W_{\text{ф}} + Q_3) \cdot \tan \varphi + E_{\text{нн}} \cdot \gamma'_{cd} + c \cdot \omega = (35414,68 + 20419 - 2828,312 - 7250,37 + 873,9) \cdot 0,7 + 321,04 \cdot 0,7 + 100 \cdot 58,6 = 38724,94 \text{ кН/м}, \quad (6.91)$$

где: $\tan \varphi = 0,7$ – внутреннее трение для скалы в основании;

$c = 100 \text{ кН/м}^2$ – сцепление скалы;

$\omega = B_{\text{п}} \cdot 1 = 58,6 \text{ м}^2$ – проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр;

γ'_{cd} – коэффициент условия работы для пассивного давления грунта, принимается $\gamma'_{cd} = 0,7$.

$$F = T_{\text{в}} - T_{\text{н}} + W_{\text{вол}} + E_{\text{н}} = 28331 - 118,7 + 16,51 + 49,1 + 102,42 = 28380,33 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.92)$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{38724,94 \cdot 0,95}{28380,33 \cdot 1} = 1,296 = 1,3$$

$1,30 > 1,25$ – условие выполняется.

Исходя из расчетов, можно утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности при основном сочетании нагрузок и воздействий.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Красновишерской ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС могут быть катастрофическими для всего региона, поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным, из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием этого закона 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, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности несет собственник гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений 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 Акте обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой описано обоснование безопасности сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по предотвращению и ликвидацию явлений препятствующих безопасной эксплуатации.

7.2 Требования по охране труда и техники безопасности для работников Красновишерской ГЭС

7.2.1 Общие положения

Правильно организованная работа по обеспечению безопасности труда повышает дисциплинированность работников, что, в свою очередь, ведет к повышению производительности труда, снижению количества несчастных случаев, поломок оборудования и иных нештатных ситуаций, то есть повышает

в конечном итоге эффективность производства. Управление охраной труда в организации осуществляет работодатель.

Одной из основных задач по обеспечению безопасных условий труда на Красновишерской гидроэлектростанции является создание структурного подразделения по охране труда и технике безопасности.

Служба по охране труда и технике безопасности выполняет следующие ключевые задачи:

- определяет цели, задачи и политику организации в области охраны труда;
- участие в организации работ на оборудовании и сооружениях Красновишерской гидроэлектростанции;
- ответственный за охрану труда на предприятии - работодатель;
- разработка мероприятий по охране труда на предприятии.

Для всех работников станции в обязательном порядке разрабатываются для рабочего персонала – должностные инструкции, а также для всех работников станции – охрана труда. Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей должны руководствоваться данными документами.

Инструкции по охране труда могут разрабатываться как для работников отдельных профессий, так и на отдельные виды работ. Они разрабатываются на основе межотраслевых и отраслевых правил по охране труда, типовых инструкций, требований безопасности, изложенных в технической документации завода - изготовителя оборудования, с которым имеют дело работники, с учетом конкретных условий производства и т.д. Каждой инструкции присваивается наименование и номер.

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов по технике безопасности и охране труда:

- Трудовой кодекс РФ;
- ГОСТ 12.0.230-2007 «Система стандартов безопасности труда. Система управления охраной труда. Общие требования» [40];
- распоряжение РАО ЕЭС России от 14.01.98 № 5р «Об утверждении Положения о СУОТ» [41];
- Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утв. приказом Министерством труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 №328 [42];
- РД153-34.0-03.301-00 – «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» [43];
- Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [44];
- другие нормативные документы в сфере охраны труда.

Руководители и работники предприятия несут в соответствии с Законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую,

административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести или привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу.

7.2.2 Охрана труда Красновишерской ГЭС

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемой ГЭС следует считать обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса; сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве, а также предупреждение возможности их возникновения.

Контроль за выполнением требований нормативов по охране труда осуществляется руководителями гидроэлектростанции и подразделениями на всех ступенях управления. Исполнение правил обязательно для всех работников, связанных с эксплуатацией сооружений и оборудования проектируемой ГЭС, а также для работодателей, в ведении которых находятся названные работники.

Для выполнения и обеспечения правил охраны труда должны выполняться следующие требования:

- проектирование, строительство, реконструкция и ремонт гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования ГЭС, территория и акватория в зоне ответственности ГЭС, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать нормам законодательства, требованиям технических регламентов, стандартов;
- при случае возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к использованию предварительно разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС;
- должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных (аварийно-спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала;
- должны быть разработаны и вывешены на видных местах схемы и пути эвакуации работников из зон возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения;
- подразделения ГЭС, соответствующие безопасные помещения должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, системами автономных устройств жизнеобеспечения; а также средствами оказания первой медицинской

помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Персонал, в свою очередь должен быть извещен и знать об объеме укомплектования рабочих зон и безопасных помещений указанными средствами;

– инструктажи во всех подразделениях на Красновишерской ГЭС должны производить только высококвалифицированные работники;

– должны обеспечивать контроль и систематические проверки: соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте или в резерве оборудования и сооружений ГЭС требованиям безопасности, знаний работниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их использования на практике; знаний работниками СИЗ, средств коллективной защиты и систем автономных установок жизнеобеспечения, навыков их применения по назначению;

– организация соблюдения работниками гигиены труда на рабочих местах и в производственных помещениях;

– на каждом рабочем месте должны быть производственные и должностные инструкции и инструкции по охране труда в объеме, обязательном для данной должности или профессии;

– персонал, принимаемый на работу по обслуживанию гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным медицинским ведомством России;

– персонал ГЭС и привлекаемый для работ на территории ГЭС организаций обязан знать требования охраны труда, руководствоваться и соблюдать его требования;

– персонал, использующий в своей работе станочное оборудование, инструменты и приспособления, а также выполняющий сварочные и другие огневые работы, обязан знать и исполнять требования правил безопасности при работе с инструментом и приспособлениями;

– персонал, допускаемый к работе в помещениях, где используются горючие, токсичные и взрывоопасные материалы, должен знать свойства этих материалов и меры безопасности при обращении с ними;

– весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спец.обувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ согласно ГОСТ 12.4.011 и обязан пользоваться ими во время работы;

– весь производственный персонал должен владеть приемами освобождения от воздействия электрического тока попавшего под напряжение человека и оказания ему первой помощи, а также оказания такой помощи пострадавшим при других несчастных случаях;

- не допускается нахождение на территории и в производственных помещениях организации ГЭС лиц, не имеющих отношения к обслуживанию расположенного в них оборудования, без сопровождающих;
- шахты, колодцы и шурфы должны быть закрыты прочными и плотными щитами или иметь ограждения. Траншеи и котлованы в месте прохода людей должны быть ограждены;
- защитные ограждения следует окрашивать в желтый цвет в соответствии с ГОСТ 12.4.026. Ограждения необходимо оснащать предупреждающими надписями, знаками безопасности, а также сигнальным освещением, обеспечивающим в темное время суток хорошую видимость места ограждения со всех сторон возможного проезда автотранспорта и прохода пешеходов;
- в производственных помещениях должны быть установлены закрывающиеся металлические ящики с отделениями для чистого и грязного обтирочного материала. В качестве обтирочного материала может применяться хлопчатобумажная или льняная ветошь. Использованный промасленный обтирочный материал из ящиков ежедневно следует отправлять на утилизацию;
- курение на территории и в производственных помещениях разрешается только в специально оборудованных местах, не опасных в пожарном отношении, при соблюдении необходимых мер пожарной безопасности. У этих мест должны быть вывешены указательные знаки безопасности;
- в каждом подразделении (участке) ГЭС должны быть определены места расположения средств для оказания первой медицинской помощи (аптечки, носилки, шины, приспособления для реанимации);
- в производственных помещениях должны быть вывешены на видных местах плакаты, наглядно иллюстрирующие безопасные методы работы и приемы оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях;
- до начала работы руководителем структурного подразделения должно быть проверено выполнение всех требований безопасности, относящихся к предстоящей работе. При несоблюдении этого положения и необеспечении персонала необходимыми средствами индивидуальной защиты не разрешается приступать к работе;
- не разрешается ведение работ на неостановленных механизмах и оборудовании;
- не допускается эксплуатация неисправного оборудования;
- движущиеся части производственного оборудования, к которым возможен доступ работающих, должны иметь защитное ограждение,

надежное и прочно закрепленное, не ограничивающее технологических возможностей оборудования;

– работник обязан знать, выполнять и нести персональную ответственность за нарушение требований законодательных и иных нормативных актов по охране труда;

– капитальные и средние ремонты оборудования, а также работы, связанные с его монтажом или демонтажом, должны выполняться по ППР или технологической документации (технологическим картам и инструкциям), содержащим конкретные требования безопасности при подготовке к работе и в процессе ее выполнения;

– работы на гидроэнергетическом, электротехническом, гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях ГЭС должны проводиться по нарядам-допускам и (или) распоряжениям;

– учет и регистрацию работ по нарядам и распоряжениям ведет дежурный персонал в "Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям". При отсутствии дежурного персонала учет и регистрацию работ ведет работник, выдающий наряд (отдающий распоряжение);

– организация кабинета по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

7.3 Пожарная безопасность

7.3.1 Общие требования к пожарной безопасности

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утверждены РАО «ЕЭС России». В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции.

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Руководитель ГЭС обязан:

– организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;

– обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;

– установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;

– установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.

- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;
- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

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;
- специальная подготовка;
- 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.

7.3.2 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультные, подщитовые помещения.

Повреждение синхронных машин, вызванное пробоем изоляции обмоток статора генератора, может вызвать пожар с тяжелыми последствиями. На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками (дренчерами), ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами (ЗПУ). Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется

обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

7.4 Охрана природы

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

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

- Конституция Российской Федерации (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.) [45];
 - Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002 [46];
 - Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999 [47];
 - Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998 [48];
 - Федеральный закон «О животном мире» № 52-ФЗ от 13.12.1996 [49];
 - Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» (14 марта 1995 года N 33-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 10.05.2007 N 69-ФЗ) [50];
 - Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 г. N 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 N 186-ФЗ) [52];
 - Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 N 75-ФЗ) [53];
 - Федеральный закон «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» (20 декабря 2004 г. №166-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 06.12.2007 N 333-ФЗ) [54];
 - Федеральный закон «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» (25.06.02 №73-ФЗ в ред. Федеральных законов от 08.11.2007 N 258-ФЗ) [55].
 - Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001 [56];
 - Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006 [57];
 - Лесной кодекс РФ № 200-ФЗ от 04.12.2006 [58];
 - Другие нормативные документы РФ.
- К наиболее значимым экологическим задачам при строительстве и эксплуатации Красноярской ГЭС относятся:
- создание водохранилища и связанные с этим трансформация

ландшафтов, климатические изменения и пр.;

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

7.4.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входят:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов;
- вынос предприятий, снос зданий и сооружений из зоны затопления;
- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников;
- мониторинг водоохраных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

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

В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

- 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.).

На территории населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления и берегообрушения, подлежат удалению все строения, включая опоры воздушных линий электропередач и связи, мачты, изгороди и др. строения, выступающие над землей более чем на 0,5 м.

В населенных пунктах нечистоты от действующих индивидуальных и общественных уборных, скотных дворов и свалок выбираются и отвозятся в специально оборудованных самосвалах на полигоны отходов, где укладываются в специально подготовленные котлованы.

В местах захоронений необходимость тех или иных мероприятий по подготовке территорий кладбищ к затоплению и переносу определяется абсолютной отметкой местности. Согласно СанПиН 3907-85 (Санитарные

правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985) подлежат переносу кладбища, расположенные в пределах зоны сработки водохранилища и на 2 м ниже УМО. Все работы по санитарной подготовке территорий кладбищ к перезахоронениям должны проводиться с выполнением мероприятий по обеззараживанию почв, инструментов, механизмов, с соблюдением санитарных норм и техники безопасности.

Очистка зоны водохранилища от древесно-кустарниковой растительности производится в соответствии с санитарными нормами, согласно которым для водохранилищ с коэффициентом водообмена 6 и более очистку от древесно-кустарниковой растительности производят на территории сработки водохранилища от НПУ до отметки на 2 м ниже максимальной сработки с оставлением пней не выше 50 см. Вместе с тем санитарные нормы допускают отказ от очистки от древесно-кустарниковой растительности, если расчетами прогноза подтверждается, что воздействие остающейся под затопление древесины на качество воды будет находиться в пределах нормативных требований (примечание к п.3.3.2. санитарных правил проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985).

Для компенсации ущерба, приносимого затоплением и подтоплением земель, необходимо провести следующие мероприятия:

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;
- перенос или защита памятников истории и культуры, а также их обследование и описание;
- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

7.4.2 Водоохранная зона

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 и во исполнение требований Водного кодекса № 74 - ФЗ от 3.06.2006 [52] вокруг водохранилища должна быть установлена водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

Все показатели, характеризующие состояние лесного фонда, интенсивность использования лесных ресурсов, уровень состояния лесного и сельского хозяйства определяются в проекте водоохранной зоны по данным лесоустроительных материалов, годовых отчетов лесохозяйственных и сельскохозяйственных предприятий, материалов обследования на ключевых участках территории водоохранной зоны, выполненных в процессе изысканий.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 в водоохранной зоне запрещается:

- строительство новых и расширение действующих предприятий и объектов, прямо или косвенно влияющих на санитарно-техническое состояние водохранилища и прилегающих к нему земель;
- размещение животноводческих ферм, птицефабрик, использование в качестве удобрений не обезвреженных навозосодержащих сточных вод;
- размещение складов для хранения горючесмазочных материалов, удобрений и ядохимикатов;
- размещение мест захоронения бытовых и промышленных отходов, скотомогильников, а также других объектов, отрицательно влияющих на качество вод;
- применение авиаопыления лесных угодий ядохимикатами, на которые не установлены предельно-допустимые концентрации (ПДК);
- разрушение грунтового растительного покрова в пределах береговых уступов и пляжей водохранилища, склонов рек, оврагов, уступов и крутых участков склонов террас и других форм рельефа.

В пределах прибрежной защитной полосы дополнительно к ограничениям, установленным в водоохранной зоне запрещается:

- распашка земель;
- кооперативное и индивидуальное строительство;
- применение ядохимикатов и удобрений;
- организация летних лагерей, водопой и выпас скота;
- устройство стоянок автотранспорта и лодочных причалов за пределами отведенных для этого мест.

На период эксплуатации водохранилища в водоохранной зоне водохранилища в качестве первоочередных мероприятий рекомендуются мероприятия по ведению лесного хозяйства: рубки, ухода, санитарные рубки, охрана лесов от пожара.

7.4.3 Водоохранные мероприятия на ГЭС

Для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение энергетических масел, что может приводить к попаданию нефтепродуктов в поверхностные воды. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия 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.

- при эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду;
- регулирование стока должно производиться в соответствии с утвержденными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища;
- эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязняющих вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);
- при эксплуатации технологического флота должно быть обеспечено непопадание загрязняющих веществ в акваторию;
- при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

При эксплуатации гидроэлектростанции должны соблюдаться установленные проектом и уточненные в последующий эксплуатационный период значения нормативов допустимых сбросов (НДС) масел и других загрязняющих веществ исходя из установленных для водного объекта предельно допустимых концентраций (ПДК).

Для обеспечения надлежащего эксплуатационного и санитарно-технического состояния территории ГЭС должны быть выполнены, и содержаться в исправном состоянии:

- системы отвода поверхностных и подземных вод со всей территории, от зданий и сооружений (дренажи, канавы, водоотводящие каналы и др.);
- сети водопровода, канализации, дренажа и их сооружения;
- очистные сооружения и устройства;
- противооползневые, противообвальные, противолавинные, противоселевые и берегоукрепительные сооружения;
- контрольные скважины для наблюдения за режимом подземных вод;

Осуществление строительства Красновишерского гидроузла потребует проведения работ по подготовке ложа водохранилища к затоплению, лесорубке и лесочистке.

В санитарном отношении р. Вишера является слабозагрязненным водотоком. Промышленных предприятий и организованных стоков загрязненных вод в районе водохранилища не имеется.

Ввиду малого количества населения, животноводческих объектов и слабого развития транспорта, количество поступающих загрязнений в воду р. Дон невелико и при условии соблюдения водоохраных правил не должно вызывать ухудшения качества воды в водохранилище. Перспективное развитие

промышленности в бассейне реки, при условии оборудования новых объектов очистными сооружениями не повлияет на качество воды.

Таким образом, для сохранения природы, сохранения памятников культуры, имеющих на территории строительства Красновишерской ГЭС, с целью нанесения наименьшего вреда окружающей природной среде необходимо провести комплексный мониторинг зоны затопления, рассчитать возможный ущерб экосистеме зоны влияния Красновишерского гидроузла с применением современных методик расчета, максимально учитывающих все особенности и уникальность данного региона.

8 Технико-экономические показатели

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

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

8.1 Объем продаж

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

Таблица 8.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации

Год	2020	2021	2022	2023
Установленная мощность, МВт	500	500	500	500
Число часов использования установленной мощности, ч	4320	4320	4320	4320
Выработка электроэнергии, ГВт·ч	3100	3100	3100	3100
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1	1	1	1
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	31002	31002	31002	31002
Объем реализации электроэнергии, ГВт·ч	3069	3069	3069	3069
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	1361	1399	1438	1476
Выручка от реализации электроэнергии, млн.руб.	348104	357823	367798	377517
НДС к выручке, млн.руб.	53101	54583	56105	57587

Увеличение выручки обусловлено ростом тарифов на электроэнергию.

8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Текущие расходы формируются в соответствии с заданной производственной программой, в данном курсовом проекте формирование текущих расходов выполнено на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 - 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9) с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;

– налог на воду.

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества приняты в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) - 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты,) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности. Ставка эксплуатационных расходов определяется согласно [3, таблица 1] для плотинной ГЭС менее 999 МВт. Эксплуатационные расходы во второй год эксплуатации (2021г.) представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс. руб./МВт	Величина, млн. руб
Фонд оплаты труда	255,2	105,908
Прочие расходы	274,0	113,710
Итого	529,0	219,535

Исходя из величины инвестиций, определяем отчисления на ремонт основных производственных фондов. Удельные значения расходов в процентах представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 - Удельные значения расходов на ремонт

Этапы проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,04
От 6 до 15 лет	0,06
От 16 до 25 лет	0,08

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны из тарифов (без НДС) таблица 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн. руб.
ОАО "СО - ЕЭС"	135380,000 руб./МВт	56,18
НП АТС (администратор торговой системы)	1,097 руб./МВт*ч	2,19
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,318 руб./МВт*ч	0,63
Итого		59

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы производства электроэнергии приведены в таблице 8.5

Таблица 8.5 - Текущие затраты по гидроузлу в первые годы производства электроэнергии

	в млн. руб.	
Наименование	2021	2022
Амортизационные отчисления	96,017	136,196
Расходы на страхование	18,078	67,742
Эксплуатационные расходы	201,297	219,596
Расходы на ремонт производственных фондов	0,753	2,828
Расходы на услуги регулирующих компаний	60,797	66,324
Налог на воду	28,684	34,421
Итого	405,628	527,105

Структура текущих затрат представлена на рисунке 8.1

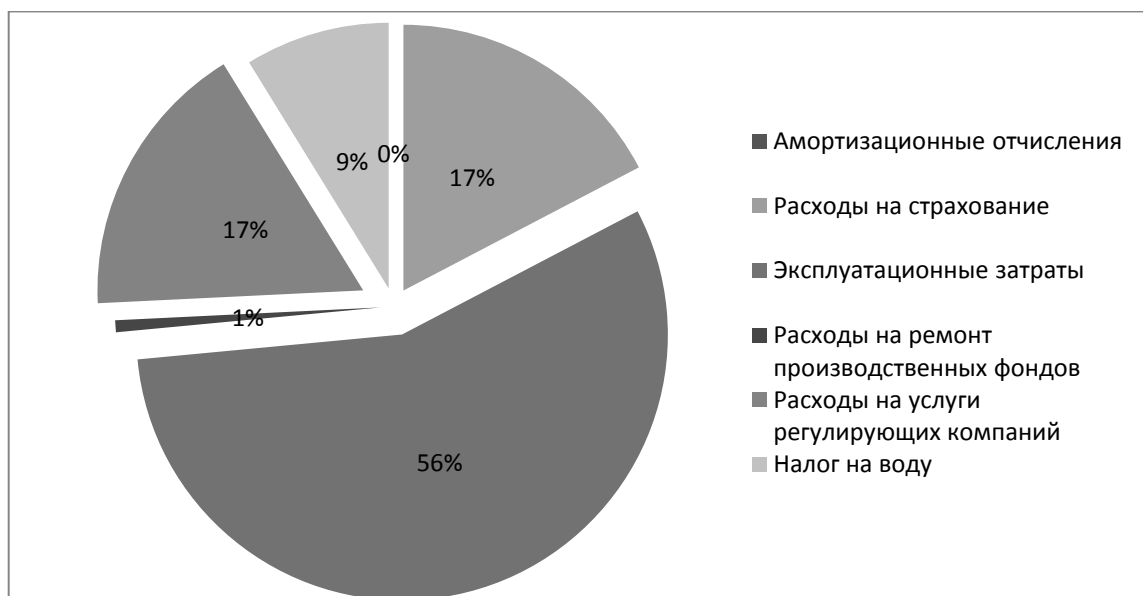


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат, %

8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы это - расходы государства в результате установления налоговых льгот, предусмотренных законом. После завершения строительства налоги являются крупными оттоками денежных средств. Значительная их часть

отчисляется в региональный бюджет. Введения льготного периода существенно повлияет на показатели эффективности ГЭС.

Учтены следующие виды налогов:

- НДС - 18% (от добавленной стоимости);
- взносы в социальные фонды - 34% (от фонда оплаты труда);
- налог на имущество - 2,2 % (от среднегодовой стоимости имущества);
- налог на прибыль - 20 % (от налогооблагаемой прибыли);
- налог на воду на 1 тыс. кВт ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы за первые годы эксплуатации (2021-2022г.), приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 - Налоговые расходы в млн. руб.

Наименование	2021	2022	2023
Налог на прибыль	988,816	1251,876	1292,457
НДС		937,653	1230,085
Взносы в социальные фонды	8,464	9,122	9,122
Налог на имущество	132,495	164,944	163,597

Резкое повышение взносов в социальные фонды связано с окончанием строительных работ.

Взносы в социальные фонды – наименьшая составляющая налоговых расходов. Это происходит потому, что взносы в соц. фонды зависят от зарплаты персонал

8.4 Оценка суммы прибыли

Главной целью оценки суммы прибыли является определение величины отпускного тарифа на электроэнергию ГЭС, величина которого удовлетворяла бы следующие условия Заказчика (Сценарные условия ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9).

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации в млн. руб.

Наименование	2020	2021	2022	2023
Выручка (нетто)	5895,460	6647,812	6850,715	7060,768
Текущие расходы	405,628	527,105	582,666	636,544
ЕВИТ (прибыль до налогообложения)	5489,832	6120,707	6268,048	6424,224
Скорректированный налог на прибыль	1097,966	1224,141	1253,609	1284,844
НОРАТ (чистая прибыль)	4391,865	4896,566	5014,439	5139,379
Ставка налога на прибыль, %	20,0	20,0	20,0	20,0

Из таблицы 8.7 видно, что огромная часть прибыли идет на уплату налога на прибыль.

Чистая прибыль представлена на рисунке 8.2

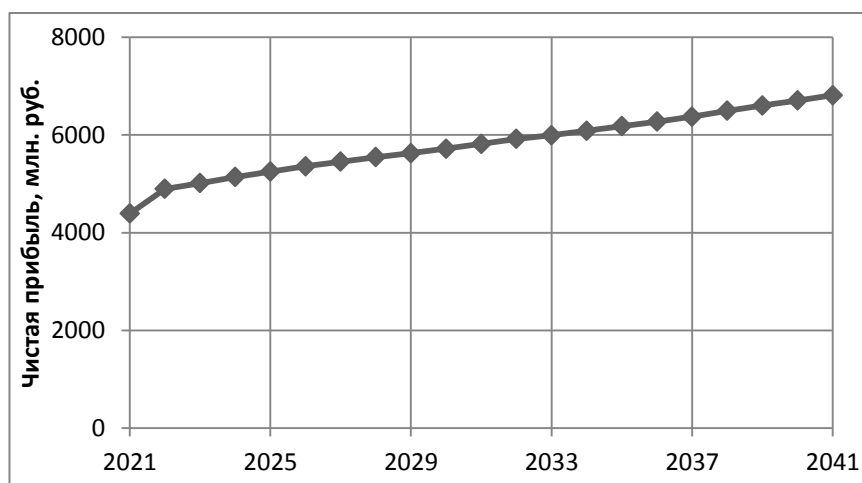


Рисунок 8.2 – Чистая прибыль, млн. руб.

Из графика (Рисунок 8.2) видно, что чистая прибыль появляется в 2021 г, в связи с окончанием строительства выхода на проектную мощность.

8.5 Методология и исходные данные, оценка инвестиционного проекта

Расчеты курсового проекта производились с использованием программного продукта ProjectExpert.

Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

– период прогнозирования для ГЭС на реке Вишера мощностью 415 МВт составляет 24 лет, вплоть до 2042г. в соответствии с ЕСУ ПАО «РусГидро» [3].

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Сценарные условия ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9).

8.6 Коммерческая эффективность

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 8.8

На основании данных (Таблица 8.8) можно считать, что наш проект экономически целесообразен, так как срок окупаемости проекта менее 6 лет,

станция имеет малую себестоимость электроэнергии (0,07 руб.), а также удельные капиталовложения (руб./кВт).

Таблица 8.8 - Основные показатели эффективности реализации проекта

Показатель	Значение
Ставка дисконтирования. %	11,6
Период окупаемости – РВ, мес.	55
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб.	28594,95
Индекс прибыльности – PI	1,88
Себестоимость электроэнергии, руб./кВт*ч	0,07
Удельные капиталовложения, руб./кВт	21663,90

8.7 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального бюджетов. Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 8.9

Таблица 8.9 - Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Годы	в млн. руб.		
	2021	2022	2023
Налоговые поступления	1158,461	2398,018	2729,685
В федеральный бюджет	1025,965	2,223,074	2566,087
В региональный бюджет	132,495	164,944	163,597

Большая часть налоговых выплат поступает в федеральный бюджет. В региональный бюджет поступают только выплаты налога на имущество организации.

8.8 Анализ рисков инвестиционных проектов

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины индекса доходности к изменениям:

- цены электроэнергии и мощности;
- ставки дисконтирования;
- ставки налогов, объемов инвестиций;

Оценка влияния ставки дисконтирования, объема инвестиций и на величину прогнозного NPV приведена на рисунках 6, 7 и 8.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определены экспертно.

Уменьшение ставки дисконтирования и объема инвестиций уменьшает величину доходности проекта, а при увеличении объема сбыта выработки

электроэнергии доходность проекта увеличивается.

Изменение NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования представлено на рисунке 8.3

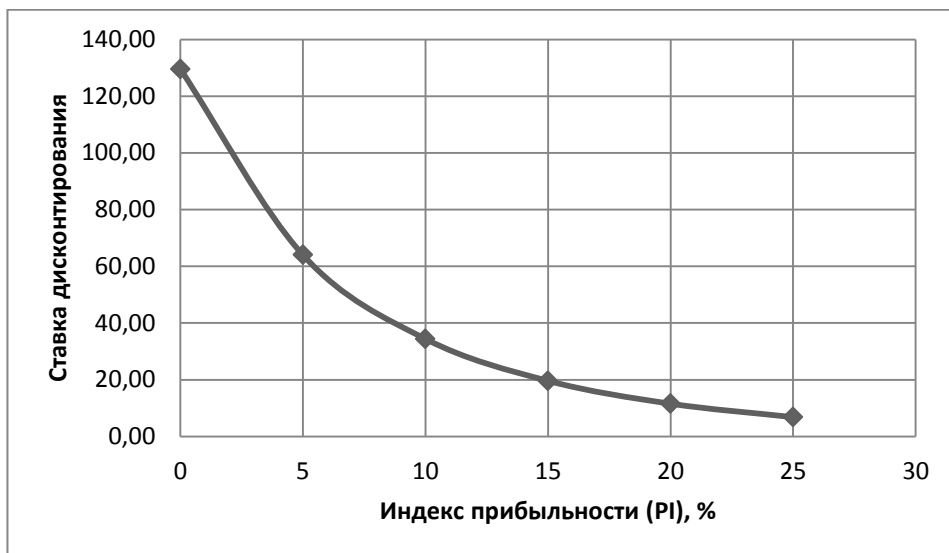


Рисунок 8.3 – Изменение NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования

По результатам расчета видно, что при ставке дисконтирования равной 0, доход предприятия увеличивается до 5 раз.

Изменение NPV под влиянием других выбранных факторов представлено на рисунках 8.4, 8.5, 8.6.

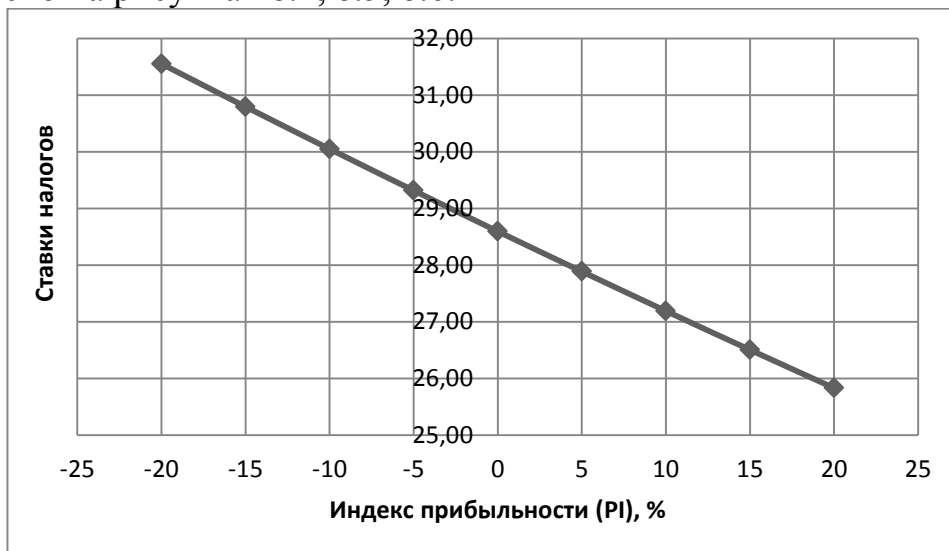


Рисунок 8.4 – Изменение NPV в зависимости от ставки налогов

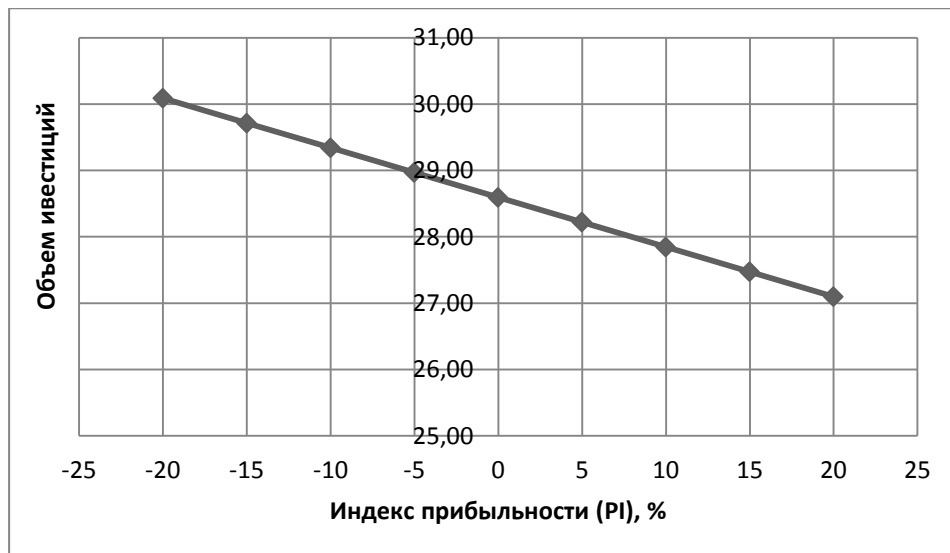


Рисунок 8.5 – Изменение NPV в зависимости от объема инвестиций

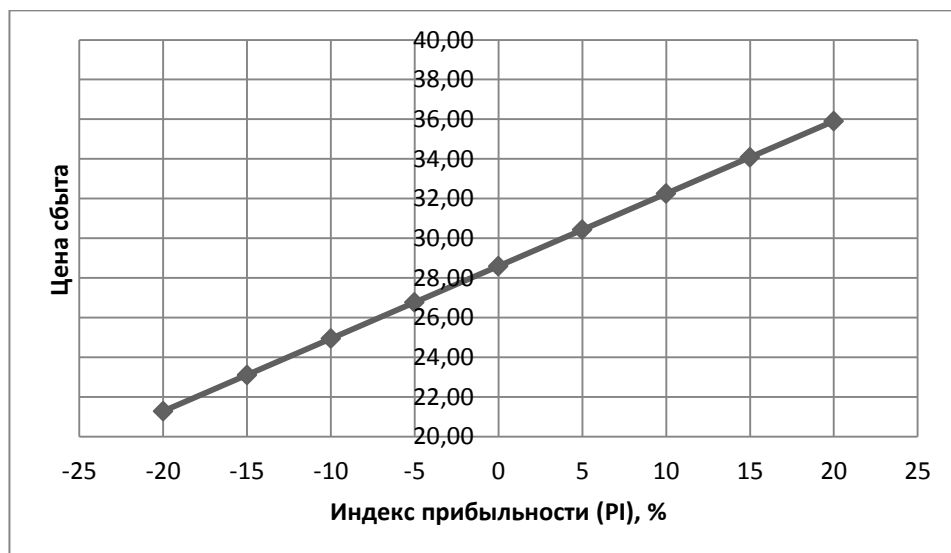


Рисунок 8.6 – Изменение NPV в зависимости от изменения цены на электроэнергию и мощность

По данным графикам видно, что рост объемов инвестиций снижает доходность проекта, при неизменном объеме сбыта. Увеличение цены на продаваемую электроэнергию и мощность повышает доход. Изменение ставки налогов, также как и объема инвестиций отрицательно влияет на эффективность проекта.

9 Составление энергетического паспорта и плана мероприятий по повышению энергоэффективности и энергосбережения на ГЭС.

9.1 Сокращение собственного потребления электроэнергии ГЭС

Требования нормативных документов

Основаниями для разработки и реализации программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности ПАО «РусГидро» являются следующие нормативные акты:

1. Федеральный закон от 23.11.2009г №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ»

2.Указ Президента РФ от 04.06.2007 г. №889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности Российской экономики»

3.Приказ от 17.02.2010 №61 «об утверждении примерного перечня мероприятий в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности» Министерство экономического развития РФ

4.Методические рекомендации по разработке программ энергосбережения хозяйствующих субъектов с долей государственной собственности, утвержденные Министерством энергетики РФ 02.10.2008г.

Настоящий федеральный закон регулирует отношение по энергосбережению и повышению энергетической эффективности. Целью настоящего федерального закона является создание правовых, экономических и организационных основ стимулирования энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

В настоящем законе:

Энергосбережение- реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования. Энергетическая эффективность – характеристики, отражающие отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам энергетических ресурсов, произведенным в целях получения такого эффекта, применительно к продукции, технологическому процессу, юридическому лицу.

Правовое регулирование в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности основывается на следующих принципах:

- 1.Эффективное и рациональное использование энергетических ресурсов;
- 2.Поддержка и стимулирование энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

3. Системность и комплектность проведения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

4. Планирование энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

5. Использование энергетических ресурсов с учетом ресурсных, производственно-технологических, экологических и социальных условий.

Требования к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Программы должны содержать: целевые показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых должно быть обеспечено в результате реализации этих программ.

1. Перечень обязательных мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности и сроки их проведения;

2. Показатели энергетической эффективности объектов, создание или модернизация которых планируется производственными или инвестиционными программами организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности.

Потребление электрической энергии и мощности на собственные нужды и хозяйственные нужды электростанций не включает потребление электрической энергии и мощности в объемах поставки потребителям на розничном рынке и иным организациям. Расход электроэнергии на собственные нужды электростанций и подстанций это потребление, обеспечивающие необходимые условия функционирования электростанций и подстанций в технологическом процессе выработки, преобразования и распределения электрической энергии. Расход электроэнергии на производственные нужды электростанций- это потребление электроэнергии котельными и электробойлерными установками, как состоящими на самостоятельном балансе, так и на балансе электростанций. Расход электроэнергии на хозяйственные нужды электростанций- это потребление электроэнергии вспомогательными и непромышленными подразделениями, находящимся на балансе электрической станции, необходимое для обслуживания основного производства, но непосредственно не связанное с технологическими процессами выработки, передачи и распределения электроэнергии.

9.2 Типовая программа энергетических обследований гидроэлектростанций

9.2.1 Общие положения

1. Энергетические обследования проводятся в соответствии с Федеральным законом «Об энергосбережении», Постановлением Правительства Российской Федерации от 15.06.98 г. № 588 и «Правилами проведения энергетических обследований организаций», утвержденных

Минтопэнерго России 25.03.1998 г. Отраслевой порядок проведения энергетических обследований энергообъектов устанавливается «Положением по проведению энергетических обследований организаций РАО «ЕЭС России»» (М.: СПО ОРГРЭС, 2000).

2. На гидроэлектростанциях проводится несколько видов энергетических обследований

- первичное;
- периодическое (повторное);
- внеочередное;
- локальное.

3. Основной задачей энергетических обследований гидроэлектростанции является определение фактических значений показателей ее энергетической эффективности, сравнение их с нормативными значениями и установление степени эффективности использования стока воды на ГЭС, а также разработка мероприятий по повышению ее энергетической эффективности.

4. Первичное энергообследование выполняется на вновь вводимых в эксплуатацию, а также находящихся в эксплуатации ГЭС, не прошедших энергообследование в соответствии с указанными в п. 1.1 документами. Оно имеет своей целью составление энергетического паспорта ГЭС, энергетического баланса, а также анализ составляющих затрат энергии на ГЭС и разработку предложений по их снижению.

5. Периодическое обследование проводится для оценки динамики эффективности использования стока воды на ГЭС. При этом используются материалы ранее выполненных обследований, проверяется объем и полнота ранее разработанных рекомендаций, направленных на повышение энергетической эффективности работы ГЭС. По результатам обследований производится уточнение энергетического баланса и энергетического паспорта.

6. Внеочередное обследование должно выполняться в случае изменений условий работы ГЭС в энергосистеме, режимов работы гидроагрегатов или водноэнергетических режимов.

7. Локальному обследованию могут быть подвергнуты отдельный гидроагрегат в случае его модернизации или замены оборудования, потребители собственных нужд при изменении состава потребителей, схемы электропитания, схемы первичных соединений

9.2.2 Анализ состава оборудования, условий и режимов работы ГЭС

1. По составу оборудования должны быть собраны следующие сведения:

- основные технические данные по основному оборудованию (гидротурбины, гидрогенераторы, силовые трансформаторы);
 - схема водоподводящих и отводящих сооружений;
- состав основных внешних водопотребителей в верхнем и нижнем бьефах, а также для производственно-бытовых нужд ГЭС;

состав потребителей электроэнергии на собственные нужды и схема их электропитания;

схема первичных соединений.

2. При анализе состояния оборудования должны быть выяснены следующие вопросы: техническое состояние водоподводящих сооружений, гидротурбинных водоводов и отводящих сооружений в отношении минимизации потерь напора;

периодичность капитального ремонта гидроагрегатов, наличие инструментальных оценок качества его производства, оценка состояния проточной части гидротурбин;

наличие ограничений минимальной и максимальной мощности гидроагрегатов и техническое состояние устройств ограничения мощности;

техническое состояние вспомогательного оборудования.

3. Следует проанализировать суточные графики нагрузки ГЭС для различных сезонов года, режимы регулирования активной и реактивной мощности, наличие и продолжительность работы генераторов в режиме СК, размещение на ГЭС вращающегося резерва и его величину. Должно быть установлено наличие и техническое состояние устройств автоматического регулирования активной и реактивной мощности, участие ГЭС в первичном и вторичном регулировании частоты. Следует также определить среднесуточное число пускоостановочных операций.

4. Необходимо проанализировать водно-энергетические режимы, сезонные, недельные и суточные колебания уровней верхнего и нижнего бьефов, напора ГЭС, а также влияние регулирования нагрузки на экономичность работы гидротурбинного оборудования.

9.2.3 Оценка состояния технического учета и отчетности

1. Проверить наличие парка приборов в соответствии с [2]. Следует указать в отчете тип и класс точности измерительных приборов, используемых для измерения напора, расхода воды, мощности генераторов, выработки и потребления электроэнергии на каждом генераторе, потребления на собственные нужды и отпускаемой с шин станции электроэнергии. Проверить соответствие действующей на ГЭС системы учета электроэнергии требованиям нормативно-технических документов.

2. Проверить состояние отчетной документации о работе ГЭС.

3. Проверить наличие нормативных характеристик гидроагрегатов и ГЭС, их подтверждение данными натурных испытаний, обоснованность принятых при расчете поправочных коэффициентов, оценить влияние различных факторов на их стабильность во времени. Проверить наличие и обоснованность норм потребления воды и электроэнергии на собственные нужды.

4. Проанализировать систему учета стока воды на ГЭС. При использовании турбинных расходомеров проверить наличие их метрологической аттестации или точность измерений натурными испытаниями.

При отсутствии расходомеров следует проанализировать возможность косвенного измерения расхода воды через гидротурбины по расходно-мощностным характеристикам.

9.2.4 Оформление результатов энергетического обследования

По завершении энергетического обследования организация - энергоаудитор оформляет следующую документацию: отчет о проведении энергетического обследования;

энергетический баланс;

энергетический паспорт.

В отчете должны быть отражены:

1. Цели, задачи и вид обследования (первичное, периодическое, внеочередное, локальное).

2. Согласованная с руководством ГЭС программа проведения обследования.

3. Краткая характеристика основного и вспомогательного оборудования, режимные особенности работы ГЭС.

4. Оценка состояния технического учета, отчетности, объема выполненных энергетических испытаний, нормирования энергетических характеристик.

5. Результаты оценки энергетической эффективности работы ГЭС.

6. Выводы и рекомендации по организационным и техническим решениям по повышению энергоэффективности работы ГЭС.

Энергетический баланс составляется по результатам каждого обследования.

Энергетический паспорт составляется при первичном энергообследовании и уточняется при других видах обследований. Форма паспорта приведена в приложении Г

9.3 Общая структура расхода электроэнергии на электростанции

Для целей нормирования потери электроэнергии могут быть разделены на четыре составляющие:

а) Технические потери электроэнергии(ЭЭ), обусловленные физическими процессами, происходящими при производстве и передаче электроэнергии и выражающимися в преобразовании части энергии в тепло в элементах сетей. Технические потери получают расчетным путем.

б) Собственное потребление ЭЭ станциями (СН), необходимое для обеспечения работы технологического оборудования станций. Расход ЭЭ на СН

станций регистрируется счетчиками, установленными на трансформаторах СН станции;

в) Потери ЭЭ, обусловленные инструментальными погрешностями ее измерения. Это потери получают расчетным путем на основе данных и метрологических характеристиках и режимах работы используемых приборов;

г) Коммерческие потери, обусловленные несоответствием показаний счетчиков оплате за ЭЭ бытовыми потребителями. Коммерческие потери могут быть рассчитаны автономно. Их значение определяется как разница между фактическими потерями и суммой превых трех составляющих.

Общая структура расхода электроэнергии на электростанции представлена на рисунке 9.1



Рисунок 9.1 – Общая структура расхода электроэнергии на электростанции

9.4 Потери электроэнергии в стационарной электрической сети Красновишерской ГЭС.

Применительно к Красновишерской ГЭС технические потери возможны в следующем оборудовании:

- силовые трансформаторы
- воздушные линии;
- шунтирующие реакторы

- ограничители перенапряжений
- устройства присоединения высокочастотной связи
- трансформаторы тока
- трансформаторы напряжения

Технические потери электроэнергии состоят из условно-постоянных, нагрузочных потерь электроэнергии и потерь, обусловленных допустимыми погрешностями системы учета.

условно-постоянные потери включают в себя:

- потери на холостой ход силовых трансформаторов;
- потери в шунтирующих реакторах;
- потери в системе учета электроэнергии (ТТ, ТН, счетчиках);
- потери в ограничителях перенапряжений и в устройствах присоединений высокочастотной связи;

Нагрузочные потери электроэнергии включают в себя:

- потери в воздушных линиях электропередачи;
- потери в шинпроводах;
- потери в трансформаторах.

9.5 Перечень мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности Красновишерской ГЭС

9.5.1 Перечень обязательных мероприятий

К обязательным мероприятиям относятся:

– Комплексные энергетические обследования, включая тепловизионное обследование зданий и сооружений, документальное, натуральное, инструментальное обследование. Результатом является формирование энергетических паспортов.

– Разработка нормативно-методической документации;

– Разработка нормативно-методической документации;

– Организационно-производственные работы, направленные на получение наиболее выгодных тарифов покупки энергоресурсов и оплаты их транспортировки, расчет нормативных потерь, удельных расходов топлива, норм расходов на собственные нужды.

– Проектирование, монтаж, сервисное обслуживание узлов учета энергоресурсов, автоматизированных систем коммерческого, технического учета энергоресурсов, систем диспетчеризации и контроля, систем диспетчерского управления

– Проектирование, монтаж, замены силового оборудования электроподстанций, включая РУ.

– Проектирование, монтаж и сервисное обслуживание устройств компенсации реактивной мощности.

– Проектирование, монтаж, наладка и сервисное обслуживание АСУ.

– Проектирование, реконструкция, установка и замена осветительных приборов и устройств наружного и внутреннего применения.

– Проектирование, монтаж, и сервисное обслуживание частотно-регулируемых приводов, систем плавного пуска электродвигателей

При выборе мероприятий для включения в программу приоритет отдавался быстрокупаемым мероприятиям, срок окупаемости которых составит не более 5-7 лет.

9.5.2 Организационные мероприятия

Программой предусматриваются беззатратные и малозатратные мероприятия., стимулирующее рациональное использование электрической и тепловой энергии, водных ресурсов.

Организационные мероприятия включают в себя:

– внедрение на предприятие системы энергетического менеджмента;

– разработка регламента распределения нагрузок на блочных трансформаторах Красновишерской ГЭС с целью снижения нагрузочных потерь;

– Оптимизация планирования водноэнергетических режимов работы с целью минимизации холостых сбросов и эксплуатации ГА в зоне оптимального КПД

– внедрение светодиодной системы освещения с автоматизацией управления и функцией удаленной диспетчеризации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проектируемая Красновишерская ГЭС в Пермской области будет являться стратегией социально-экономического развития края. Так как край обладает большим количеством запасов ценных минералов. В перспективе развития края предусмотрено строительство горно-обогатительных комплексов по добычи золота. Источником энергии, которых будет проектируемая ГЭС. Проектируемая ГЭС положительно повлияет на развитие региона.

В проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Красновишерского гидроузла на реке Вишера, являющимся сооружением I класса.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 415 МВт и среднемноголетняя выработка 3,124 млрд. квт·ч.

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 – 70,47 м;
- расчетный – 64 м;
- минимальный – 45,43 м.

4 турбины типа РО75-В. По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 150 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-915/165-40У4

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с укрупненными блоками и принята схема распределительного устройства. По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы: ТДЦ–225000/220, трансформаторы общестанционных собственных нужд

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ. Компоновка гидроузла была принята приплотинная. Строительные расходы пропускаются через донный водоспуск. Водосливная плотина принята бетонной.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля
- станционная бетонная плотина .

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы 58,6 м
- отметка подошвы водосливной плотины – 117 м;
- число водосливных отверстий – 3;
- ширина водосливных отверстий в свету – 8 м;

- отметка гребня – 202,6 м;
- ширина гребня – 34,82 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока происходит свободно отброшенной струей.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных нагрузках. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,30 для основных нагрузок (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Красновишерского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 55 месяцев;
- себестоимость – 0,08 руб/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 21663,90 руб/кВт.

Таким образом, строительство Красновишерского гидроузла в настоящее время является актуальным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 14.13330.2011 Строительство в сейсмичных районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*. – Введ. 20.05.2011. – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 80 с.
2. СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. – Введ. 01.01.2013. – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 67 с.
3. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
4. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть): учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград: ЛГТУ, 1991. – 80 с.
5. 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.
6. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва: Стандартиформ, 2008. – 8 с.
7. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – Изд. 4-е, перераб.и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
8. СТ О 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
9. Прошин, А. С. Монтажные краны электростанций: учебное пособие для вузов / А. С. Прошин. – Изд. 2-е, перераб.и доп. – Москва: Машиностроение, 1973. – 248 с.
10. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб.и доп. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
11. 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.
12. ГОСТ 2.755-87 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Устройства коммутационные и контактные соединения. – Введ. 01.01.1988. – Москва: ИПК Издательство стандартов, 1998. – 7 с.

13. ГОСТ 2.722-68* Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Машины электрические. - Введ. 01.01.1971. – Москва: Стандартинформ, 2008. – 15 с.
14. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 110кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>
15. Кузнецов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учебное пособие для вузов / Д. А. Кузнецов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск: СФУ, 2007. – 232 с.
16. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
17. Каталог «Трансформаторы ТСЗФ, ТСЗ, ТСЗФС, ТСЗС, ТСЗУ трехфазные сухие, в т.ч. повышенной пожаробезопасности, класса напряжения 6 - 20 кВ, в т.ч для собственных нужд подстанций» [Электронный ресурс] // Компания «Электрозавод». – Режим доступа: <http://www.elektrozavod.ru/>.
18. Каталог «Продукция компании» [Электронный ресурс] // ЗАО группа компаний «ЭлектроЩит». – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru>.
19. Правила устройства электроустановок: изд. 7. – Москва: ДЕАН, 2013. – 706 с.
20. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа: <http://polymer-apparat.ru>.
21. Каталог «Оборудование воздушных линий 110 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа: <http://www.kondensator.su>.
22. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.
23. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике: учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.
24. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
25. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
26. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.

27. Гидротехнические сооружения. Часть 2: учебник для вузов / Л. Н. Рассказов [и др.]. – Москва: Издательство Ассоциаций строительных вузов, 2008. – 528 с.

28. Об утверждении Положения о СУОТ [Электронный ресурс]: распоряжение РАО ЕЭС России от 14.01.98 № 5р // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

29. ПОТР М-016-2013 РД 153-34.0-03.150-00. Межотраслевые правила по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок [Электронный ресурс]: от 24.07.2013 N 328н // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

30. РД 153.-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий [Электронный ресурс] : от 21.12.99 N 20/2-3/3806 // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

31. Об охране окружающей среды [Электронный ресурс] : федер. закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

32. Об охране атмосферного воздуха [Электронный ресурс] : федер. закон от 04.05.1999 N 96-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

33. Об отходах производства и потребления [Электронный ресурс]: федер. закон от 24.06.1998 N 89-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

34. О животном мире [Электронный ресурс]: федер. закон от 13.12.1996 N 52-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

35. Об особо охраняемых природных территориях [Электронный ресурс]: федер. закон от 14.03.1995 N 33-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

36. О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения [Электронный ресурс]: федер. закон от 30.03.1999 N 52-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

37. О безопасности гидротехнических сооружений [Электронный ресурс]: федер.закон от 23.12.2003 N 186-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

38. Об экологической экспертизе [Электронный ресурс]: федер.закон от 16.05.2008 N 75-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

39. О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов [Электронный ресурс]: федер.закон от 06.12.2007 N 333-ФЗ// Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

40. Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг.. – Введ. 31.03.2008 – Москва: «РусГидро», 2008 – 14 с.

41. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.

42. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.

43. Каталог «Провод алюминиевый неизолированный» [Электронный ресурс] // ООО «ЭлектроКомплект Сервис». – Режим доступа: <http://www.e-ks.ru>.

44. Каталог «Трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // Торговая компания «Энергооборудование». – Режим доступа: <http://www.profenergo1.energoportal.ru>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений среднемесячных расходов воды (м³/с) р. Вишера в створе Красновишерской ГЭС за 1939-1988 гг

Расходы в кубических метрах в секундах

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1939	18	10	8	40	1060	1360	1618	1710	1360	587	241	46
1940	25	20	16	19	1240	1040	1070	558	1100	383	102	30
1941	20	14	13	20	1664	1500	1160	748	795	403	92	30
1942	18	14	12	15	1593	1550	1270	1287	1400	646	254	96
1943	46	31	27	380	1450	1140	1390	1276	1440	761	214	120
1944	63	51	43	38	1234	1570	1120	1370	1530	725	150	90
1945	92	57	36	25	1170	1480	1450	1467	1620	709	179	111
1946	57	36	23	19	2384	1612	1230	1280	1400	635	187	101
1947	51	31	21	30	1380	1080	1260	1456	1320	720	225	101
1948	59	39	29	38	1430	1453	1330	1680	1430	764	236	130
1949	62	47	38	45	1190	1463	1569	1350	1340	680	239	155
1950	104	59	43	51	1606	1210	953	2184	1600	702	173	73
1951	28	21	19	30	1590	2483	1090	1870	1573	730	139	101
1952	55	29	27	38	1790	1551	1770	1984	1720	482	151	75
1953	44	37	37	28	1104	1110	1010	930	960	459	110	62
1954	36	29	27	31	923	1434	759	770	528	234	54	40
1955	23	19	17	17	1290	2130	983	1465	1610	556	84	74
1956	39	27	21	20	1765	1578	1523	1370	1370	660	251	123
1957	48	31	26	33	1450	1610	1278	1240	1550	544	139	69
1958	38	29	17	20	1260	2302	1480	1810	1590	720	224	149
1959	86	51	44	43	1100	1420	1170	1180	1380	860	254	126
1960	49	31	27	56	1010	1150	1004	2325	1530	531	155	78
1961	42	24	20	32	1910	1545	1170	1260	1640	711	187	90
1962	49	32	27	32	1783	1430	1230	1040	2020	654	166	93
1963	49	39	42	39	1060	1545	1490	1550	1510	737	188	106
1964	57	44	36	36	1610	1510	1130	875	1640	678	184	88
1965	38	19	24	35	1360	1840	1320	1390	1370	534	115	45
1966	27	17	15	16	1523	1480	1160	1240	1329	419	108	63
1967	35	27	29	441	1310	1380	1010	1569	1780	782	107	65
1968	40	30	27	191	1360	2317	1080	1334	1820	451	86	37
1969	18	11	8	6	1785	1510	1440	1100	1140	300	82	52

Продолжение приложения А
Продолжение таблицы А.1

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1970	28	18	18	28	1250	1300	986	1010	1480	499	223	95
1971	55	42	43	54	2026	1670	1630	1567	1360	713	132	88
1972	44	21	22	36	1290	1060	1430	1240	1883	545	77	45
1973	32	23	24	34	1400	1080	1546	1450	807	308	71	51
1974	38	23	20	30	1330	1370	1432	1500	1062	631	172	59
1975	22	15	15	134	1478	2290	1620	1330	1190	462	108	71
1976	51	32	24	30	1510	1350	1250	1260	1510	500	153	73
1977	43	26	19	31	1130	1400	1090	1462	1770	529	182	103
1978	58	37	32	48	1340	1230	1589	1030	1970	733	192	98
1979	53	33	39	49	1350	1048	1045	1220	1280	830	213	101
1980	71	63	60	52	2264	1160	1023	832	884	424	123	63
1981	35	30	23	58	1440	1715	1405	1350	1190	750	238	142
1982	81	67	62	82	1600	1200	1582	1110	1560	617	198	109
1983	68	56	49	48	1210	1258	1430	2470	1990	825	221	145
1984	82	60	51	52	1558	1468	1400	1180	1190	462	165	69
1985	38	28	21	53	1282	1249	557	594	906	543	101	44
1986	21	20	19	29	1145	1195	665	1096	638	389	84	41
1987	17	14	13	17	909	1500	1110	1660	1784	744	119	55
1988	33	29	28	121	1420	1450	1407	1980	1860	698	252	120

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – Расчёт интегральной кривой нагрузки

N	P РДУ(МВт)	P(ранж) (МВт)	ΔP(МВт)	t	ΔЭ(млн.кВт*ч)
1	3073	3677	3	1	0,003
2	2996	3674	10	2	0,020
3	3005	3664	5	3	0,015
4	2963	3659	6	4	0,025
5	3015	3653	12	5	0,058
6	3218	3641	1	6	0,008
7	3382	3640	4	7	0,026
8	3555	3636	17	8	0,134
9	3636	3619	6	9	0,050
10	3674	3614	12	10	0,119
11	3653	3602	38	11	0,414
12	3614	3564	9	12	0,113
13	3602	3555	63	13	0,813
14	3619	3492	61	14	0,848
15	3640	3432	23	15	0,343
16	3677	3409	27	16	0,439
17	3659	3382	163	17	2,777
18	3664	3218	104	18	1,865
19	3641	3115	41	19	0,786
20	3564	3073	59	20	1,173
21	3492	3015	10	21	0,206
22	3432	3005	8	22	0,183
23	3409	2996	34	23	0,774
24	3115	2963	2963	24	71,105

Продолжение приложения А
Продолжение таблица А.2

P(МВт)	Э(млн.кВт*ч)	P(убыв) (МВт)	Э(убыв) (млн.кВт*ч)
3	0,003	3677	82,298
13	0,024	715	11,193
18	0,038	681	10,419
25	0,063	673	10,235
36	0,121	663	10,029
38	0,130	604	8,856
41	0,156	563	8,070
58	0,290	459	6,205
64	0,340	296	3,428
76	0,459	268	2,989
113	0,872	246	2,646
123	0,985	185	1,798
185	1,798	123	0,985
246	2,646	113	0,872
268	2,989	76	0,459
296	3,428	64	0,340
459	6,205	58	0,290
563	8,070	41	0,156
604	8,856	38	0,130
663	10,029	36	0,121
673	10,235	25	0,063
681	10,419	18	0,038
715	11,193	13	0,024
3677	82,298	3	0,003

Таблица А.3 – Результаты расчётов для построения годовых графиков

Мощность в мегаваттах

t	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Pt max	3667	3595	3469	3324	3198	3126	3126	3198	3324	3469	3595	3667
Pt ср	3420	3349	3226	3085	2962	2891	2891	2962	3085	3226	3349	3420

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водноэнергетические расчёты

Таблица Б.1 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году

месяц	Q,быт полез	Q фильтр	Qводохр	Qгэс	Q х. сбросы	Qвхк	Qнб	Vн	дельта V
11	104	1	471,00	575	0	227	576	10,25	1,22
12	56	1	577,00	633	0	227	634	9,03	1,50
1	37	1	610	647	0	227	648	7,53	1,58
2	30	1	592	622	0	227	623	5,95	1,53
3	32	1	506	538	0	227	539	4,42	1,31
4	34	1	274	308	0	227	309	3,11	0,71
5	1099	1	-646	453	0	454	454	2,40	-1,67
6	1097	1	-644	453	0	454	454	4,07	-1,67
7	997	1	-544	453	0	454	454	5,74	-1,41
8	917	1	-464	453	0	454	454	7,15	-1,20
9	948	1	-724	224	0	454	225	8,35	-1,88
10	454	1	-9	445	0	227	446	10,23	-0,02

Продолжение таблицы Б.1

Vк	Zн	Zк	Zср	Zнб	H	Ngэс(МВт)	Nгрп
9,03	193,00	192,28	192,64	124,3253	67,61	334	334
7,53	192,28	191,40	191,84	124,5204	66,62	363	363
5,95	191,40	189,62	190,51	124,5644	65,25	363	363
4,42	189,62	185,48	187,55	124,485	62,36	334	334
3,11	185,48	177,59	181,53	124,19	56,64	262	262
2,40	177,59	170,46	174,02	123,1494	50,18	133	133
4,07	170,46	183,91	177,18	123,8472	52,64	205	вхк
5,74	183,91	189,24	186,57	123,8472	62,03	242	вхк
7,15	189,24	191,09	190,16	123,8472	65,62	256	вхк
8,35	191,09	191,93	191,51	123,8472	66,96	261	вхк
10,23	191,93	192,98	192,45	122,6687	69,08	133	133
10,25	192,98	193,00	192,99	123,8125	68,47	262	262

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Сработка-наполнение водохранилища в средневодном году, способ 2

месяц	Q,быт полез	Q фильтр	Q водохр	Qгэс	Q х. сбросы	Qвхк	Qнб	Vн	дельта V
11	145	1	471,00	616	0	227	617	10,25	1,22
12	70	1	577,00	647	0	227	648	9,03	1,50
1	41	1	610	651	0	227	652	7,53	1,58
2	43	1	592	635	0	227	636	5,95	1,53
3	43	1	506	549	0	227	550	4,42	1,31
4	46	1	274	320	0	227	321	3,11	0,71
5	1155	1	-646	509	0	454	510	2,40	-1,67
6	1247	1	-644	603	0	454	604	4,07	-1,67
7	1605	1	-544	1061	0	454	1062	5,74	-1,41
8	1697	1	-464	1233	0	454	1234	7,15	-1,20
9	1348	1	-724	624	0	454	625	8,35	-1,88
10	532	1	-9	523	0	227	524	10,23	-0,02

Продолжение таблицы Б.2

Vк	Zн	Zк	Zср	Zнб	H	Ngэс(МВт)	Nгрп
9,03	193,00	192,28	192,64	124,4654	67,47	357	334
7,53	192,28	191,40	191,84	124,5644	66,58	370	363
5,95	191,40	189,62	190,51	124,5768	65,23	365	363
4,42	189,62	185,48	187,55	124,5268	62,32	340	334
3,11	185,48	177,59	181,53	124,2311	56,60	267	262
2,40	177,59	170,46	174,02	123,2131	50,11	138	133
4,07	170,46	183,91	177,18	124,0782	52,40	229	вхк
5,74	183,91	189,24	186,57	124,422	61,45	319	вхк
7,15	189,24	191,09	190,16	125,1983	64,27	586	вхк
8,35	191,09	191,93	191,51	124,9012	65,91	699	вхк
10,23	191,93	192,98	192,45	124,4915	67,26	361	133
10,25	192,98	193,00	192,99	124,1328	68,15	307	262

Окончание приложения Б

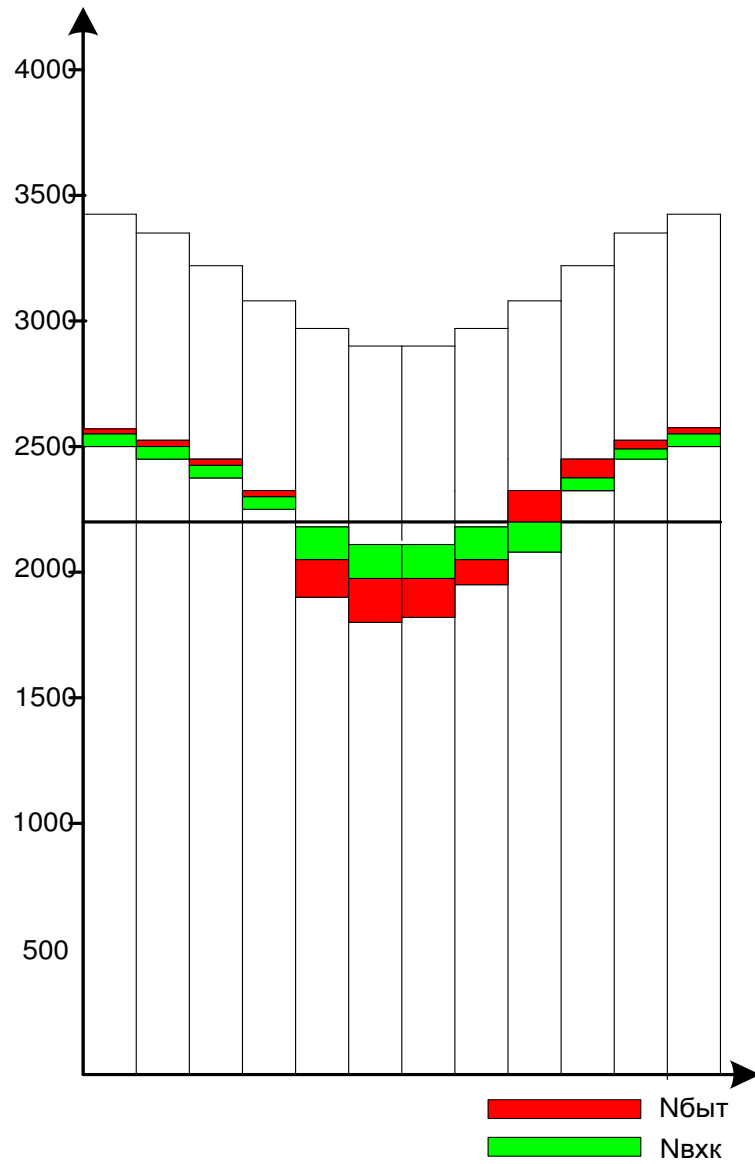


Рисунок Б.1 – Баланс энергии

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

Таблица В.1 – Сводная таблица для РО-75-В

Параметр	диаметр рабочего колеса, м					
	4,25	4,5	4,75	5	5,3	5,6
КПД Т.	0,941047	0,941484	0,941893	0,942277	0,942708	0,943111
N'agr	95892,65	107555,9	119890,5	132896,8	149391,2	166853,4
z'шт	4,327756	3,858459	3,461491	3,122723	2,777941	2,487214
z a	5	4	4	4	4	3
N agr	83000	103750	103750	103750	103750	138333,3
D1	1,025	1,026	1,026	1,026	1,027	1,027
n'с	158,1843	149,431	141,597	134,5445	126,9578	120,1822
n синх	166,7	150	142,8	136,4	136,4	125
n' max	83,35622	79,39926	79,77011	80,18891	84,9808	82,26892
n' расч	87,4682	83,31603	83,70518	84,14464	89,17291	86,32726
n' min	103,8171	98,88882	99,35071	99,8723	105,8404	102,4629
Q" кпд рас	0,952994	1,062559	0,953654	0,860672	0,765995	0,91483
Q" кпд max	0,824809	0,919637	0,825381	0,744906	0,662964	0,791779

Окончание приложения В

№ 2020 УИМ.3

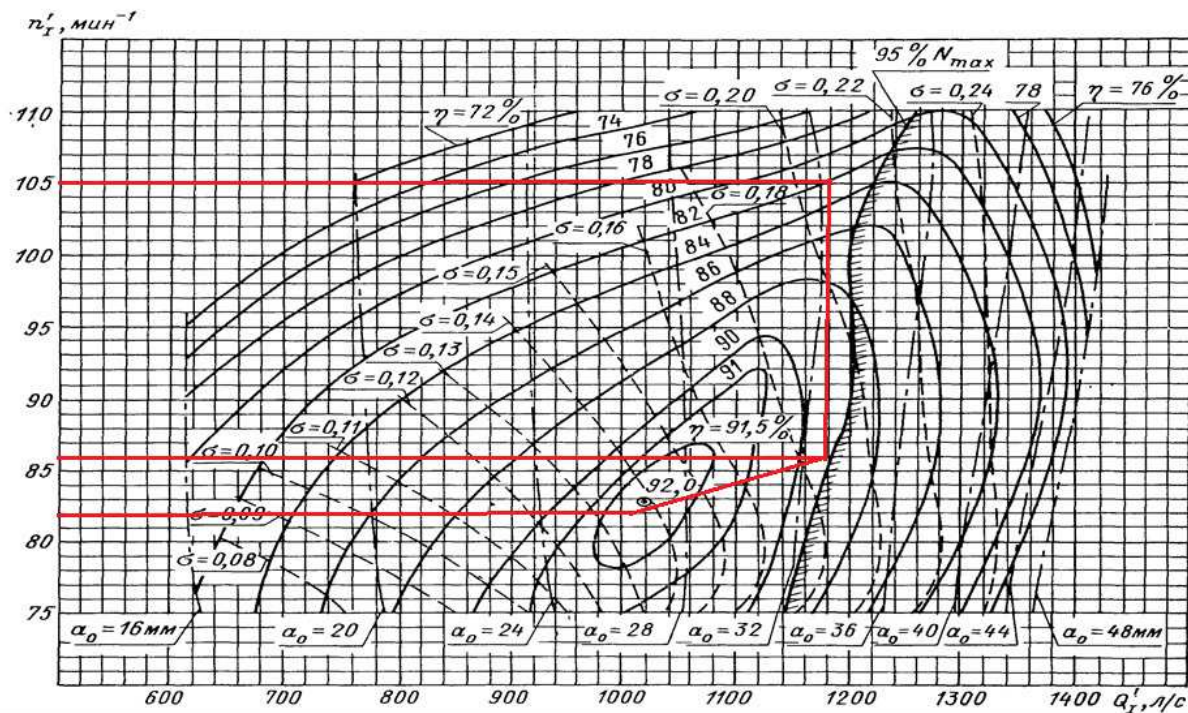


Рисунок В.1 – Главная универсальная характеристика РО-75-В

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Энергетический паспорт Красновишерской ГЭС

Утверждаю:

"__" _____ 20XX г.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ КРАСНОВИШЕРСКОЙ ГЭС

Составлен на основании результатов
энергетического обследования
_____ X _____ 20XX г.
дата

Директор ГЭС Иванов Иван Иванович
Директор организации,
проводившей энергетические
обследования Петров Петр Иванович
Лицензия N XXXXXXXXX
Кем выдана XXXX
Дата выдачи XXXX

1. _____ Предприятие X _____
полное название предприятия и его адрес

2. _____ Неизвестен _____
вид собственности

3. _____ Вышестоящая головная организация X _____
наименование вышестоящей головной организации

4. _____ Петров Петр Петрович _____
ф.и.о. руководителя

Тел. 89705645867

5. _____ Петров Петр Александрович _____
ф.и.о. главного инженера

Тел. 89706795723

6. _____ XXXXXXXXXXXXXXXX _____
банковские реквизиты

7. _____ XXXXXXXXXX _____
код электронной почты

1. Характеристика предприятия

1.1. Год ввода в эксплуатацию первого гидроагрегата XXXXXXXXXX

1.2. Установленная мощность ГЭС 415 МВт

1.3. Число гидроагрегатов 4

1.4. Мощность гидроагрегата 97357 МВт

1.5. Гидротурбинное оборудование:

Завод-изготовитель гидротурбины 4ОАО «Силовые машины»

Тип рабочего колеса Радиально-осевая

Номинальная мощность гидротурбины при расчетном напоре 103572 МВт

Максимальный напор 70,47 м

Минимальный напор 45,43 м

Тип регулятора гидротурбины ЭГР-2И1-150-11

1.6. Гидрогенераторы:

Завод-изготовитель «Электротяжмаш»

Тип гидрогенератора Зонтичный

Номинальная мощность 100 МВт при $\cos 0,9$

Система возбуждения тиристорная

Тип регулятора возбуждения XXX

1.7. Водохранилище:

Полезный объем 7,45 км³

Цикл регулирования многолетний цикл

1.8. Основные потребители электроэнергии на собственные нужды: управление гидро и электрическим оборудованием, охлаждением генераторов и трансформаторов, обогрев гидротехнического оборудования в зимнее время, вентиляцию, освещение

1.9. Уровень напряжения:

генераторного 15,75 кВ

выдачи мощности в энергосистему 220 кВ

собственных нужд 6-0,4 кВ

Таблица Г.1 – 2. Основные технико-экономические показатели работы ГЭС за последние три года

Показатель	Единица измерения	Показатели по проекту или нормативу	Показатели по годам		
1.Среднегодовая рабочая мощность	МВт	324	324	324	324
2.Выработка электроэнергии	млрд. кВт.ч	3,124	3,124	3,124	3,124
3.Число часов использования	ч	4320	4320	4320	4320
4.Коэффициент средней нагрузки	%	78	78	78	78
5.Коэффициент технического использования	%	75	75	75	75
6.Удельный расход воды куб. м/с	куб. м/с	0,65	0,65	0,65	0,65
7.Расход электроэнергии на собственные нужды	млрд. кВт.ч (%)	0,31	0,31	0,31	0,31
8.КПД по каждому гидроагрегату и по ГЭС в целом :					
максимальное значение	%	92	92	92	92
при минимальной нагрузке	%	82	82	82	82
при максимальной нагрузке	%	89,5	89,5	89,5	89,5
среднеинтервальное значение	%	85,75	85,75	85,75	85,75
9. Годовой сток воды через турбины ГЭС	млрд. куб. м	558	558	558	558
10. Сток холостого сброса	млрд. куб. м	-	-	-	-

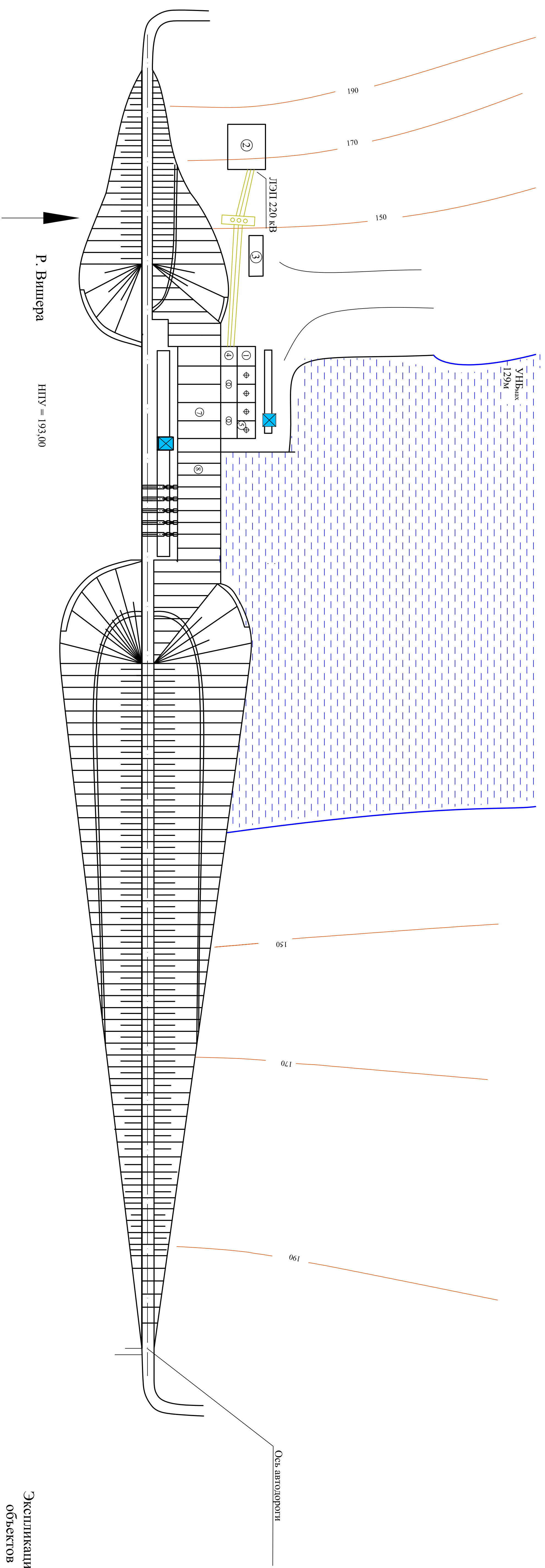
Таблица Г.2 – 3. Баланс по электроэнергии за последние три года

Приход, расход электрической энергии, млрд. кВт.ч	Годы		
1. Собственная выработка	3,124	3,124	3,124
2. Получено из энергосистемы	5,3	5,3	5,3
3. Отпуск в энергосистему	5,141	5,141	5,141
4. Собственные нужды	0,053	0,053	0,053
5. Хозяйственные нужды	0,053	0,053	0,053
6. Производственные нужды	0,053	0,053	0,053

Таблица Г.3 – 4. Перечень основных мероприятий по улучшению ТЭП работы ГЭС с указанием сроков выполнения.

Наименование мероприятия	Ожидаемый экономический эффект	Срок выполнения	Необходимые финансовые ресурсы, тыс.руб
внедрение на предприятии системы энергетического менеджмента	-	-	3500
разработка регламента распределения нагрузок на блочных трансформаторах Красновишерской ГЭС	снижение нагрузочных потерь	-	500
Оптимизация планирования водноэнергетических режимов работы	минимизации холостых сбросов и эксплуатации ГА в зоне оптимального КПД	-	-
внедрение светодиодной системы освещения с автоматизацией управления	снижение потерь и потребления электрической энергии	6	50000

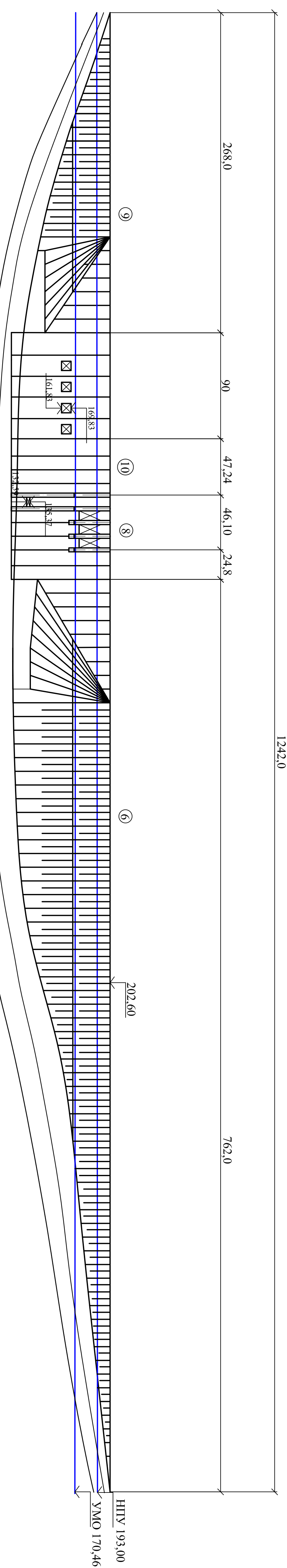
Генеральный план Масштаб 1:2000



Вид с верхнего бьефа

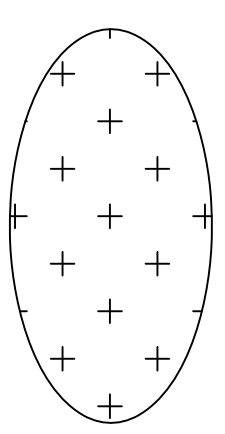
№	Наименование
1	Монтажная площадка
2	ОРУ 220 кВ
3	Административное здание
4	Площадка ремонта трансформаторов
5	Машинный зал
6	Правобережная глухая плотина
7	Станционная часть бетонной плотина
8	Водосливная плотина
9	Левобережная глухая плотина
10	Русловая глухая бетонная плотина

Экспликация
объектов

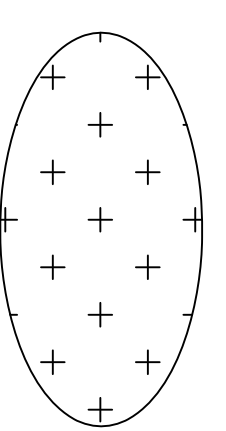


Ведомость состава проекта

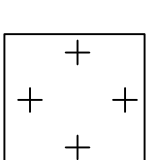
№ п/п	Обозначение	Наименование	Примечания
1	ВКР - 13.03.02.1405647	Генеральный план. Вид с ВБ.	
	ПШ	Ведомость проекта	
2	ВКР - 13.03.02.1405647	Поперечный разрез по водосливной плотине	
3	ВКР - 13.03.02.1405647	Поперечный разрез станционной плотины	
4	ВКР - 13.03.02.1405647	Поперечный разрез здания ТЭС	
	ГРЗ		
5	ВКР - 13.03.02.1405647	Сокращенный состав нагрузок и воздействий	
6	ВКР - 13.03.02.1405647	Эпюры главных напряжений в горизонтальном сечении	
7	ВКР - 13.03.02.14056247	Главная электрическая схема ЭС	
8	ВКР - 13.03.02.14056247	Устройство дежонной защиты генератора	
	РЗА		
9	ВКР - 13.03.02.14056247	Помесительная записка	
	ПЗ		



Цементационная завеса



Дренажная завеса



Грунт основания, доломит

Размеры и отметки даны в метрах

Имя	Кол-во	Лист	Возм.	Подпис.	Дата
Дизайн					
Проект					
Т.контр.					
И.контр.					
Упр.					

КП-13.03.02-1405647

Саяно-Шушенский филиал СФУ

Проектирование Красноярской ГЭС на реке Вишера

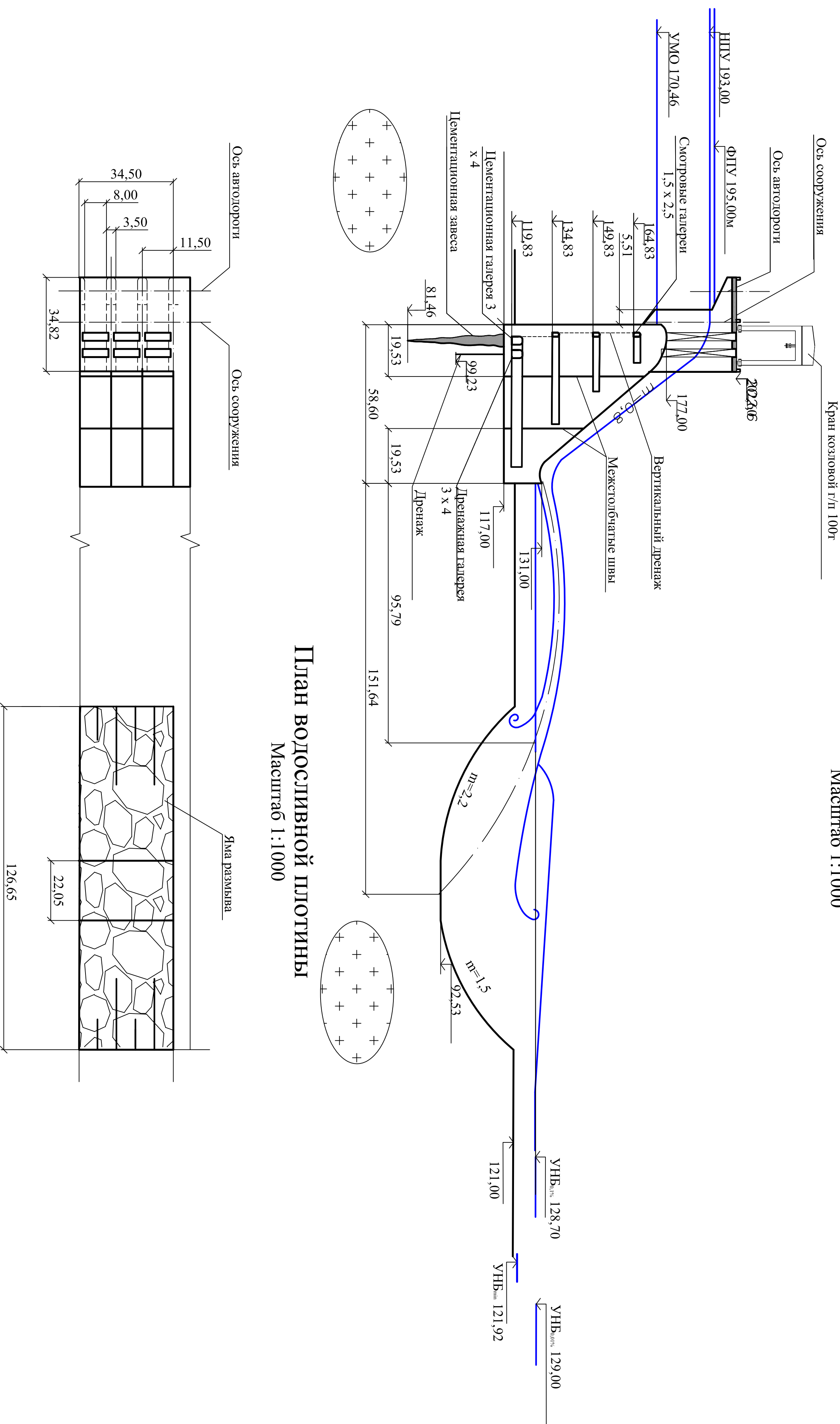
Станция 1 Лист 10

Кафедра ТЭС ГЭИ-4-03Б

2018 г.

Поперечный разрез по водосливной плотине

Масштаб 1:1000



План водосливной плотины

Масштаб 1:1000

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Согласовано

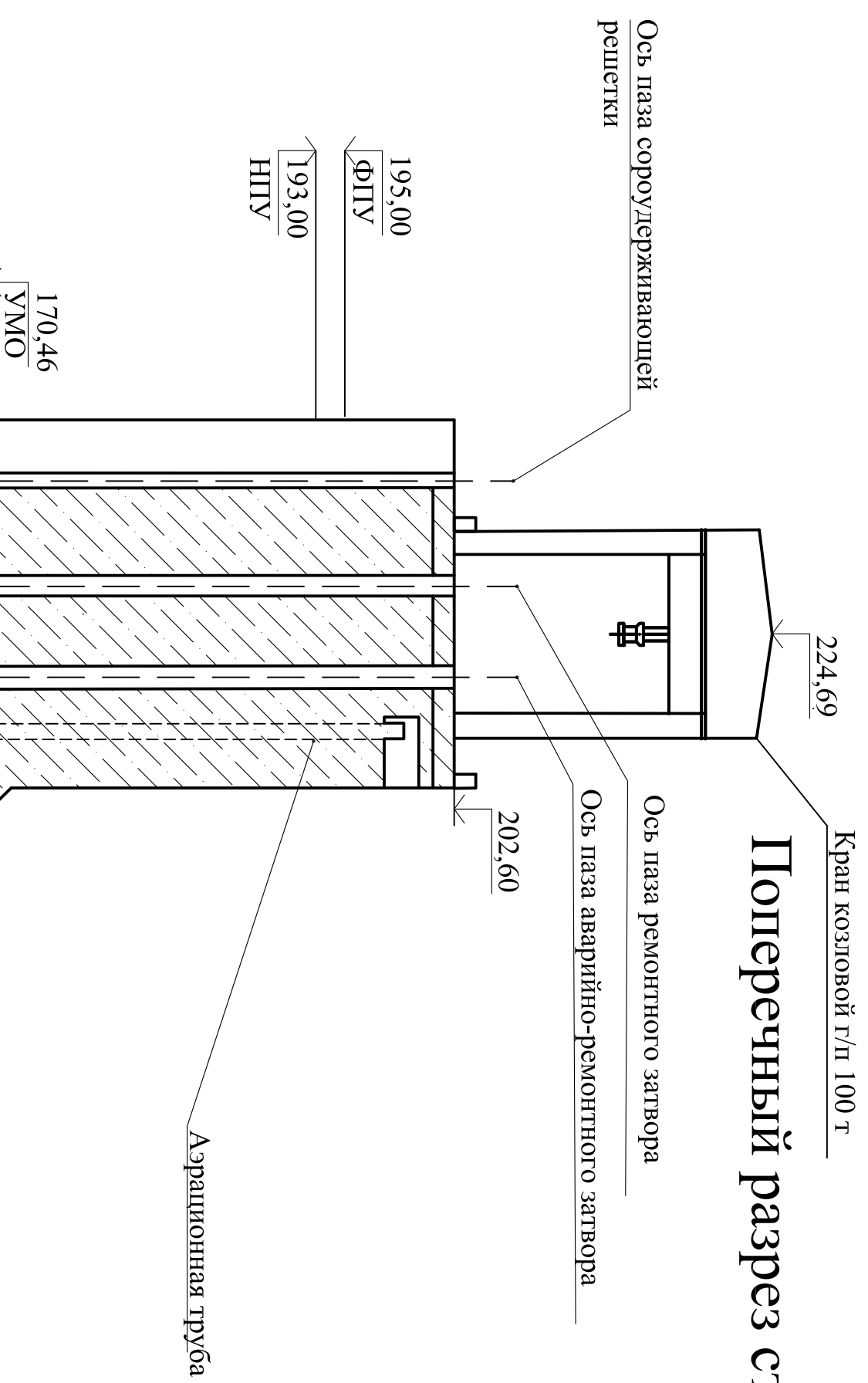
КП-13.03.02-1405647			
Саяно-Шушенский филиал СФУ			
Изм.	Конт.	Лист	№ док.
Разработ.	Мамышев		
Проект.	Завез		
Т. копир.			
Н. копир.			
Упр.			
Проектирование Красноярской ГЭС на реке Вишера		Стация	Лист
Поречный разрез водосливной плотины. План водосливной плотины.		Лист	Листов
		2	1
		Кафедра ГЭС	
		ГЭ14-03Б	
		2018 г.	

Согласовано		
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Кран козловой г/п 100 т

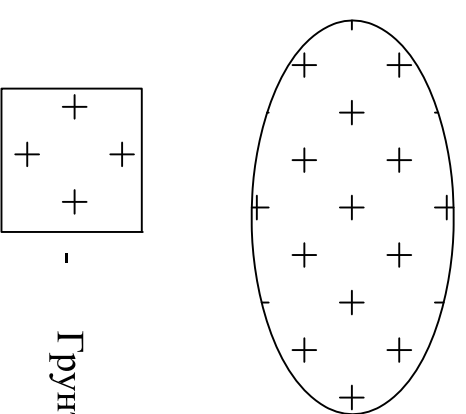
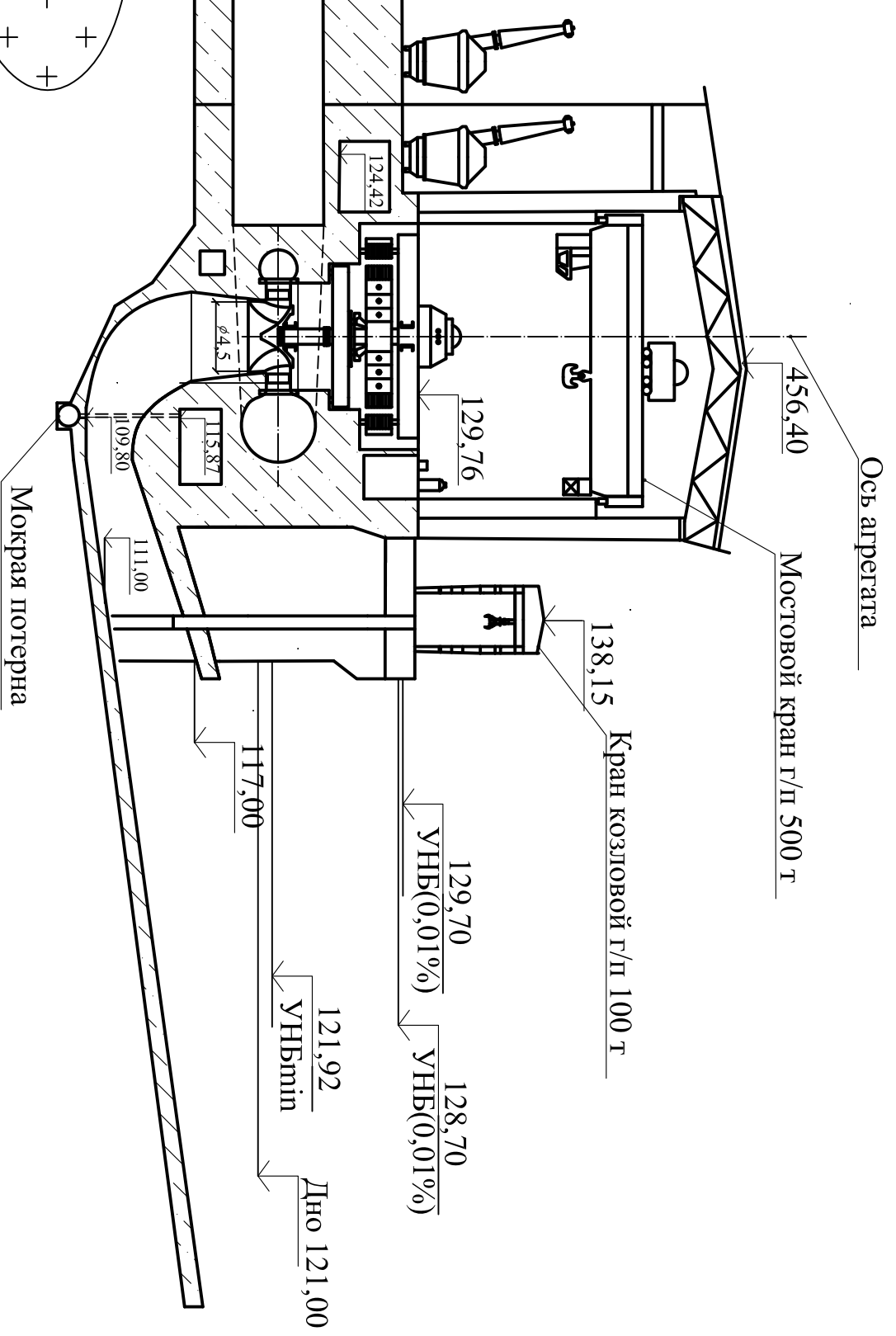
Поперечный разрез станционной части Красновишерской ГЭС

1:400



Основные данные:

Тип турбины	Р075 - В - 450
Тип гидрогенератора	СВ-915/165-40У4
Количество агрегатов	4
Напор максимальный, м	70,47
Напор расчетный, м	64
Напор минимальный, м	45,43
Расчетная высота отсасывания, м	-0,09
Частота вращения, об/мин	150

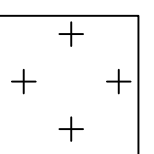
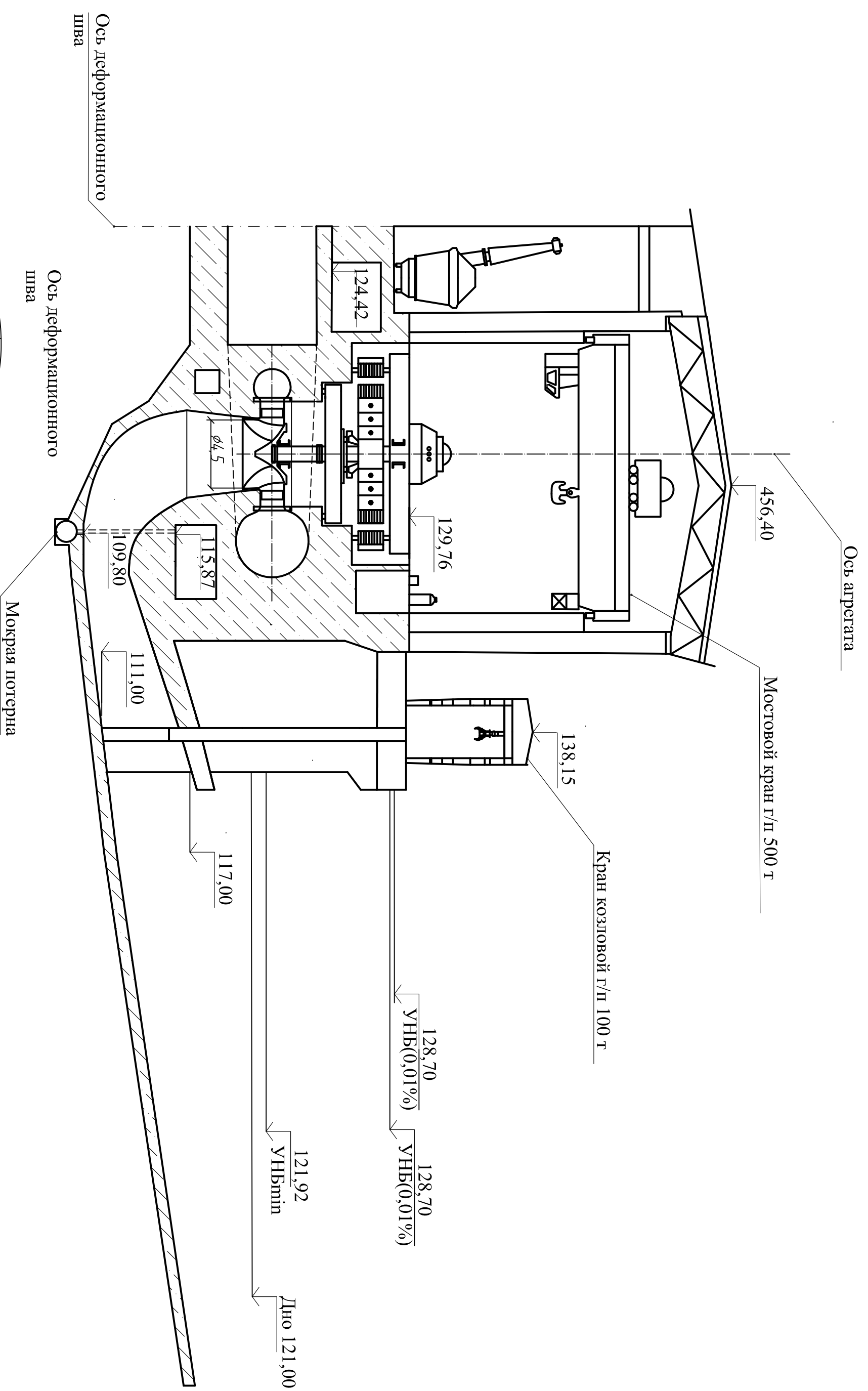


Грунт основания, доломит

КП-13.03.02-1405647			
Саяно-Шушенский филиал СФУ			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док. Подпись
Разрб.	Мамалиев		
Проект.	Масляничко		
Т. копир.			
Н. копир.			
Улр.			
Проектирование Красновишерской ГЭС на реке Вишера		Стация	Лист
Станционная часть плотин и здание ГЭС. Поперечный разрез. Основные характеристики ГА		3	1
		Кафедра ГТЭС ГЭС14-03Б 2018 г.	

Поперечный разрез здания ГЭС

1:250

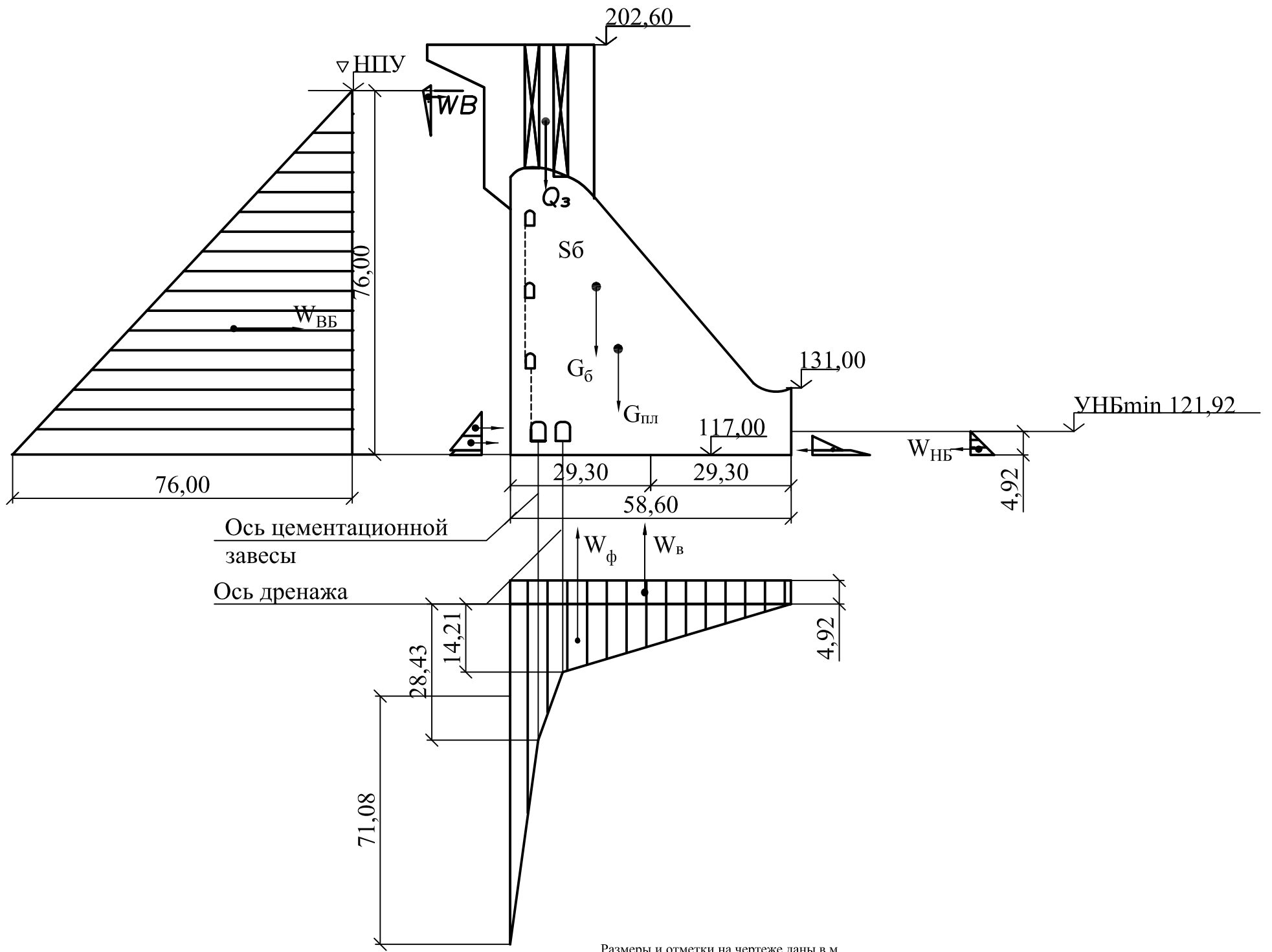


Грунт основания, доломит

Согласовано		
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

КП-13.03.02-1405647		Саяно-Шушенский филиал СФУ	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.
Разработ.	Мамалиев		
Проект.	Масляникова		
Т. копир.			
И. копир.			
Улр.			
Проектирование Красноярской ГЭС на реке Вишера		Стадия	Лист
Поперечный разрез здания ГЭС		Лист	Листов
		4	1
		Кафедра ГТЭС	
		ГЭС-4-03Б	
		2018 г.	

Сокращенный состав нагрузок и воздействий



Размеры и отметки на чертеже даны в м.

Нагрузка	Обозначение	Значение, кН/м
Вес водосливной впадины	$G_{пл}$	35414,68
Вес быка	$G_б$	20419
Гидростатическое давление воды со стороны вб	$W_{вб}$	28331
Гидростатическое давление воды со стороны нб	$W_{нб}$	118,7
Фильтрационное давление воды	$W_ф$	7250,37
Взвешивающее давление воды	$W_в$	2828,34
Волновое давление	$W_{волн}$	16,51
Вес затворов	$Q_з$	873,9
Давление наносов	E_n	49,1
Давление активного грунта	$E_{акт}$	102,42
Давление пассивного грунта	$E_{пас}$	321,04

КП-13.03.02-1405647					
Саяно-Шушенский филиал СФУ					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Мамышев			
Провер.		Затеев			
Т. контр.					
Н. контр.					
Утв.					
Проектирование Красновишерской ГЭС на реке Вишера				Стадия	Лист
Сокращенный состав нагрузок и воздействий					Листов
Кафедра ГТЭС ГЭ14-03Б 2018 г				5	1

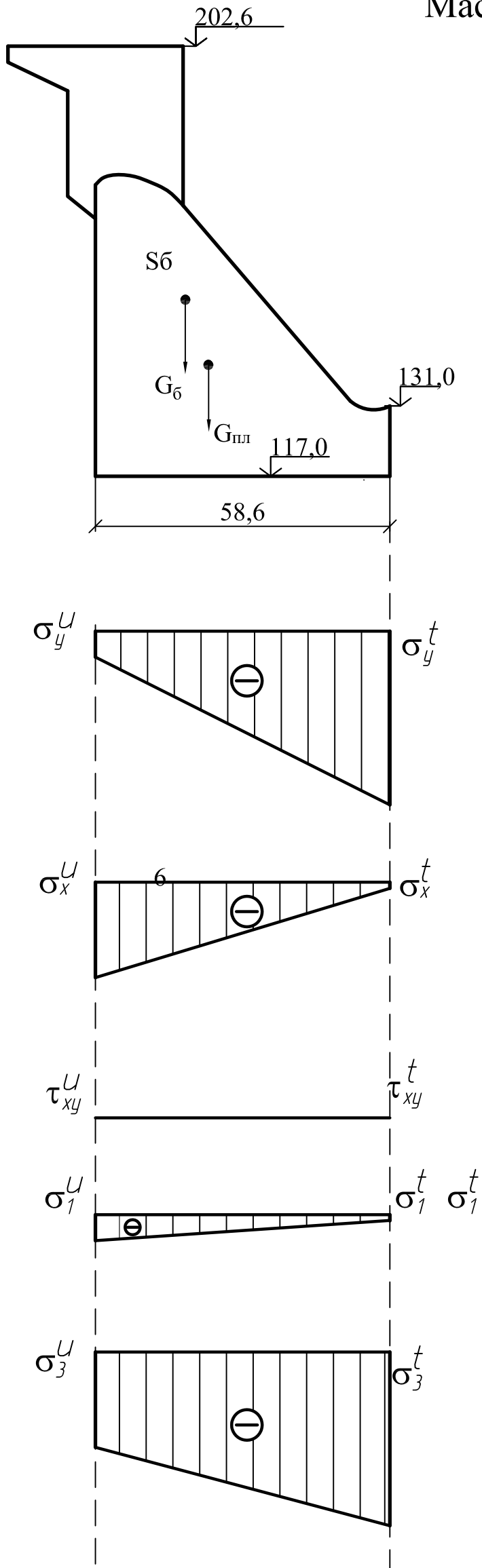
Формат А3

Согласовано

Инд. № подл. Подпись и дата Взам. инв. №

Эпюры напряжений в горизонтальном сечении по подошве

Масштаб: в 1мм 40кПа



Напряжение	Значение, кПа	
	Верховая грань (σ^u)	Низовая грань (σ^t)
Нормальное напряжение, действующее по горизонтальной ой площадке σ_y	-207	-1384
Нормальное напряжение, действующее по вертикальной площадке σ_x	-760	-49
Касательное напряжение τ_{xy}	0	0
Главное минимальное сжимающее напряжение σ_1	207	-49
Главное максимальное сжимающее напряжение σ_3	-760	-1384

Согласовано		
Изм. № подл.		
Подпись и дата		
Взам. инв. №		

КП-13.03.02-1405647					
Саяно-Шушенский филиал СФУ					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Мамышев				
Провер.	Затеев				
Т.контр.					
Н.контр.					
Утв.					
Проектирование Красновишерской ГЭС на реке Вишера				Стадия	Лист
Эпюры напряжений в горизонтальном сечении по подошве					6
Формат А3				Листов	1
Кафедра ГТЭС ГЭ14-03Б 2018 г					

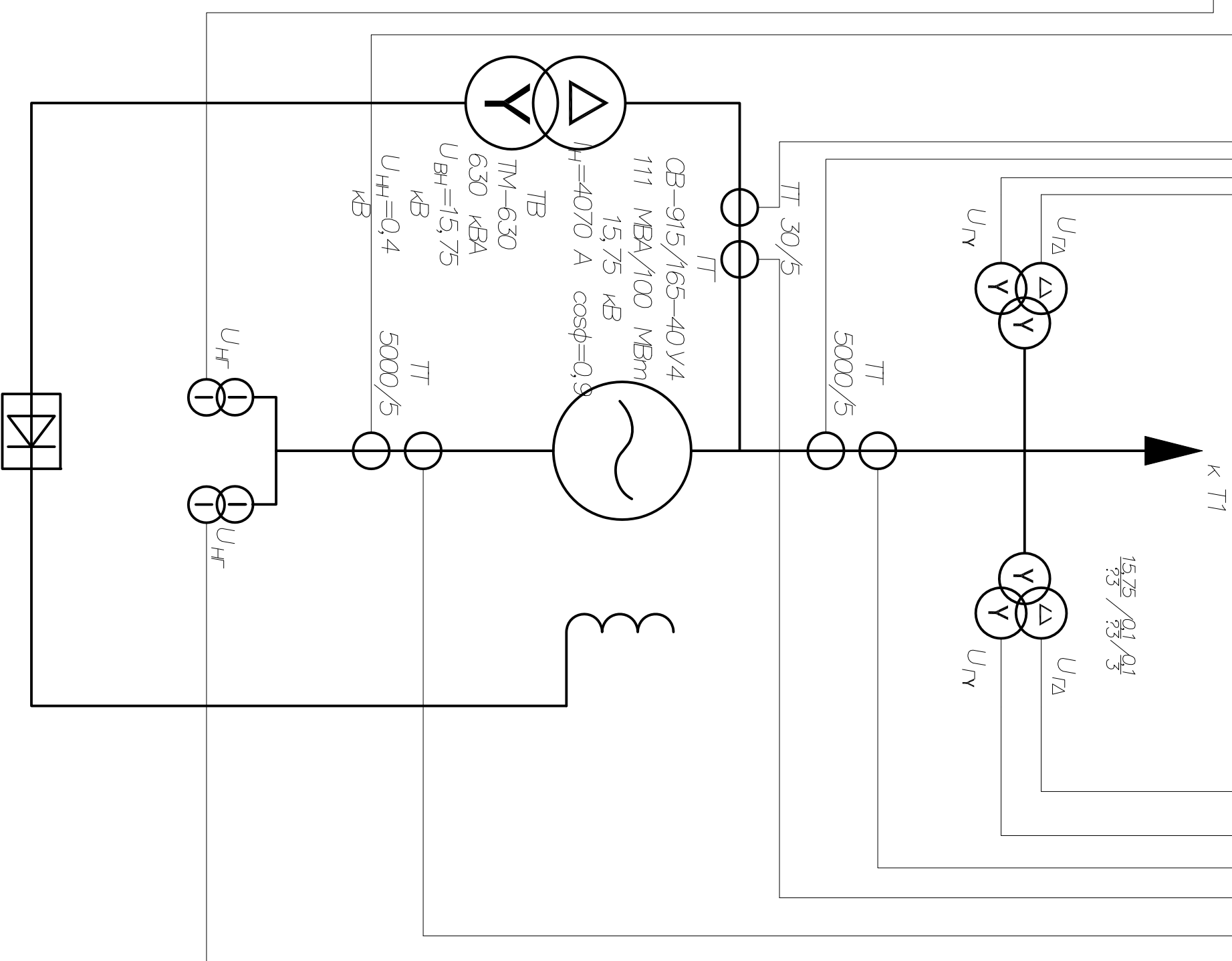
Согласовано		
Инва. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

ШЭ(Система А)		
$U_n(U_0)$	U_{R2}	Δ
$Z_1 \leq Z_2 \leq U >$	U_{R1}	Y
$I \Delta G$	I_R	Y
$I_{R>}$	I_{TB}	Y
$I \Delta G, I_2, I_1, Z_1 \leq Z_2 <$	I_{NR}	Y
$U_n(U_0)$	U_{NR}	$-$

Таблица уставок

Наименование	Обозначение	Наименование	Относы тепловые единицы	Именно время единицы	
					Уставки
Диф. защита продольная	Δ	Ток срабатывания, $I_{ср0}$	0,15In	0,61 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,2	-	
	I	Уставка начального торможения, $I_{нт}$	0,5In	2,03 А	
		Тормозной ток, В	1,5In	6,1 А	
	Защита от замыканий на землю обмотки статора	U_{0z}	t_1	-	5 В
			t_2	-	10 В
			t_3	-	15 В
	Защита от повышения напряжения	$U >$	Коэффициент торможения, K_T	1,1	-
			Уставка срабатывания	-	0,2 В
		1	$U_{ср1}$	1,2Un	120 В
2			$U_{ср2}$	1,4Un	140 В
2		$I_{ср1н}$	0,07In	0,28 А	
		$I_{ср2н}$	0,15In	0,61 А	
СО		$I_{ср3}$	0,28In	1,13 А	
		СО	$I_{ср1н}$	1,07In	4,34 А
ПО		$I_{лпжк}$	1,1In	4,46 А	
		$I_{отс}$	1,22In	4,95 А	
ОТС	$U_{ср}$	-	66 В		
	1	Z_1	0,023	0,057 Ом	
2	Z_2	0,89	1,98 Ом		
	СО	$I_{р сикн}$	1,05	3,37 А	
ПО	$I_{р лжк}$	1,1	3,53 А		
	ОТС	$I_{р лжк}$	2,151	6,9 А	

ШЭ(Система Б)		
$U_n(U_0)$	U_{R2}	Δ
$Z_1 \leq Z_2 \leq U >$	U_{R1}	Y
$I \Delta G$	I_R	Y
$I_{R>}$	I_{TB}	Y
$I \Delta G, I_2, I_1, Z_1 \leq Z_2$	I_{NR}	Y
$U_n(U_0)$	U_{NR}	$-$



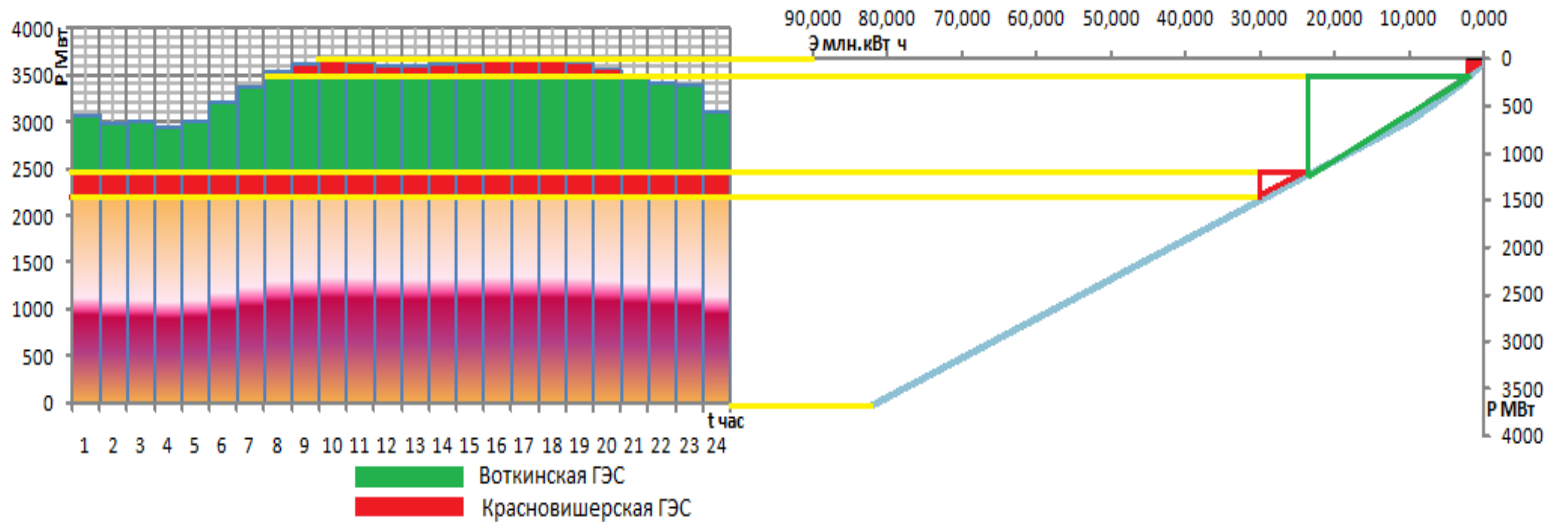
Матрица отключений

Защиты	Обозначение	Откл. В/Г							
		Откл. В/Г	Гашение полей	Останов агрегата и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и ТЧН	Разгрузка по Р	Предупр. сигнал	
Наименование Продольная ДЗ	I Δ G	+	+	+	+	-	-	-	+
		-	-	-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-	-	-
Защита от замыканий на землю обмотки статора	U_{0z}	t_1	-	-	-	-	-	-	-
		t_2	-	-	-	-	-	-	-
		t_3	+	+	+	+	-	-	-
Защита от повышения напряжения	$U >$	t	+	+	+	-	-	-	-
		1 ступень	+	+	-	-	-	-	-
		2 ступень	+	+	-	-	-	-	-
Защита обратной последовательно сти от несимметричных к.з. и перерузок	I_2	СО	t_1	-	-	-	-	-	-
			t_2	+	+	-	-	-	-
		ИО	t_1	-	-	-	-	-	-
			t_2	+	+	-	-	-	-
		ОТС	t_1	-	-	-	-	-	-
			t_2	+	+	-	-	-	-
Защита от симметричных к.з. и перерузок	I_1	ИО	+	+	-	-	-	-	
		ОТС	-	-	-	-	-	-	
		ИО	+	+	-	-	-	-	
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	+	+	+	-	-	-	
		2 ступень	+	+	-	-	-	-	
		СО	-	-	-	-	-	+	
Защита от перерузки ротора	I_p	ИО	+	+	-	-	-	-	
		ИО	+	+	-	-	-	-	
		ОТС	+	+	-	-	-	-	

КП-13.03.02-1405647			
Саяно-Шушенский филиал СФУ			
Изм.	Код	Лист	№
Разроб.	Утвердил	Дата	
Пробер.			
Т. контр.			
Н. контр.			
Проектирование		Стадия	Лист
Красновишерской ГЭС на реке Вишера		1	1
Устройство релейной защиты		Кафедра ГТЭС	ГЭ4-03Б
гидрогенератора		2018 г.	

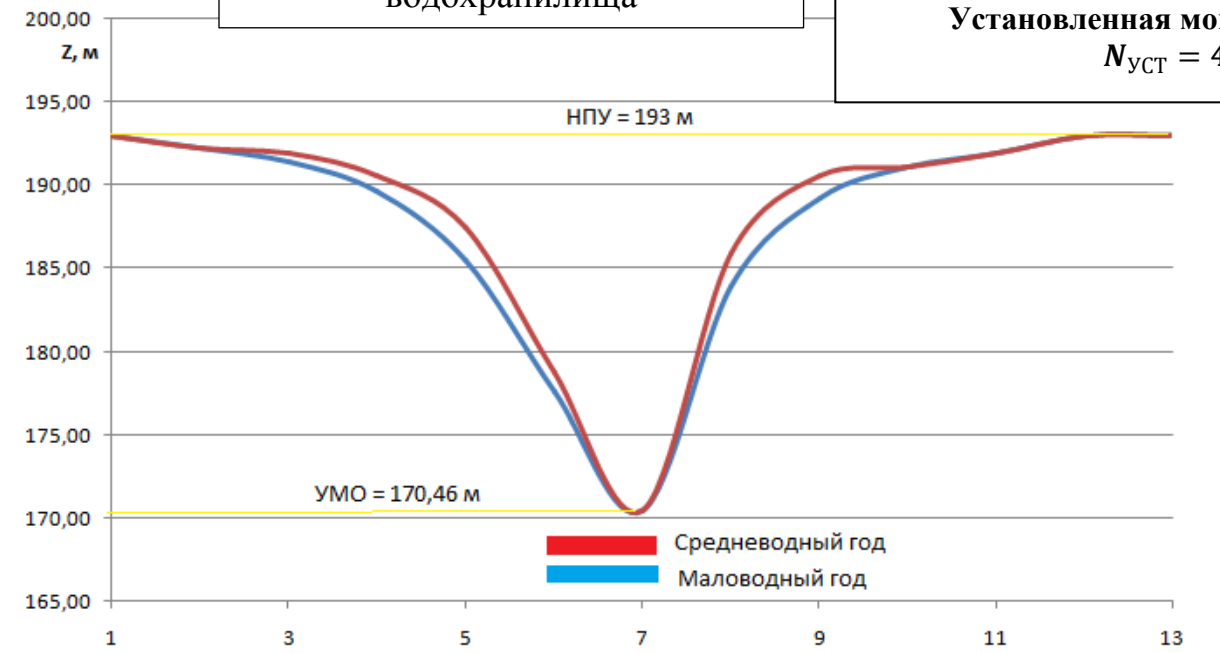
Красновишерская ГЭС

ИКН Декабрь

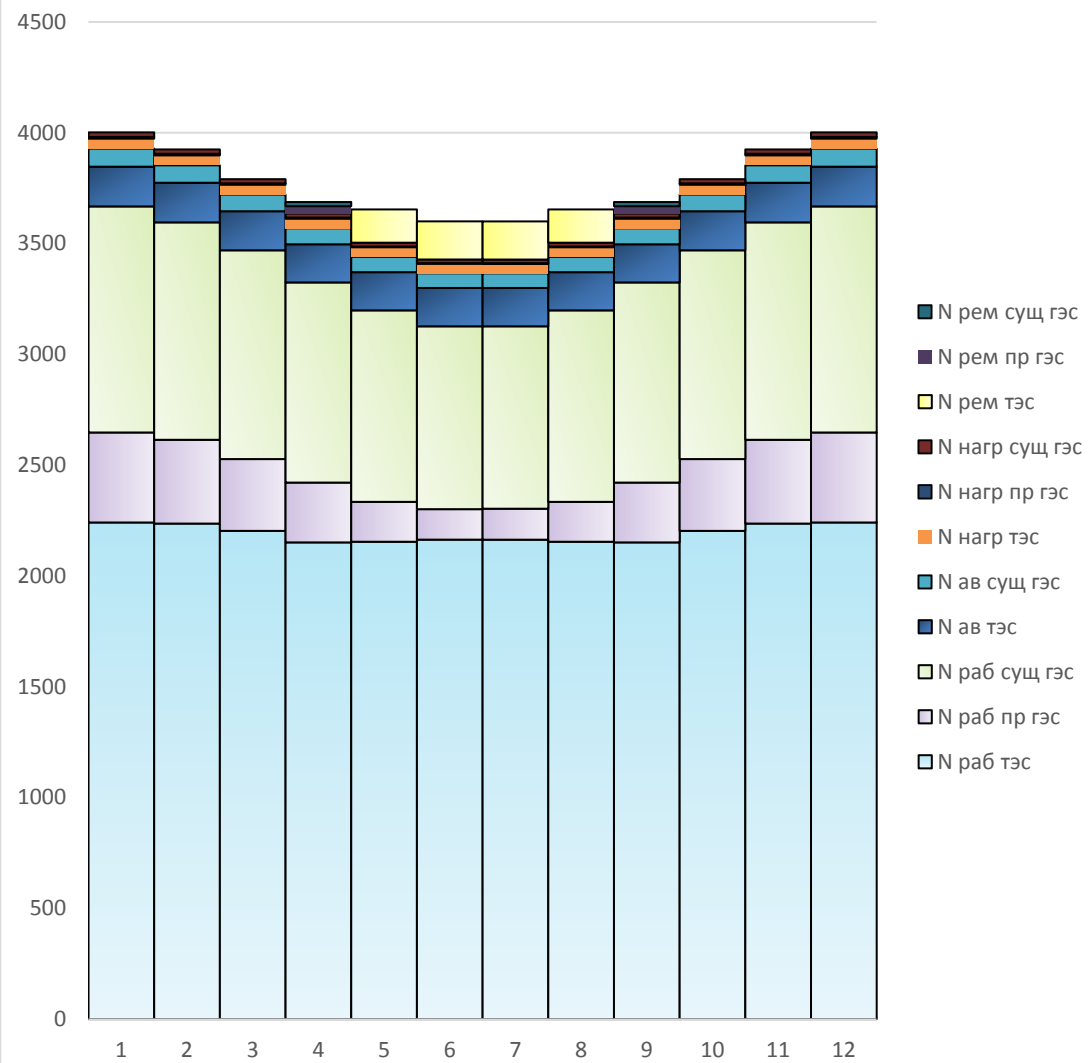


Сработка и наполнение водохранилища

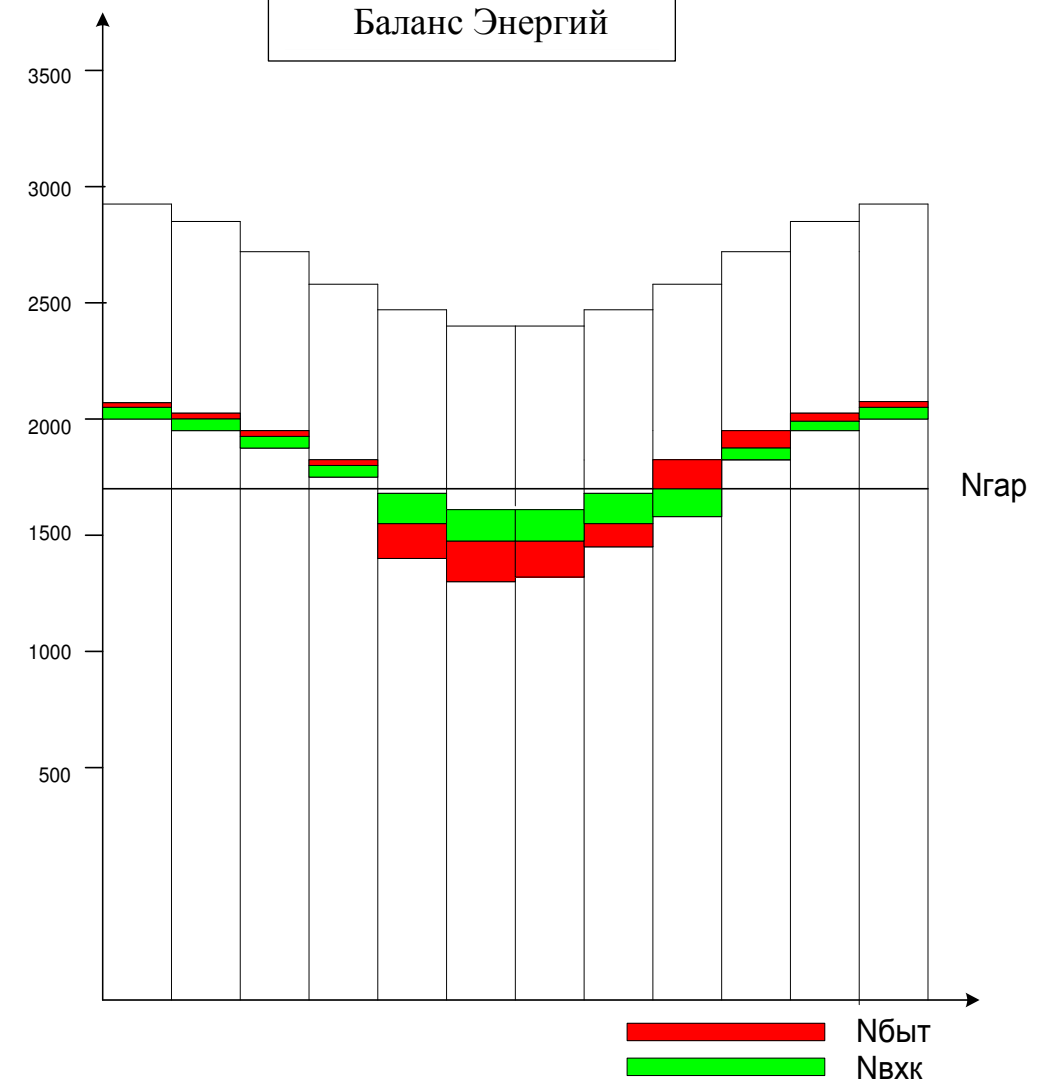
Среднеголетняя выработка:
 $\bar{E} = 3,124$ млрд кВт·ч
 Установленная мощность:
 $N_{уст} = 415$ МВт



Баланс Мощностей



Баланс Энергий



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

И.Ю. Погоняйченко
подпись

«13» 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ КРАСНОВИШЕРСКОЙ ГЭС. СОСТАВЛЕНИЕ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПАСПОРТА И ПЛАНА МЕРОПРИЯТИЙ ПО
ПОВЫШЕНИЮ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И
ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ НА ГЭС**

Руководитель И.Ю. Погоняйченко
подпись, дата

Начальник оперативной
службы
«Саяно-Шушенской ГЭС
имени П.С. Непорожного»
должность

И.Ю. Погоняйченко
инициалы, фамилия

Выпускник И.Ю. Погоняйченко
подпись, дата

Д.Е. Мамышев
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2018