

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В.В. Луференко

подпись инициалы, фамилия

«17» 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика, электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ СЕВЕРОДВИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ СЕВЕРНАЯ
ДВИНА. ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ КРАСНОЯРСКОЙ
ГЭС, ПОТРЕБЛЕНИЕ МОЩНОСТИ И ПОТРЕБЛЕНИЕ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ СИСТЕМОЙ СОБСТВЕННЫХ НУЖД**

Руководитель 
подпись, дата

Заместитель главного
инженера по эксплуатации
филиала ПАО «РусГидро» –
«Саяно-Шушенская ГЭС
имени П.С. Непорожного»
должность

В.В. Луференко
инициалы, фамилия

Выпускник 
подпись, дата

В.С. Гузенков
инициалы, фамилия

Саяногорск, Черемушки 2018

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Северодвинской ГЭС на реке Северная Двина. Вспомогательное оборудование Красноярской ГЭС, потребление мощности и потребление электроэнергии системой собственных нужд».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зайд 13.06.18
подпись, дата

В.Ю. Замеева
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

АВ
подпись, дата

АВ. Маслашнина
инициалы, фамилия

Электрическая часть

07.06.18
подпись, дата

ИЮ Погоныгин
инициалы, фамилия

Устройства РЗА

05.06.18
подпись, дата

В.В. Карачева
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла

09.06.18
подпись, дата

В.Б. Забеев
инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная
Безопасность. Охрана
окружающей среды

07.06.18
подпись, дата

ИЮ Погоныгин
инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

06.06.18
подпись, дата

Ю.В. Лаласова
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

16.06.18
подпись, дата

А.А. Чабанова
инициалы, фамилия

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

ОТЗЫВ

руководителя Луференко В.В., заместителя главного инженера по эксплуатации
Филиала ПАО «РусГидро» – «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С.
Непорожнего» о бакалаврской работе
«Проектирование Северодвинской ГЭС на реке Северная Двина.
Вспомогательное оборудование Красноярской ГЭС, потребление мощности и
потребление электроэнергии системой собственных нужд»
Гузенкова Владислава Сергеевича

Бакалаврская работа «Проектирование Северодвинской ГЭС на реке Северная Двина» выполнена в полном объеме в соответствии с выданным заданием. Представлена на 143 листах пояснительной записки, 4 чертежах и 3 плакатах. Все части проекта рассмотрены достаточно подробно.

В работе произведен первоначальный анализ исходных данных, выполнены водно-энергетические расчеты, выбрано основное и вспомогательное оборудование, силовое электрооборудование и электрические аппараты, выбрана схема электрических соединений ГЭС, произведен расчет сооружений гидроузла, разработаны мероприятия по охране труда, противопожарной безопасности и охране природы, выполнен расчет технико-экономических показателей проекта.

В рамках спец. вопроса были изучены схемы собственных нужд Красноярской ГЭС, способ учета потребления электроэнергии собственными нуждами Красноярской ГЭС, а также рассмотрены меры по уменьшению энергопотребления системой собственных нужд.

В процессе выполнения дипломного проекта студент В.С. Гузенков показал хороший уровень теоретических знаний, проявил инженерный подход к решению задач, возникающих в процессе выполнения работы.

Бакалаврская работа «Проектирование Северодвинской ГЭС на реке Северная Двина. Вспомогательное оборудование Красноярской ГЭС, потребление мощности и потребление электроэнергии системой собственных нужд» заслуживает положительной оценки, а автор работы присвоения квалификации «бакалавр-гидроэнергетик».

Дата: 13.06.18



подпись

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Северодвинской ГЭС	7
ВВЕДЕНИЕ	9
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий.....	10
1.1 Природные условия.....	10
1.1.1 Климат	10
1.1.2 Гидрологические данные.....	10
1.1.3 Инженерно-геологические условия	11
1.1.4 Сейсмические условия.....	12
1.2 Энергоэкономическая характеристика района	12
1.2.1 Суточные графики нагрузки	12
1.2.2 Годовые графики средних и максимальных нагрузок	12
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла	14
2 Водно-энергетические расчеты	15
2.1 Регулирование стока воды	15
2.1.1 Исходные данные	15
2.1.2 Определение максимальных расчетных расходов.....	15
2.1.3 Кривые обеспеченности расходов.....	17
2.1.4 Выбор расчетного маловодного и средневодного гидрографов	18
2.2 Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчетов	19
2.2.1 Перераспределение стока маловодного года	19
2.2.2 ВЭР по условиям маловодного года	19
2.2.3 Определение установленной мощности проектируемой ГЭС	20
2.2.4 ВЭР по условиям средневодного года	23
3 Основное и вспомогательное оборудование	24
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	24
3.1.1 Построение режимного поля.....	24
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным.....	26
3.2 Гидротурбины и их проточная часть	29
3.2.1 Определение отметки рабочего колеса.....	29
3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части и	31
3.3 Выбор вспомогательного оборудования	34
3.3.1 Выбор маслonaпорной установки	34
3.3.2 Выбор ЭГР	34
3.3.3 Выбор серийного гидрогенератора	34
4 Электрическая часть	35
4.1 Выбор структурной схемы	35
4.1.1 Определение количества и типа ТСН	36
4.1.2 Определение количества отходящих линий.....	37
4.1.3 Структурная схема с обычными блоками	37
4.1.5 Структурная схема с укрупненными блоками	41
4.1.6 Расчет затрат для схемы с укрупненными блоками	42

4.1.7 Сравнение вариантов структурных схем.....	43
4.2 Выбор проводов ЛЭП	44
4.2.1 Проверка выбранного провода в нормальном режиме	45
4.3.2 Проверка выбранного провода при послеаварийном режиме.....	45
4.3 Расчет токов короткого замыкания	45
4.3.1.Схема замещения	46
4.3.2. Расчет исходных данных для определения токов КЗ	46
4.3.3.Расчет тока КЗ на выводах генератора	48
4.3.3.1.Расчет начального значения периодической составляющей.....	48
4.3.3.2.Расчет ударного тока	49
4.3.4 Расчет токов КЗ на сборных шинах РУ	51
4.3.4.1 Расчет 3-фазного тока КЗ на сборных шинах	51
4.3.4.2.Расчет тока 1-фазного КЗ на сборных шинах	52
4.4 Итог расчета токов КЗ	53
4.5.Выбор электрических аппаратов	54
4.5.1.Выбор генераторного выключателя	54
4.5.2.Проверка на содержание апериодической составляющей ТКЗ	55
4.5.3.Выбор ячеек КРУЭ.....	56
5 Релейная защита и автоматика.....	57
5.1 Технические данные защищаемого оборудования	57
5.2 Расчет номинальных токов	58
5.3 Перечень защит основного оборудования.....	58
5.4 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты	59
5.5 Описание защит и расчет их уставок	60
5.5.1 Продольная дифференциальная защита генератора.....	60
5.5.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора.....	62
5.5.3. Защита от повышения напряжения ($U_{1>}$), ($U_{2>}$)	65
5.5.4 Защита обратной последовательности от несимметричных	65
5.5.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1).....	69
5.5.6. Дистанционная защита генератора ($Z_{1<}$), ($Z_{2<}$)	71
5.5.7 Защита от перегрузки обмотки ротора	74
6 Компоновка и сооружения гидроузла	76
6.1 Определение класса ГТС и отметки гребня плотины	76
6.1.1 Определение класса ГТС.....	76
6.1.2 Определение отметки гребня грунтовой плотины	76
6.1.3 Определение отметки гребня бетонной плотины	79
6.2 Гидравлические расчеты	79
6.2.1 Определение ширины водосливного фронта	79
6.2.2 Определение отметки гребня водослива	81
6.2.3 Построение профиля водосливной грани	82
6.2.4 Расчет сопряжения потока в НБ	84
6.2.5 Определение размеров водобойного колодца.....	85
6.3. Конструирование бетонной плотины.....	87
6.3.1 Определение ширины подошвы плотины	87

6.3.2	Разрезка бетонной плотины швами.....	90
6.3.3	Быки.....	90
6.3.4	Устои.....	91
6.3.5	Галереи в теле плотины.....	91
6.3.6	Дренаж тела бетонной плотины.....	91
6.4	Основные элементы плотины.....	92
6.4.1	Анкерный понур.....	92
6.4.2	Водобой.....	92
6.4.3	Рисберма и ковш.....	92
6.4.3.1	Рисберма.....	92
6.4.3.2	Ковш.....	93
6.5	Определение сокращенного состава нагрузок на плотину для.....	94
6.5.1	Вес сооружения и затворов.....	94
6.5.2	Сила гидростатического давления воды.....	96
6.5.3	Равнодействующая взвешивающего давления.....	97
6.5.4	Сила фильтрационного давления.....	97
6.5.5	Волновое давление.....	101
6.5.6	Давление грунта.....	102
6.5.7	Расчет прочности плотины.....	106
6.5.8	Критерии прочности плотины.....	109
6.5.9	Расчет устойчивости плотины.....	110
6.6	Проектирование грунтовой плотины.....	111
7	Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды.....	113
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	113
7.2	Техника безопасности.....	113
7.3	Противопожарная безопасность.....	115
7.2.1	Объекты водяного пожаротушения.....	116
7.4	Мероприятия по охране природы.....	116
7.5	Воздействия гидротехнических станций на природную среду в.....	117
7.6	Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов.....	118
7.7	Водоохранная зона.....	119
7.7.1	Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции.....	120
8	Технико-экономические показатели.....	121
8.1	Определение объемов генерации производства.....	121
8.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	121
8.7.3	Налоговые расходы.....	124
8.7.4	Оценка суммы прибыли.....	124
8.7.5	Оценка инвестиционного проекта.....	125
8.7.5.1	Методология, исходные данные.....	125
8.7.5.2	Коммерческая эффективность.....	126
8.7.5.3	Бюджетная эффективность.....	126
8.7.6	Анализ чувствительности.....	127

9	Вспомогательное оборудование Красноярской ГЭС, потребление мощности и потребление электроэнергии системой собственных нужд	130
9.1	Требования системного оператора к системам собственных нужд ГЭС	130
9.1.1	Источники питания собственных нужд переменного тока	130
9.1.2	Основные рекомендации по системам собственных нужд переменного тока.....	130
9.1.3	Схемы питания собственных нужд переменного тока.....	131
9.1.4	Источники питания собственных нужд постоянного тока	133
9.2	Характеристики и режимы работы Красноярской ГЭС.....	134
9.3	Схема выдачи мощности	135
9.4	Схема собственных нужд Красноярской ГЭС	135
9.5	Наиболее значимые по нагрузке потребители системы собственных нужд	135
9.6	Учет потребления электроэнергии системой собственных нужд	136
9.7	Предложения по снижению потребления.....	137
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	138
	Список использованных источников	140
	Приложения А-Е.....	142-162

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ СЕВЕРОДВИНСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Северная Двина;
2. Местонахождение ГЭС.....Архангельская область;
3. Тип проектируемой установкиГЭС;
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний3428 м³/с;
 - б) всех турбин3152 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью:
 - 0,5%.....34340 м³/с;
 - 0,1%.....39965 м³/с;
 - 0,01%.....47610 м³/с;
 - г) минимальный600 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стокаГодовой;
 - б) отметка:
 - НПУ27,00 м;
 - ФПУ28,00 м;
 - УМО.....20,21 м;
 - в) объемы:
 - полный..... 23,85 км³;
 - полезный 19,65 км³;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный.....19,99 м;
 - б) расчетный.....17,21 м;
 - в) минимальный.....11,29 м;
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
 - установленная 480 МВт;
 - гарантированная 330 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка электроэнергии 3,5 млрд. кВт ч;
8. Плотина (длина по гребню / максимальная высота):
 - а) левобережная глухая бетонная 100 м / 31,56 м ;
 - б) стационарная 216 м / 45,85 м;
 - в) водосливная бетонная..... 1940 м / 34,32 м;
 - г) правобережная глухая грунтовая..... 560 м / 34,32 м;
9. Водосбросные сооружения:
 - а) тип..... поверхностный водослив;
 - б) число и ширина пролетов..... 97 пролетов по 20 м;
 - в) длина водосливно-го фронта..... 1552 м;
 - г) максимальная высота 34,32 м;
10. Здание ГЭС:
 - а) тип здания русловое;
 - б) число агрегатов 8;

- в) грунты в основании.....суглинок;
- г) тип спиральной камерыбетонная трапецеидальная;
- д) расстояние между осями агрегатов.....24 м;

11. Основное оборудование:

- а) тип гидротурбины ПЛ20/811-В-750;
- б) тип гидрогенератора СВ1160/180-72;
- в) мощность гидрогенератора 76 МВА;
- г) частота вращения 83,3 об/мин;
- д) тип силовых трансформаторов..... ТДЦ200000/220;

12. Техничко-экономические показатели:

- а) удельная стоимость мощности27083,33 руб./кВт;
- б) себестоимость электроэнергии.....0,2 руб./кВт·ч;
- в) срок окупаемости 7 лет, 1 мес.

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанции играют значимую роль в современных энергосистемах. Помимо генерации электроэнергии, ГЭС обладают важным свойством – высокой маневренностью. В то время как другие традиционные источники электроэнергии не позволяют производить быстрый набор или сброс нагрузки, ГЭС способны в течение нескольких минут существенно увеличить или уменьшить объемы выработки электроэнергии, поэтому кроме выработки электроэнергии, задачами гидроэлектростанций являются: покрытие пиковых зон графика нагрузки, регулирование частоты в энергосистеме, регулирование активной и реактивной мощности.

Целью дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования ГЭС и подбор оптимальных инженерных решений.

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

Северная Двина – одна из крупнейших рек России, образуется слиянием рек Сухона, Юг и Вычегда. Исток Северной Двины располагается близ г. Великий Устюг в Вологодской области, где Сухона и Юг образуют Малую Северную Двину, далее река течет в Архангельскую область и около г. Котлас в водоток впадает Вычегда, образуя собственно Северную Двину. Далее река протекает в северном направлении и впадает в двинскую губу, Белое море. Длина реки составляет 744 км (1302 км с Сухоной), площадь бассейна составляет 357000 км².

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Район расположения проектируемого гидроузла относится к умеренно-континентальному климатическому району. Среднегодовая температура воздуха в районе створа составляет +1,8°С, годовая амплитуда самого холодного и самого теплого месяца в среднем достигает 30°С, абсолютный минимум -54°С, абсолютный максимум +35°С. Годовая сумма осадков около 530 мм (от 300 до 760 мм).

1.1.2 Гидрологические данные

Гидрологический ряд реки Северная Двина за период 1914-1963 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Координаты кривых связи ВБ и НБ

Кривая связи объемов и уровней ВБ		Кривая связи расходов и уровней НБ	
V, км ³	Z _{вб} , м	Q, м ³ /с	Z _{нб} , м
0	4,00	0	4,00
4	19,81	8000	7,71
8	24,55	16000	7,81
12	26,07	24000	7,82
16	26,71	32000	7,83
20	26,94	40000	7,84
24	27,01	48000	7,86

Кривые связи ВБ и НБ представлены на рисунках 1.1 и 1.2 соответственно.

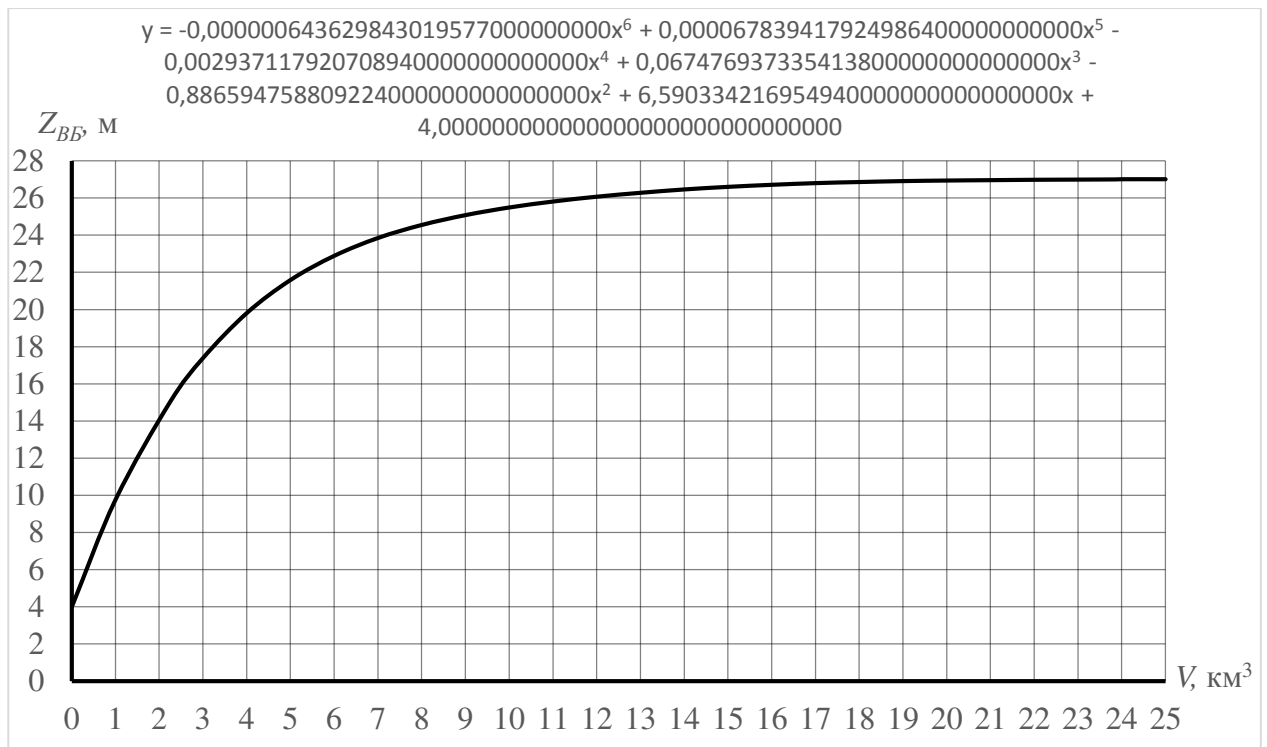


Рисунок 1.1 – Кривая связи верхнего бьефа

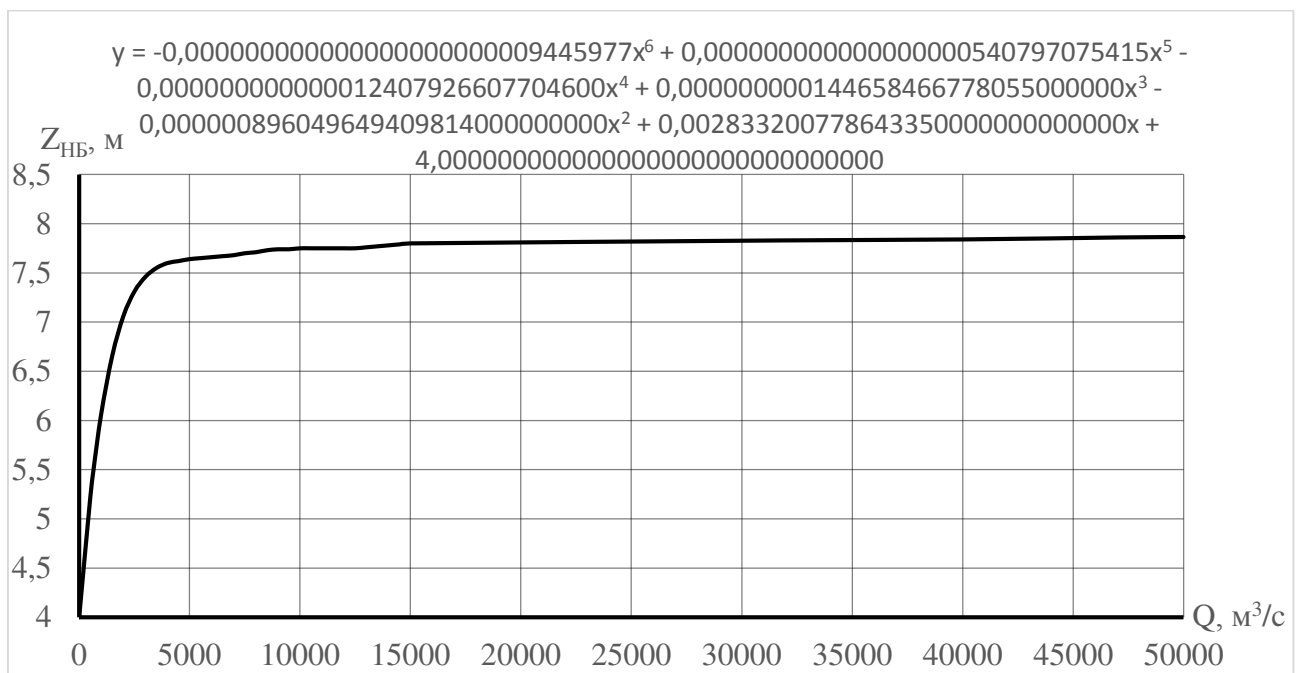


Рисунок 1.2 – Кривая связи нижнего бьефа

1.1.3 Инженерно-геологические условия

Согласно геологическим данным в районе створа проектируемого гидроузла нет тектонического контакта.

Основание реки Северная Двина сложено суглинками.

1.1.4 Сейсмические условия

Согласно СНиП [1] и в соответствии с картой сейсмического районирования России, сейсмическая активность района расположения проектируемого Северодвинского гидроузла составляет 5 баллов по шкале MSK-64.

1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Северодвинская ГЭС входит в ОЭС Северо-Запада, Архангельское РДУ. ОДУ Северо-Запада включает в себя 130 электростанций с суммарной установленной мощностью 23143 МВт. Годовая выработка энергосистемы составляет 101,279 млрд кВт·ч.

Под управлением Архангельского РДУ находятся объекты генерации с суммарной установленной мощностью 1649,5 МВт. Наиболее крупными из них являются: Архангельская ТЭЦ, Северодвинские ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2. Годовая выработка РДУ составляет 6,19 млрд кВт·ч. В Архангельском РДУ отсутствуют гидроэлектростанции.

1.2.1 Суточные графики нагрузки

Зная выработки ОДУ и РДУ, определяется коэффициент мощности k_N :

$$k_N = \frac{\mathcal{E}_{\text{ОДУ}}}{\mathcal{E}_{\text{РДУ}}} = \frac{101,279}{6,19} = 16,36, \quad (1.1)$$

С помощью полученного коэффициента были рассчитаны значения предположительного графика суточной нагрузки РДУ для зимних и летних суток (Приложение А, таблица А.2).

Далее производится расчет предварительных типовых графиков нагрузки РДУ для зимних и летних суток (Приложение А, таблица А.3), после чего производится их корректировка для уравнения суточных выработок с предположительными графиками нагрузки.

Значения скорректированных типовых графиков нагрузки РДУ для зимних и летних суток приведены в приложении А, таблица А.4.

По полученным значениям типовых графиков нагрузки рассчитываются интегральные кривые нагрузки РДУ. Расчет интегральных кривых для зимних и летних суток представлен в приложении А, таблицы А.5 и А.6.

1.2.2 Годовые графики средних и максимальных нагрузок

Значения для годовых графиков средних и максимальных нагрузок представлены в таблице 1.2

Таблица 1.2 – Расчет годовых графиков средних и максимальных нагрузок

Месяц	$ 30^\circ t - 15^\circ $	$\cos 30^\circ t - 15^\circ $	$P_{t \max}$, МВт	$P_{t \text{ сред}}$, МВт
1	15	0,9659	787	719
2	45	0,7071	766	695
3	75	0,2588	730	654
4	105	-0,259	688	607
5	135	-0,707	652	566
6	165	-0,966	631	542
7	195	-0,966	631	542
8	225	-0,707	652	566
9	255	-0,259	688	607
10	285	0,2588	730	654
11	315	0,7071	766	695
12	345	0,9659	787	719

При заполнении таблицы 1.2 используются формулы:

$$P_{t \max} = a_{\max} + b_{\max} \cos|30^\circ t - 15^\circ|, \quad (1.2)$$

где a_{\max} и b_{\max} – параметры, вычисляемые по формулам (1.3) и (1.4).

$$a_{\max} = \frac{P_{\max}^{\text{зим}} + P_{\max}^{\text{лет}}}{2} = \frac{790 + 628}{2} = 709 \text{ МВт}, \quad (1.3)$$

где $P_{\max}^{\text{зим}} = 790 \text{ МВт}$ – максимальная мощность потребления в зимние сутки;

$P_{\max}^{\text{лет}} = 628 \text{ МВт}$ – максимальная мощность потребления в летние сутки.

$$b_{\max} = \frac{P_{\max}^{\text{зим}} - P_{\max}^{\text{лет}}}{2} = \frac{790 - 628}{2} = 81 \text{ МВт}, \quad (1.4)$$

$$P_{t \text{ сред}} = a_{\text{сред}} + b_{\text{сред}} \cos|30^\circ t - 15^\circ|, \quad (1.5)$$

где $a_{\text{сред}}$ и $b_{\text{сред}}$ – параметры, вычисляемые по формулам (1.6) и (1.7).

$$a_{\text{сред}} = \frac{P_{\text{сред}}^{\text{зим}} + P_{\text{сред}}^{\text{лет}}}{2} = \frac{722 + 539}{2} = 630,5 \text{ МВт}, \quad (1.6)$$

где $P_{\text{сред}}^{\text{зим}} = 722$ МВт – среднее значение потребления в зимние сутки;

$P_{\text{сред}}^{\text{лет}} = 539$ МВт – среднее значение потребления в летние сутки.

$$b_{\text{сред}} = \frac{P_{\text{сред}}^{\text{зим}} - P_{\text{сред}}^{\text{лет}}}{2} = \frac{722 - 539}{2} = 91,5 \text{ МВт}, \quad (1.7)$$

Годовой график средних и максимальных нагрузок представлен на рисунке 1.3.

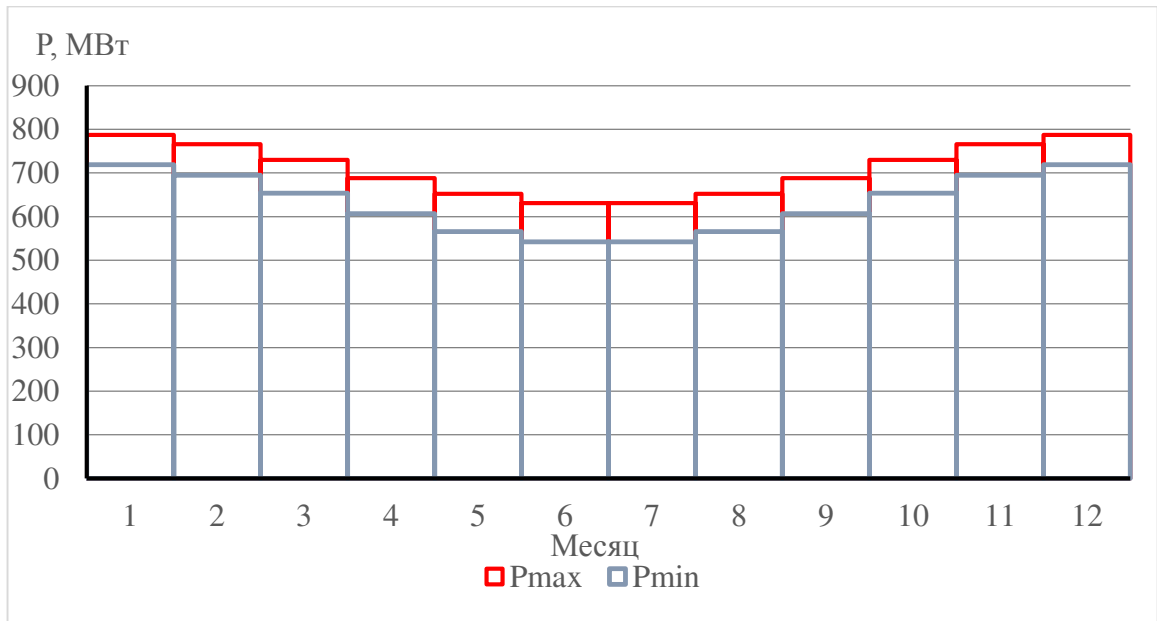


Рисунок 1.3 – Годовой график средних и максимальных нагрузок

1.3 Аналоги проектируемого гидроузла

В процессе проектирования в качестве аналога была принята Майнская ГЭС.

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Исходные данные

Исходными данными для проведения водно-энергетических расчетов являются:

- кривые связи ВБ и НБ (таблица 1.1, рисунки 1.1 и 1.2);
- ОЭС Северо-Запада;
- Архангельское РДУ;
- коэффициент мощности: $k_N = 16,36$;
- потери напора в водоподводящих сооружениях: $\Delta h = 1,6$ м;
- НПУ Северодвинской ГЭС: 27,00 м;
- гидрологический ряд р. Северная Двина (приложение А, таблица А.1);
- требования участников ВХК и потери воды (таблица 2.1);
- санитарный попуск: $Q_{сан} = 600$ м³/с;
- суточные и годовые графики нагрузок (плакат «Использование водной энергии Северодвинской ГЭС на реке Северная Двина»);

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Q_{исп}$	0	0	0	23	23	23	23	23	23	23	23	0
$Q_{лед}$	144	144	144	0	0	0	0	0	0	0	0	144
$Q_{фильтр}$	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
$Q_{шлюз}$	0	0	0	15	15	15	15	15	15	15	0	0
$\Sigma Q_{потерь}$	146	146	146	40	40	40	40	40	40	40	25	146
$Q_{вхк}$	1050	1050	1050	2100	2100	2100	2100	2100	2100	1050	1050	1050

2.1.2 Определение максимальных расчетных расходов

Из исходного гидрологического ряда (приложение А, таблица А.1) для каждого года выбираются максимальные расходы и располагаются в порядке убывания.

Для полученного ряда определяются величины $Q_{ср}$, C_v , C_s .

Среднее значение ряда максимальных расходов:

$$Q_{ср} = \frac{\sum Q}{n} = \frac{723801}{50} = 14476 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (2.1)$$

где $\sum Q = 723801 \text{ м}^3/\text{с}$ – сумма ряда максимальных расходов (приложение Б, таблица Б.1);

$n = 50$ – количество элементов ряда.

Коэффициент вариации ряда максимальных расходов:

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum (K-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{8,51}{50}} = 0,41, \quad (2.2)$$

где $K = \frac{Q_n}{Q_{cp}}$, (2.3)

где Q_n – n -й элемент ряда.

Коэффициент асимметрии ряда максимальных расходов:

$$C_s = \frac{\sum (K-1)^3}{nC_v^3} = \frac{-0,16}{50 \cdot 0,41^3} = -0,05, \quad (2.4)$$

Средняя квадратичная ошибка определения коэффициентов вариации и асимметрии:

$$\delta_{cv} = \pm \frac{\sqrt{1+3C_v^2}}{\sqrt{2(n-1)}} \cdot 100\% = \pm \frac{\sqrt{1+3 \cdot 0,41^2}}{\sqrt{2(50-1)}} \cdot 100\% = \pm 12,39\%, \quad (2.5)$$

$$\begin{aligned} \delta_{cs} &= \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{n}} \cdot \sqrt{1+6C_v^2+5C_v^4}}{C_s} \cdot 100\% = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{50}} \cdot \sqrt{1+6 \cdot 0,41^2+5 \cdot 0,41^4}}{-0,05} \cdot 100\% = \\ &= \pm 1015,81\%, \end{aligned} \quad (2.6)$$

Ошибка определения коэффициента вариации находится в пределах допустимых значений.

Ошибка определения коэффициента асимметрии превышает допустимую, поэтому коэффициент асимметрии назначается:

$$C_s = 2C_v = 2 \cdot 0,41 = 0,82, \quad (2.7)$$

Параметры теоретической кривой обеспеченности максимальных расчетных расходов представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты расчета максимальных расходов

P, %	0,01	0,1	0,5	1
Φ	5,548	4,268	3,326	2,902
$M_s = \Phi C_v$	2,289	1,761	1,372	1,197
$K_s = M_s + 1$	3,289	2,761	2,372	2,197
$Q = K_s Q_{cp}, \text{ м}^3/\text{с}$	47610	39965	34340	31807

2.1.3 Кривые обеспеченности расходов

В соответствии с методикой построения кривых обеспеченности расходов, необходимо разделить год на период маловодья и половодья. За половодный период принимаются месяцы, в которых расход превышает значение среднегодового расхода.

После определения границ периодов, производится расчет средних значений расходов для половодного и маловодного периодов. Полученные последовательности ранжируются в порядке убывания и по полученным данным производится расчет теоретических кривых обеспеченности по формуле:

$$P(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100(\%), \quad (2.8)$$

где $P(m)$ – значение обеспеченности для заданного расхода;

m – порядковый номер элемента ряда;

$n = 50$ – количество элементов в ряду.

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

Расчетное значение обеспеченности для выбора маловодного года принимается равным 90%, средневодного – 50%.

Эмпирические кривые обеспеченности для среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов представлены на рисунке 2.1.

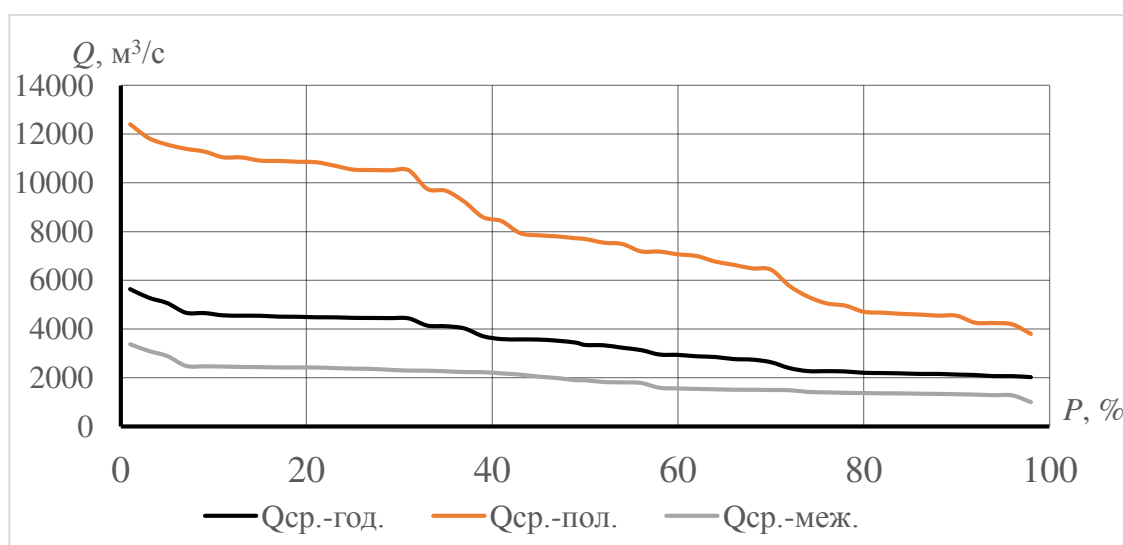


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

2.1.4 Выбор расчетного маловодного и средневодного гидрографов

Как видно в таблице Б.2 расходы для 90% - и 50% - обеспеченностей для всех периодов приходится на один и тот же год, поэтому приведение расходов не требуется, в качестве маловодного года был принят 1923 г., в качестве средневодного – 1920 г. Из таблицы А.1 приложения А выбираются соответствующие значения расходов для построения гидрографов.

Значения расходов для маловодного и средневодного годов представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Значения расходов гидрографов для маловодного и средневодного годов

Год	Месяц												Q _{ср}
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Маловодный	813	857	951	3797	6998	2844	2373	2275	1576	1272	932	822	2126
Средневодный	1356	1256	1109	4444	12556	6091	3076	2331	1808	1771	2478	1819	3341

Расчетные гидрографы маловодного и средневодного годов представлены на рисунке 2.2.

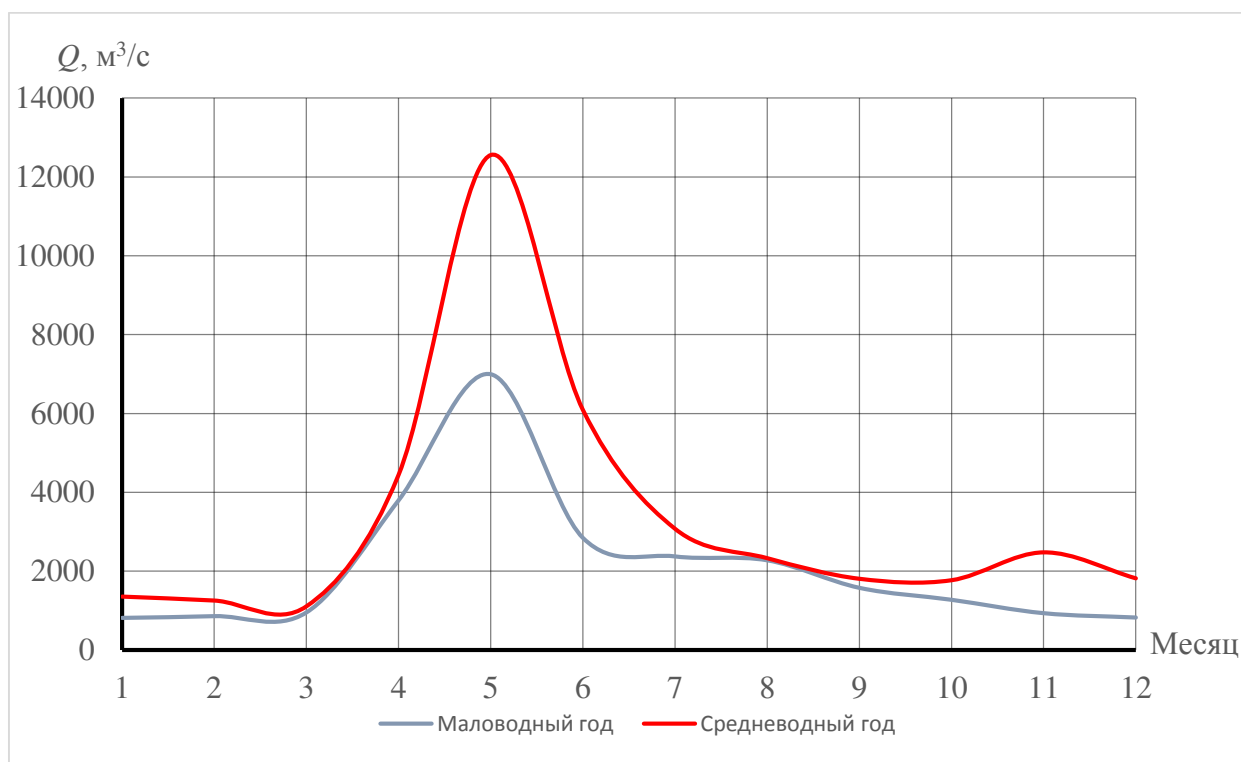


Рисунок 2.2 – Расчетные гидрографы маловодного и средневодного годов

2.2 Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчетов

2.2.1 Перераспределение стока маловодного года

Имея гидрограф маловодного года, требования ВХК и потери воды из водохранилища, определяются среднемесячные мощности проектируемой ГЭС. Полезный бытовой расход определяется по формуле:

$$Q_{\text{быт}} = Q_{90\%} - \sum Q_{\text{потерь}}, \quad (2.9)$$

где $Q_{\text{быт}}$ – полезный бытовой расход;
 $Q_{90\%}$ – расход в маловодном году;
 $\sum Q_{\text{потерь}}$ – сумма потерь расходов.

Напор определяются как разность между отметками УВБ и УНБ, также необходимо учесть потери напора в проточной части.

Вырабатываемая станцией мощность определяется по формуле:

$$N = 9,81QH, \quad (2.10)$$

где Q – расход через агрегаты ГЭС;
 H – напор.

Результаты расчетов для работы станции по водотоку и по условиям ВХК представлены в приложении Б, таблица Б.3.

За месяц начала сработки принимается первый месяц после половодья, в котором полезный бытовой расход становится меньше расхода, требуемого водохозяйственным комплексом (сентябрь). Под регулированием находится 6 месяцев, в остальные месяцы производится работа по требованиям ВХК.

2.2.2 ВЭР по условиям маловодного года

По известному гидрографу маловодного года, требованиям ВХК и известному годовому графику средних нагрузок необходимо определить гарантированную мощность станции, режим сработки – наполнения водохранилища в маловодном году, а также уровень мертвого объема.

Расчет сработки-наполнения водохранилища в маловодном году производится на основе баланса энергии (Приложение Б, рисунок Б.1), линия гарантированной мощности которого подбирается таким образом, чтобы проектируемая ГЭС могла выдать максимально возможную мощность при условии обеспечения полного наполнения водохранилища до отметки НПУ после сработки.

Результат расчетов сработки – наполнения водохранилища в маловодном году представлен в приложении Б, таблица Б.4.

График сработки – наполнения водохранилища в маловодном году представлен на плакате «Использование водной энергии Северодвинской ГЭС на реке Северная Двина».

Результатом расчета по условию маловодного года являются:

- гарантированная мощность проектируемой ГЭС:

$$N_{\text{гар}} = 330 \text{ МВт};$$

- УМО:

$$\nabla \text{УМО} = 20,21 \text{ м};$$

- Полезный объем водохранилища:

$$V_{\text{полезн.}} = 19,65 \text{ км}^3;$$

2.2.3 Определение установленной мощности проектируемой ГЭС

Гарантированная мощность ГЭС – максимальная мощность, которую станция может и обязана выдать в любой момент времени в зимний период максимума нагрузки в условиях маловодного года. Следовательно, при полном использовании мощности станции, суточная выработка составит:

$$\mathcal{E}_{\text{гар}} = 24 \cdot N_{\text{гар}} = 24 \cdot 330 = 7,92 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (2.11)$$

На интегральной кривой нагрузки для зимних суток эта величина представляет катет треугольника станции и откладывается параллельно оси выработки, после чего определяется катет рабочей мощности. Таким образом определяется треугольник проектируемой станции на ИКН и область покрытия графика нагрузки.

Треугольник работы станции для зимних суток и зона покрытия графика нагрузки представлена на плакате «Использование водной энергии Северодвинской ГЭС на реке Северная Двина».

Определенное значение вытесняющей мощности составляет:

$$N_{\text{выт}} = 457 \text{ МВт.}$$

Таким же образом были определены рабочие мощности для каждого месяца (Приложение Б, таблица Б.5).

Установленная мощность ГЭС определяется по формуле:

$$N_{\text{уст}} = N_{\text{выт}} + N_{\text{рез}} = 457 + 16 = 473 \text{ МВт}, \quad (2.12)$$

где $N_{\text{рез}}$ – резервируемая мощность ГЭС, определяемая по формуле:

$$N_{рез} = N_{нагр} + N_{рем} = 16 + 0 = 16 \text{ МВт}, \quad (2.13)$$

где $N_{нагр}$ – нагрузочный резерв;
 $N_{рем}$ – ремонтный резерв.

Нагрузочный резерв принимается равным 2% от максимального потребления системы:

$$N_{нагр} = 0,02 \cdot P_{сист, max} = 0,02 \cdot 787 = 16 \text{ МВт} \quad (2.14)$$

Ремонтный резерв назначается при условии, что площадь провала годового графика нагрузки не позволяет вывести мощности в ремонт.

Площадь провала годового графика нагрузки определена с помощью таблицы Б.6, приложение Б:

$$F_{год} = 939 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}.$$

Требуемая ремонтная мощность проектируемой Северодвинской ГЭС определяется по формуле:

$$F_{рем ГЭС} = \frac{1N_{раб}^{max} + 0,1N_{раб}^{max}}{6} = \frac{1 \cdot 457 + 0,1 \cdot 457}{6} = 84 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}, \quad (2.15)$$

Требуемая ремонтная мощность ТЭС в РДУ определяется по формуле:

$$F_{рем ТЭС} = \frac{1N_{раб.ТЭС}^{max} + N_{рез.ТЭС}}{2} = \frac{330 + 70}{6} = 200 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}, \quad (2.16)$$

где $N_{раб.ТЭС}^{max} = 330 \text{ МВт}$ – максимальная рабочая мощность тепловых электростанций, определенная по годовому графику нагрузки;

$N_{рез.ТЭС}$ – резервы тепловых электростанций, определяемые по формуле:

$$N_{рез.ТЭС} = N_{нагр.ТЭС} + N_{ав.ТЭС} = 7 + 63 = 70 \text{ МВт}, \quad (2.17)$$

где $N_{нагр.ТЭС}$ – нагрузочный резерв ТЭС, рассчитываемый по формуле (2.18);

$N_{ав.ТЭС}$ – аварийный резерв ТЭС, рассчитываемый по формуле (2.19);

Нагрузочный резерв ТЭС:

$$N_{нагр.ТЭС} = 0,02N_{раб.ТЭС}^{max} = 0,02 \cdot 330 = 7 \text{ МВт}, \quad (2.18)$$

Аварийный резерв ТЭС:

$$N_{ав.ТЭС} = 0,08P_{сист, \max} = 0,08 \cdot 787 = 63 \text{ МВт}, \quad (2.19)$$

Суммарная требуемая ремонтная мощность:

$$F_{рем} = F_{рем ГЭС} + F_{рем ТЭС} = 84 + 200 = 284 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}, \quad (2.20)$$

Площадь провала годового графика нагрузки превышает величину требуемой ремонтной мощности, поэтому планирование ремонтного резерва не требуется.

Ремонт агрегатов ГЭС осуществляется в месяцы, когда оборудование не используется полностью, т.е. осенью и весной. Исходя из того, что на проектируемой ГЭС необходимо будет производить ремонт 2 агрегатов в год, было принято решение ремонтировать их по очереди в апреле и сентябре.

Ремонт агрегатов существующих ТЭС производится в месяцы, когда тепловая мощность наименее востребована, т.е. в период с мая по август.

Планирование ремонтов проектируемой ГЭС и существующих ТЭС приведено в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Баланс мощности энергосистемы

Мес.	Р _{сист} , МВт	Проектируемая ГЭС		Существующие ТЭС			Ремонты	
		N _{рабГЭС} , МВт	N _{нагрГЭС} , МВт	N _{рабТЭС} , МВт	N _{нагрТЭС} , МВт	N _{авТЭС} , МВт	Пр.ГЭС, МВт	Сущ.ТЭС, МВт
1	787	457	16	330	7	63	0	0
2	766	436	16	330	7	63	0	0
3	730	400	16	330	7	63	0	0
4	688	364	16	324	7	63	42	0
5	652	424	16	228	7	63	0	71
6	631	438	16	193	7	63	0	71
7	631	438	16	193	7	63	0	71
8	652	440	16	212	7	63	0	71
9	688	439	16	249	7	63	42	0
10	730	400	16	330	7	63	0	0
11	766	436	16	330	7	63	0	0
12	787	457	16	330	7	63	0	0

Баланс мощности приведен на плакате «Использование водной энергии Северодвинской ГЭС на реке Северная Двина».

2.2.4 ВЭР по условиям средневодного года

ВЭР средневодного года производится методом, аналогичным маловодному году, разница заключается в том, что за бытовые притоки принимаются среднемесячные расходы средневодного года.

Водно-энергетический расчет по условиям средневодного года приведен в таблице Б.7 приложения Б.

Расчет сработки-наполнения водохранилища в средневодном году приведен в таблице Б.8 приложения Б.

По результатам расчета режима сработки-наполнения водохранилища в средневодном году было определено значение среднемноголетней выработки:

$$Э_{\text{ср.мн.лет.}} = 3,5 \text{ млрд. кВт} \cdot \text{ч}$$

График сработки-наполнения в средневодном году представлен на плакате «Использование водной энергии Северодвинской ГЭС на реке Северная Двина».

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.3.1 Построение режимного поля

Построение режимного поля осуществляется при помощи кривой связи НБ, при разных значениях наполненности водохранилища: НПУ, УМО и расчетная отметка ВБ:

- $Z_{ВБ}^{НПУ} = 27$ м;
- $Z_{ВБ}^P = 26,29$ м;
- $Z_{ВБ}^{УМО} = 20,21$ м;

Ограничениями режимного поля являются:

- Санитарный попуск: $Q_{сан} = 600$ м³/с;
- Ограничение по генератору, определяемое формулой:

$$H_P = \frac{N_{уст}}{k_N Q_{расч}}, \quad (3.1)$$

- Ограничение по турбине, определяемое формулой:

$$H_{ГЭС} = \frac{Q_{ГЭС}^2 H_P}{Q_{max}^2}, \quad (3.2)$$

где $Q_{max} = 3113$ м³/с – максимальная пропускная способность агрегатов ГЭС.

Расчет режимного поля приведен в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Расчет режимного поля

$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$Z_{НБ}(Q), \text{ м}$	$H_{НПУ}, \text{ м}$	$H_{УМО}, \text{ м}$	$H_P, \text{ м}$	Ограничения	
					$H_P, \text{ м}$	$H_{ГЭС}, \text{ м}$
0	4	21,4	14,61	20,69	-	0
200	4,53	20,87	14,08	20,16	267,87	0,07
400	5	20,4	13,61	19,69	133,93	0,28
600	5,41	19,99	13,2	19,28	89,29	0,64

Продолжение таблицы 3.1

$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$Z_{\text{нб}}(Q), \text{ м}$	$H_{\text{нпу}}, \text{ м}$	$H_{\text{умо}}, \text{ м}$	$H_{\text{р}}, \text{ м}$	Ограничения	
					$H_{\text{р}}, \text{ м}$	$H_{\text{гэс}}, \text{ м}$
800	5,76	19,64	12,85	18,93	66,97	1,14
1000	6,07	19,33	12,54	18,62	53,57	1,78
1200	6,34	19,06	12,27	18,35	44,64	2,56
1400	6,56	18,84	12,05	18,13	38,27	3,48
1600	6,76	18,64	11,85	17,93	33,48	4,55
1800	6,92	18,48	11,69	17,77	29,76	5,75
2000	7,06	18,34	11,55	17,63	26,79	7,1
2200	7,17	18,23	11,44	17,52	24,35	8,6
2521	7,32	18,08	11,29	17,37	21,25	11,29
2600	7,35	18,05	11,26	17,34	20,61	12,01
2986	7,46	17,94	11,15	17,23	17,94	15,83
3000	7,46	17,94	11,15	17,23	17,86	15,98
3113	7,48	17,92	11,13	17,21	17,21	17,21
3200	7,5	17,9	11,11	17,19	16,74	18,19
3400	7,53	17,87	11,08	17,16	15,76	20,53

Режимное поле показано на рисунке 3.1.

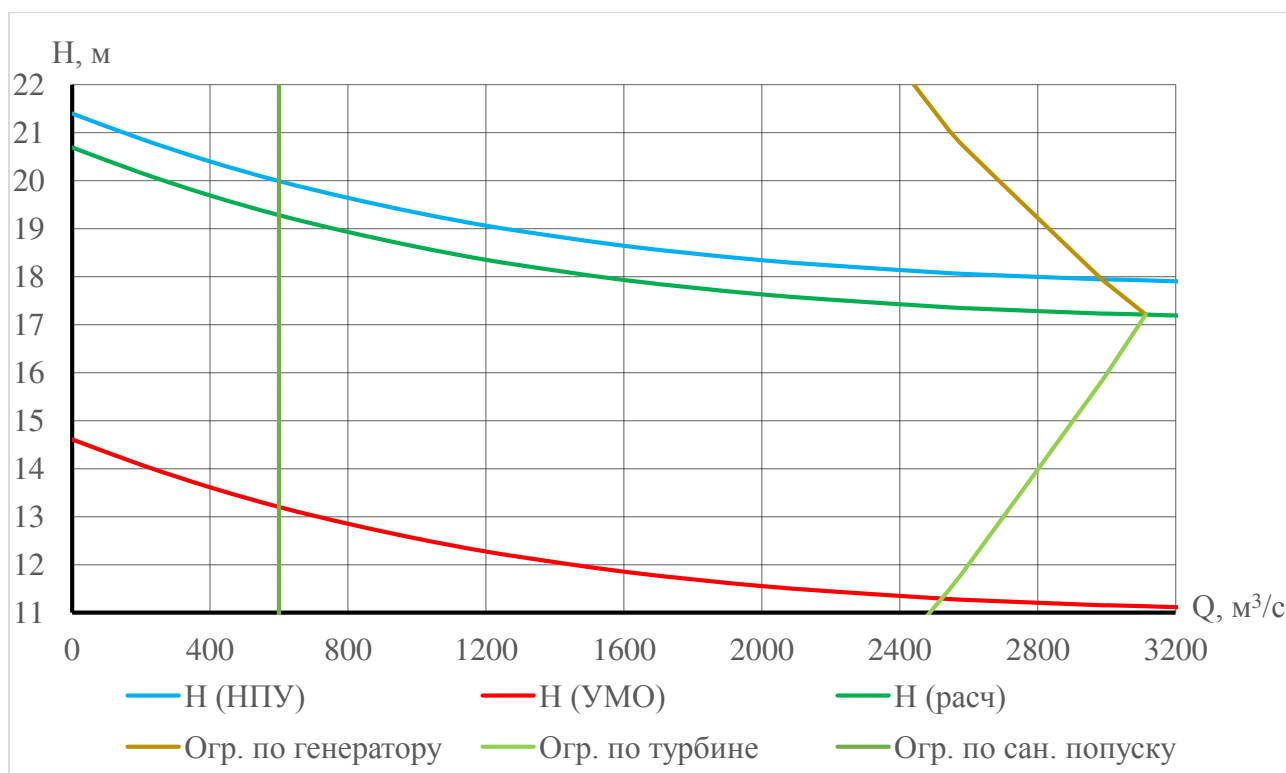


Рисунок 3.1 – Режимное поле

Из режимного поля было определено, что расчетный напор составляет 17,21 м, максимальный – 19,99 м, минимальный – 11,29 м. Максимальная пропускная способность ГЭС равна 3113 м³/с.

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Необходимо выбрать систему и тип турбины с номинальным диаметром рабочего колеса D_1 и синхронной частотой вращения $n_{\text{синх}}$, при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД, а также обеспечивались оптимальные кавитационные показатели турбины.

Гидротурбины выбираются исходя из величины максимального напора на станции и отношения минимального напора к максимальному напору турбины:

$$H_{\text{max}} = 19,99 \text{ м};$$

$$\frac{H_{\text{min}}}{H_{\text{пред}}} = \frac{11,29}{20} = 0,565, \quad (3.3)$$

Отношение $\frac{H_{\text{min}}}{H_{\text{пред}}}$ должно быть больше либо равно отношению подбираемой турбины.

По этим критериям был подобран тип турбины: ПЛ20-В (Приложение В, таблица В.1).

Параметры модели турбины ПЛ20- представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Основные параметры модельной турбины

Марка	ПЛ20-В	
Предельный напор	$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	20
Диапазон регулирования	$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{10}, \text{ мин-1}$	146
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{10}, \text{ л/с}$	1160
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{м opt}}$	0,920
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1\text{max}}, \text{ л/с}$	2000
Коэффициент кавитации	$\sigma \text{ при } Q'_{1\text{max}}$	1,0
Приведенный диаметр РК	$D_{1\text{м}}, \text{ м}$	0,500
Напор модельной турбины	$H_{\text{м}}, \text{ м}$	10
Температура	$t_{\text{м}}, \text{ С}$	20

Из ряда стандартных значений номинального диаметра РК (Приложение В, таблица В.2), предварительно были выбраны следующие значения: 10600, 10000, 9500, 9000, 8500, 8000, 7500 мм.

КПД натуральных турбин был определен по формуле:

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

где η_m – КПД модельной турбины;

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям (для ПЛ: $\varepsilon = 0,75$);

D_{1M} – диаметр модельной гидротурбины;

D_1 – диаметр натурной гидротурбины, по справочным данным;

H_M – напор на модельной гидротурбине;

H_p – расчётный напор натурной гидротурбины;

ν_H – кинематический коэффициент вязкости воды натурной гидротурбины;

ν_M – кинематический коэффициент вязкости воды модельной гидротурбины.

Кинематический коэффициент вязкости зависит от температуры воды при испытаниях и определяется по справочным данным (Приложение В, таблица В.3).

Средняя температура воды в реке Северная Двина составляет $9,25^\circ\text{C}$, соответственно $\nu_H = 1,34 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

Мощность агрегата в расчетной точке:

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

где $\eta_{гср}$ – средний коэффициент полезного действия генератора, был принят $\eta_{гср} = 0,97$.

Число агрегатов:

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

В общем случае число агрегатов получается дробным, поэтому производилось округление числа до целого в большую сторону и последующее уточнение мощности агрегата. Причем число агрегатов рекомендуется кратным 2 или 3 (для симметричности главной схемы соединения).

Частота вращения турбины:

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

где n'_{Ip} – приведенная частота вращения модельной турбины;

Δ – масштабный коэффициент:

$$\Delta = \frac{\eta_{H \text{ opt.}}}{\eta_{M \text{ opt.}}}, \quad (3.8)$$

где $\eta_{H \text{ opt}}$ – КПД натурной турбины;
 $\eta_{M \text{ opt}}$ – КПД модели.

Ориентируясь по полученным значениям частоты вращения, синхронная частота принималась по известному стандартному ряду, причем с округлением в большую сторону.

Далее, для выбранного значения диаметра турбины D_1 , на ГУХ были нанесены линии приведенной частоты вращения, соответствующие напорам H_p , H_{max} и H_{min} , вычисленные по формуле:

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

где n_c – стандартное значение частоты вращения турбины;
 H – напор на станции;

Произведение приведенного расхода на КПД:

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

Т.к. правая часть данного уравнения неизменна при всех известных параметрах, левая часть определяется путем подбора такой точки на линии n'_{Ip} , чтобы выполнялось равенство.

При перерасчете режимного поля на координаты ГУХ: верхняя и нижняя границы режимного поля соответствуют линиям n'_{Imin} и n'_{Imax} , рассчитанным по формуле (3.7).

Рассчитанные по формулам (3.4 – 3.10) данные были сведены в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Расчет параметров турбин

Параметр		ПЛ20-В			
Номинальный диаметр	D_1 , м	10,6	8	7,5	7,1
КПД нат.опт.	$KПД_{H \text{ opt}}$	0,9391	0,9367	0,9361	0,9356
Мощность 1 агрегата	N'_{agr} , кВт	143367	81456	71549	64087
Число агрегатов	z' , шт	3,3	5,81	6,61	7,38
Уточненное число агрегатов	z_a , шт	4	6	8	8
Номинальный диаметр	D_1 , м	10,6	8	7,5	7,1
Уточненная мощность 1 агрегата	N_{agr} , кВт	118250	78833	59125	59125
Масштабный коэффициент	Δ	1,021	1,0181	1,0175	1,017

Продолжение таблицы 3.3

Параметр	ПЛ20-В				
	Частота вращения	n'_c , об/мин	57,73	76,39	81,46
Уточненная частота вращения	n_c , об/мин	60	78,9	83,3	88,2
Макс. приведенная частота	n'_{max} , об/мин	187,35	186,17	184,33	184,81
Расч. приведенная частота	n'_p , об/мин	151,74	150,79	149,29	149,68
Мин. приведенная частота	n'_{min} , об/мин	140,79	139,91	138,52	138,89
Расчетная точка	$Q\eta_p$	1,503	1,759	1,501	1,675

В первую очередь был произведен анализ областей работы гидротурбин: расчетная точка не должна выходить за пределы ГУХ и должна лежать как можно ближе к точке оптимума, точка оптимума не должна располагаться за пределами рабочей зоны.

При анализе данных таблицы 3.2 и зоны работы турбин на ГУХ (Приложение В, рисунок В.1), подошли следующие турбины: ПЛ20-В-1060, ПЛ20-В-750. Из условий наиболее оптимальной зоны работы агрегата, а также наличия подходящего серийного гидрогенератора, было принято окончательное решение о выборе турбины ПЛ20-В-750.

3.2 Гидротурбины и их проточная часть

3.2.1 Определение отметки рабочего колеса

Высота отсасывания рассчитывается для 3 наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев:

- Работа одного агрегата при H_{min} ;
- Работа одного агрегата при H_p ;
- Работа одного агрегата при H_{max} .

Высота отсасывания вычисляется по формуле:

$$H_s = B - \frac{\nabla Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + \Delta Z_{Х.пл.}, \quad (3.11)$$

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

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

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

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

Работа одного агрегата при H_{min}

На ГУХ (Приложение В, рисунок В.1) данная точка обозначена цифрой 1. Расход в этой точке:

$$Q = Q_1' D_1^2 \sqrt{\Delta_p H}, \quad (3.12)$$

$$Q = 1,617 \cdot 7,5^2 \cdot \sqrt{1,0175 \cdot 11,29} = 308 \text{ м}^3/\text{с}$$

Значение коэффициента кавитации в этой точке $\sigma = 0,692$, уровень НБ $Z_{нб}(Q) = 4,79$ м.

Высота отсасывания была определена по формуле (3.11):

$$H_s = 10,33 - \frac{4,79}{900} - 0,692 \cdot 11,29 - 1,5 = 1,01 \text{ м}$$

Работа одного агрегата при H_p

На ГУХ (Приложение В, рисунок А.1) данная точка обозначена цифрой 2. Расход в точке вычислен по формуле (3.12):

$$Q = 1,672 \cdot 7,5^2 \cdot \sqrt{1,0175 \cdot 17,21} = 394 \text{ м}^3/\text{с}$$

Значение коэффициента кавитации в этой точке $\sigma = 0,693$, уровень НБ $Z_{нб}(Q) = 4,98$ м.

Высота отсасывания была определена по формуле (3.11):

$$H_s = 10,33 - \frac{4,98}{900} - 0,693 \cdot 17,21 - 1,5 = -3,10 \text{ м}$$

Работа одного агрегата при H_{max}

На ГУХ (Приложение В, рисунок В.1) точка обозначена цифрой 3. Расход в точке вычислен по формуле (3.12):

$$Q = 1,319 \cdot 7,5^2 \cdot \sqrt{1,0175 \cdot 19,99} = 335 \text{ м}^3/\text{с}$$

Значение коэффициента кавитации в этой точке $\sigma = 0,477$, уровень НБ $Z_{нб}(Q) = 4,85$ м.

Высота отсасывания была определена по формуле (3.11):

$$H_s = 10,33 - \frac{4,85}{900} - 0,477 \cdot 19,99 - 1,5 = -0,71 \text{ м}$$

Отметка расположения РК

Отметка расположения РК турбины для ее работы с оптимальными кавитационными показателями определяются по формуле:

$$\nabla_{\text{РК}} = Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) + H_s, \quad (3.13)$$

При $H_s = 1,03$ м:

$$\nabla_{\text{РК}} = 4,79 + 1,01 = 5,8 \text{ м}$$

При $H_s = -3,10$ м:

$$\nabla_{\text{РК}} = 4,98 - 3,10 = 1,88 \text{ м}$$

При $H_s = -0,71$ м:

$$\nabla_{\text{РК}} = 4,85 - 0,71 = 4,14 \text{ м}$$

Для обеспечения работы ГТ с оптимальными кавитационными показателями необходимо выбирать наименьшую отметку РК из полученных. Таким образом, $\nabla_{\text{РК}} = 1,88$ м.

3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала

1. Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,43D_l = 2,43 \cdot 7,5 = 18,225 \text{ м}, \quad (3.14)$$

2. Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{ск.вх}} = 1,2D_l = 1,2 \cdot 7,5 = 9,0 \text{ м}, \quad (3.15)$$

3. Ширина спиральной камеры:

$$B'_{\text{ск}} = 2,65D_l = 2,65 \cdot 7,5 = 19,875 \text{ м}, \quad (3.16)$$

Исходя из условия обеспечения достаточной прочности, при $B_{\text{ск}} > 7$ м, необходима установка промежуточных бычков, в данном случае – 2 шт.

При этом необходимо уточнить размер $B_{ск}$:

$$B_{ск} = B'_{ск} + 2 \cdot b, \quad (3.17)$$

где b – ширина бычка:

$$b \geq 1 + \frac{Q_{max}}{400} = 1 + \frac{394}{400} = 1,985, \quad (3.18)$$

где Q_{max} – максимальный расход через турбину.

Таким образом, по формуле (3.17) была принята ширина спиральной камеры:

$$B_{ск} = 19,875 + 2 \cdot 1,985 = 23,85 \text{ м}$$

4. Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,05D_l = 4,05 \cdot 7,5 = 30,375 \text{ м}, \quad (3.19)$$

5. Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,65D_l = 2,65 \cdot 7,5 = 19,875 \text{ м}, \quad (3.20)$$

6. Наружный диаметр вала:

$$D_B = 105 \cdot \left(\frac{N_a}{n_c} \right)^{0,35} = 105 \cdot \left(\frac{59125}{83,3} \right)^{0,35} = 1045 \text{ мм}, \quad (3.21)$$

где N_a – номинальная мощность агрегата;

n_c – синхронная частота вращения агрегата.

Полученное значение было округлено до ближайшего большего стандартного значения (кратное 50 мм при $D_в$ менее 1000 мм и кратное 100 мм при $D_в \geq 1000$ мм):

$$D_B = 1100 \text{ мм}$$

7. Диаметр шахты агрегата:

$$D_{\text{ш}} = D_C + 2B_{\text{вк}} = 11,6 + 2 \cdot 0,8 = 13,2 \text{ м}, \quad (3.22)$$

где $D_C = 11,6\text{м}$ – диаметр генератора;
 $B_{\text{вк}} = 0,8$ – воздушный зазор.

8. Рекомендуемая ширина здания ГЭС:

$$B'_{\text{ГЭС}} = D_{\text{ш}} + 7,6 = 13,2 + 7,6 = 20,8 \text{ м}, \quad (3.23)$$

9. Принимаем ширину машинного зала:

$$B_{\text{МЗ}} = 24 \text{ м}$$

10. Ширина агрегатного блока:

$$B_{\text{бл}} = (2,7 \div 3,7)D_1 = 3,2 \cdot 7,5 = 24 \text{ м}, \quad (3.24)$$

11. Ширина монтажной площадки:

$$L_{\text{мп}} = (1,0 \div 1,3)B_{\text{бл}} = 1 \cdot 24 = 24 \text{ м}, \quad (3.25)$$

12. Длина машинного зала:

$$L_{\text{МЗ}} = nB_{\text{бл}} + L_{\text{мп}} = 8 \cdot 24 + 24 = 216 \text{ м}, \quad (3.26)$$

где n – число агрегатов.

13. Высота машинного зала:

С учетом размеров частей гидроагрегата, а также с учетом необходимой возможности монтажа и демонтажа этих частей, высота машинного зала была принята равной 18 м.

В результате расчетов бетонной спиральной камеры и размеров проточной части турбины, были начерчены план спиральной камеры и проточная часть, а также машинный зал ГЭС.

3.3 Выбор вспомогательного оборудования

3.3.1 Выбор маслonaпорной установки

По номограмме (Приложение В, рисунок В.2) была выбрана МНУ16/1–40–20–3, основные характеристики которой приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Технические данные МНУ16/1–40–20–3

$P_{\text{изб, ном}}, \text{ МПа}$	Тип гидроаккумулятора	$V_{\text{ГА, ном}}, \text{ м}^3$	Число сосудов
4,0	ГА16/1–40	16,0	1

3.3.2 Выбор ЭГР

Для ПЛ-турбины производился выбор регулятора серии ЭГРК. В результате был выбран ЭГРК–2И1–100–4.

3.3.3 Выбор серийного гидрогенератора

Выбор генератора осуществляется с помощью справочных данных серийных типов по значению его номинальной мощности и синхронной частоты вращения.

Требуемая номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{тр, ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{59}{0,8} = 74 \text{ МВА}, \quad (3.44)$$

где $\cos\varphi = 0,8$ – коэффициент мощности.

Требуемая синхронная частота вращения:

$$n_c = 83,3 \text{ об/мин}$$

По каталогу гидрогенераторов НПО «ЭЛСИБ» [2] был подобран гидрогенератор СВ–1160/180–72.

4 Электрическая часть

Исходные данные для проектирования электрической части ГЭС приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные

Расположение проектируемой ГЭС	Архангельская обл., р. Северная Двина, 9 км от поселка Липовик, 160 км от г.Архангельск
Количество ГА	8
Установленная мощность, МВт	480
Техническое данные генератора	СВ-1160/180 – 72
$S_{ном}$, МВА	76
$P_{ном}$, МВт	61
$\cos\phi$	0,8
$U_{ном}$, кВ	13,8
$I_{ном}$, кА	3,18
$n_{ном}$, об/мин	83,3
КПД, %	97,5
$I_{фном}$, А	1300
$U_{фном}$, В	355
Кратность форсировки	1,75
Подстанция	Системная подстанция "Обозерская" 220кВ, г.Обозерский (63км)
Подстанция резервирования собственных нужд	Подстанция 35кВ, п.Липовик (11 км)
ОДУ	Северо-Запада
РДУ	Архангельское

4.1 Выбор структурной схемы

Выбор структурной схемы является ответственным этапом проектирования и производится исходя из технико-экономического сравнения вариантов.

Напряжение, при котором будет осуществляться передача мощности определяется по формуле А.М. Заллеского:

$$U = \sqrt{P(100+15\sqrt{L})} = \sqrt{480 \cdot (100+15\sqrt{63})} = 324 \text{ кВ}, \quad (4.1)$$

где $P = 480$ МВт – мощность, передаваемая в энергосистему;
 $L = 63$ км – расстояние до подстанции.

Рассчитанное значение соответствует классу напряжения 330кВ, однако в энергосистеме проектируемой ГЭС отсутствуют линии и подстанции напряжением 330кВ. Так как дальность линии составляет 63 км и передаваемая мощность не высока, принимаем класс напряжения 220кВ.

4.1.1 Определение количества и типа ТСН

Трансформаторы собственных нужд питаются от генераторного напряжения, которое равно 13,8кВ. Так как длина проектируемой плотины по гребню более 1,5 км, было принято решение о создании промежуточной ступени 6кВ в системе собственных нужд.

Активную мощность потребления собственных нужд определим по формуле:

$$P_{CH} = 0,015 \cdot P_{уст} = 0,015 \cdot 480 = 7,2 \text{ МВт}, \quad (4.2)$$

Полную мощность потребления собственных нужд определим по формуле:

$$S_{CH} = \frac{P_{CH}}{\cos\varphi_{CH}} = \frac{7,2}{0,8} = 9 \text{ МВА}, \quad (4.3)$$

где $\cos\varphi_{CH} = \cos\varphi_{Г} = 0,8$.

Полученная полная мощность должна передаваться через все трансформаторы собственных нужд, причем коэффициент загрузки ТСН должен быть максимальный.

Был подобран сухой трансформатор ТСЗ 2500/13,8, характеристики которого приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Характеристики трансформатора ТСЗ 2500/13,8

S_n , кВА	2500
$U_{ВН}$, кВ	13,8
$U_{НН}$, кВ	6,3
I_x , %	0,7
ΔP_x , кВт	5,4
ΔP_k , кВт	21
u_k , %	6,5

Для обеспечения потребностей собственных нужд потребуется 4 таких трансформатора.

Проверка выбранных трансформаторов по коэффициенту загрузки:

$$k_{\text{загр. ТСН}} = \frac{S_{\text{СН}}}{n_{\text{ТСН}} \cdot S_{\text{ТСН}}} = \frac{9}{4 \cdot 2,5} = 0,9, \quad (4.4)$$

где $n_{\text{ТСН}} = 4$ – количество ТСН.

4.1.2 Определение количества отходящих линий

Количество отходящих ЛЭП рассчитаем по формуле:

$$n_{\text{ЛЭП}} = \frac{S_{\text{СШ}}}{\frac{P_{\text{проп.}}}{\cos \varphi_c}} + 1 = \frac{599}{\frac{162}{0,85}} + 1 = 5, \quad (4.5)$$

где $S_{\text{СШ}}$ – мощность сборных шин, определенная по формуле (4.6);
 $P_{\text{проп.}}$ – пропускная мощность, определенная по формуле (4.7);
 $\cos \varphi_c = 0,85$ – коэффициент мощности системы.

Мощность сборных шин:

$$S_{\text{СШ}} = n_{\text{бл}} (S_{\text{бл}} - S_{\text{бл, СН}}) = 8 \cdot (76 - 1,125) = 599 \text{ МВт}, \quad (4.6)$$

где $n_{\text{бл}} = 8$ – количество блоков;
 $S_{\text{бл}} = 76 \text{ МВА}$ – мощность блока;
 $S_{\text{бл, СН}} = 1,125 \text{ МВА}$ – мощность СН, приходящаяся на 1 блок.

Пропускная мощность:

$$P_{\text{проп.}} = k_{220} \cdot 1,2 = 135 \cdot 1,2 = 162 \text{ МВт}, \quad (4.7)$$

где $k_{220} = 135$ – коэффициент для класса напряжения 220кВ.

4.1.3 Структурная схема с обычными блоками

Вид структурной схемы с обычными (единичными) блоками представлен на рисунке 4.1.

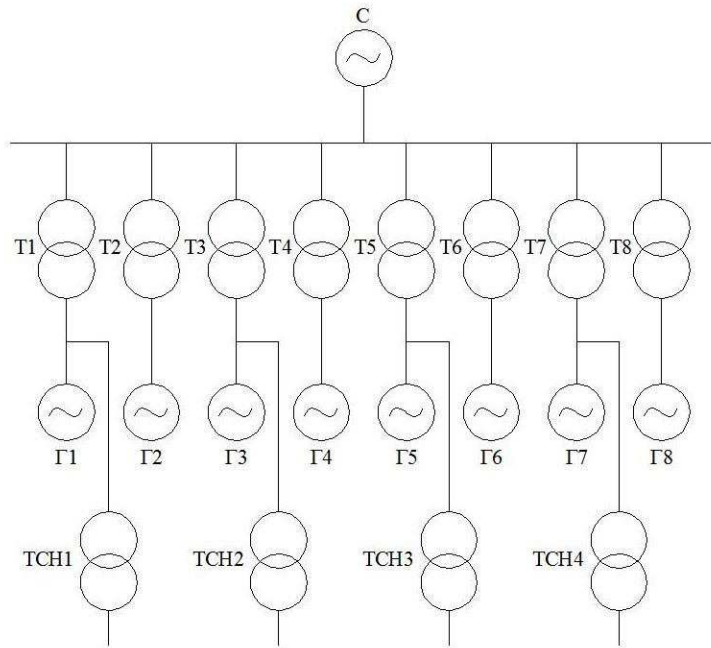


Рисунок 4.1 – Структурная схема с обычными блоками

По рекомендациям СТО 59012820-29.240.30.003-2009, для районов Крайнего Севера, необходимо проектировать КРУЭ. Для КРУЭ 220кВ также рекомендуется использовать схемы с одной рабочей секционированной системой шин, с одной рабочей секционированной и обходной системами шин, с двумя системами шин.

Схему с одной рабочей секционированной системой шин (№220-9) при напряжении 220кВ допускается использовать только при наличии резервного источника питания для отходящих ЛЭП, поэтому эта схема не подходит.

Схема с одной рабочей секционированной и обходной системами шин (№220-12) рекомендована к применению при напряжении 220кВ, однако в случае с КРУЭ, создание обходной шины резко удорожает РУ.

Была выбрана схема с двумя системами шин (№220-13), которая позволяет отказаться от резервного питания каждой линии и не удорожает конструкцию КРУЭ.

К схеме с обычными блоками был подобран блочный трансформатор ТДЦ 80000/220, характеристики которого приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Характеристики трансформатора ТДЦ 80000/220

S_n , кВА	80000
U_{BH} , кВ	242
U_{HH} , кВ	13,8
ΔP_x , кВт	315
ΔP_k , кВт	80
u_k , %	11

4.1.4 Расчет затрат для структурной схемы с обычными блоками

Расчет затрат производится по формуле:

$$Z = E_H K + И, \quad (4.8)$$

где $E_H = 0,15$ – коэффициент приведения равномерных затрат;
 K – капитальные затраты, рассчитываемые по формуле (4.9);
 $И$ – годовые издержки, рассчитываемые по формуле (4.13).

Капитальные затраты определяются по формуле:

$$K = K_T + K_{ТСН} + K_{РУ}, \quad (4.9)$$

где K_T – капитальные затраты на блочные трансформаторы;
 $K_{ТСН}$ – капитальные затраты на ТСН;
 $K_{РУ}$ – капитальные затраты на распределительное устройство.

Капитальные затраты на трансформаторы определяются по формуле:

$$K_{mp.} = n_T K_{IT}, \quad (4.10)$$

где K_{IT} – стоимость одного трансформатора (для блочных трансформаторов рассчитывается по формуле (4.11), для ТСН, по данным производителя, равна 1,6 млн руб.);

n_T – количество трансформаторов.

Стоимость блочного трансформатора:

$$K_{IT} = ckS_{IT} = 7 \cdot 58,01 \cdot 80000 = 32,5 \text{ млн руб.}, \quad (4.11)$$

где $c = 7$ долл. – средняя цена одного кВА мощности для современных силовых трансформаторов;

$k = 58,01$ – курс рубля по отношению к доллару на 12.10.2017;

$S_{IT} = 80000$ кВА – мощность блочного трансформатора.

Капитальные затраты на блочные силовые трансформаторы и ТСН, по формуле (4.9):

$$K_T = 8 \cdot 32,5 = 260 \text{ млн руб.}$$

$$K_{ТСН} = 4 \cdot 1,6 = 6,4 \text{ млн руб.}$$

Капитальные затраты на РУ:

$$K_{PY} = 3nK_{яч} = 3 \cdot 14 \cdot 12,8 = 537,6 \text{ млн руб.}, \quad (4.12)$$

где $n = 14$ – количество однофазных ячеек КРУЭ;

$K_{яч} = 12,8$ млн руб. – стоимость ячейки КРУЭ ЯГГ-220.

Капитальные затраты на распределительное устройство, по формуле (4.9):

$$K = 260 + 6,4 + 537,6 = 804,0 \text{ млн руб.}$$

Годовые издержки, связанные с потерями электроэнергии на станции и РУ, определим по формуле:

$$И = \Delta P \cdot y_0 \cdot T_{max}, \quad (4.13)$$

где ΔP – потери мощности;

$y_0 = 0,1$ руб/кВт ч – себестоимость производства электроэнергии;

$T_{max} = 7354$ ч – число часов в году, при которых проектируемая ГЭС выдает максимальную мощность.

Потери мощности определим по формуле:

$$\Delta P = \Delta P_T + \Delta P_{ТСН}, \quad (4.14)$$

где ΔP_T – потери мощности в блочных трансформаторах

$\Delta P_{ТСН}$ – потери мощности в ТСН.

Потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_{тр} = n \left(\frac{P^2 + Q^2}{U_{ВН}^2} r_{тр} \right) + n \cdot \Delta P_X, \quad (4.15)$$

где n – количество трансформаторов;

$r_{тр}$ – активное сопротивление трансформаторов;

Q и P – реактивная и активная мощности, передаваемые трансформатором.

Активное сопротивление трансформаторов:

$$r_{тр} = \Delta P_K \frac{U_{ВН}^2}{S_H^2}, \quad (4.16)$$

Таким образом, активное сопротивление блочного трансформатора будет равно:

$$r_{\text{тр}} = 0,315 \cdot \frac{242^2}{80^2} = 2,88 \text{ Ом}$$

Активное сопротивление ТСН:

$$r_{\text{ТСН}} = 0,021 \cdot \frac{10,5^2}{2,5^2} = 0,37 \text{ Ом}$$

Потери мощности в трансформаторах, по формуле (4.15):

$$\Delta P_{\text{T}} = 8 \cdot \left(\frac{53,8^2 + 40,2^2}{242^2} \cdot 2,88 \right) + 8 \cdot 0,08 = 2,41 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{\text{ТСН}} = 4 \cdot \left(\frac{7,2^2 + 5,4^2}{13,8^2} \cdot 0,37 \right) + 4 \cdot 0,0054 = 0,65 \text{ МВт}$$

Суммарные потери мощности, по формуле (4.14):

$$\Delta P = 2,41 + 0,65 = 3,06 \text{ МВт}$$

Определим годовые издержки, по формуле (4.13):

$$I = 3060 \cdot 0,1 \cdot 7354 = 2,25 \text{ млн руб.}$$

Затраты на схему с обычными блоками, по формуле (4.8):

$$З = 0,15 \cdot 804 + 2,25 = 122,85 \text{ млн руб.}$$

4.1.5 Структурная схема с укрупненными блоками

Вид структурной схемы с укрупненными блоками представлен на рисунке 4.2.

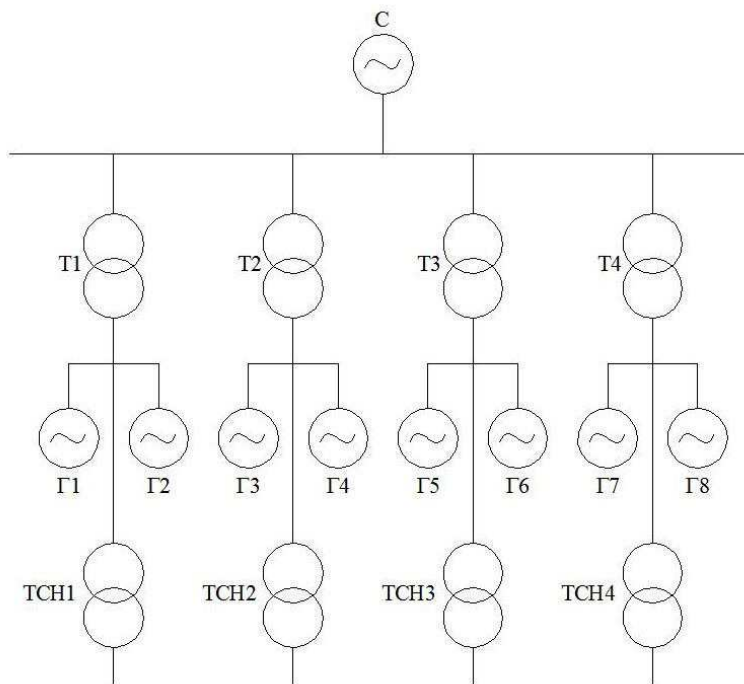


Рисунок 4.2 – Структурная схема с укрупненными блоками

К этой схеме был подобран блочный трансформатор ТДЦ 200000/220, характеристики которого приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Характеристики трансформатора ТДЦ 200000/220

S_n , кВА	200000
U_{BH} , кВ	242
U_{HH} , кВ	13,8
ΔP_x , кВт	260
ΔP_κ , кВт	660
u_κ , %	11

4.1.6 Расчет затрат для схемы с укрупненными блоками

Стоимость блочного трансформатора, по формуле (4.12):

$$K_{1T} = 7 \cdot 58,01 \cdot 200000 = 81,2 \text{ млн руб.}$$

Капитальные затраты на блочные силовые трансформаторы и ТСН, по формуле (4.11):

$$K_T = 4 \cdot 81,2 = 324,8 \text{ млн руб.}$$

Капитальные затраты на РУ, по формуле (4.13):

$$K_{PY} = 3 \cdot 10 \cdot 12,8 = 384,0 \text{ млн руб.}$$

Затраты на распределительное устройство, по формуле (4.10):

$$K = 324,8 + 6,4 + 384,0 = 715,2 \text{ млн руб.}$$

Активное сопротивление блочного трансформатора, по формуле (4.17):

$$r_T = 0,66 \cdot \frac{242^2}{200^2} = 0,97 \text{ Ом}$$

Потери мощности в трансформаторе, по формуле (4.16):

$$\Delta P_T = 4 \cdot \left(\frac{107,6^2 + 80,4^2}{242^2} \cdot 0,97 \right) + 4 \cdot 0,26 = 2,24 \text{ МВт}$$

Суммарные потери мощности, по формуле (4.15):

$$\Delta P = 2,24 + 0,65 = 2,89 \text{ МВт}$$

Определим годовые издержки, по формуле (4.14):

$$И = 2890 \cdot 0,1 \cdot 7354 = 2,13 \text{ млн руб.}$$

Затраты на схему с укрупненными блоками, по формуле (4.8):

$$З = 0,15 \cdot 715,2 + 2,13 = 109,4 \text{ млн руб.}$$

4.1.7 Сравнение вариантов структурных схем

Сравнение структурной схемы с единичными блоками и структурной схемы с укрупненными блоками представлено в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Экономическое сравнение вариантов структурных схем

Параметр	Схема с обычными блоками	Схема с укрупненными блоками
K_T , млн руб	260,00	324,80
$K_{ТСН}$, млн руб	6,40	6,40
K_{PY} , млн руб	537,60	384,00
K , млн руб	804,00	715,20

Продолжение таблицы 4.5

Параметр	Схема с обычными блоками	Схема с укрупненными блоками
<i>I</i> , млн руб	2,25	2,13
<i>З</i> , млн руб	122,85	109,40

Таким образом, схема с укрупненными блоками оказывается дешевле схемы с обычными блоками на 11%.

4.2 Выбор проводов ЛЭП

Рассчитаем экономически целесообразное сечение провода:

$$F_{ЭК} = \frac{I_{\max}}{j_{ЭК}}, \quad (4.17)$$

где I_{\max} – максимальный рабочий ток, протекающий через все ЛЭП;
 $j_{ЭК} = 1,1 \text{ А/мм}^2$ – экономическая плотность тока.

Максимальный рабочий ток:

$$I_{\max} = \frac{S_{СШ}}{n_{Л} \cdot \sqrt{3} U_{Н}} = \frac{599}{5\sqrt{3} \cdot 220} = 0,3148 \text{ кА}, \quad (4.18)$$

где $n_{Л} = 5$ – количество отходящих ЛЭП.

$$F_{ЭК} = \frac{314,8}{1,1} = 286,2 \text{ мм}^2$$

По сортаменту подбирается ближайшее большее сечение провода:

$$F = 300 \text{ мм}^2$$

По каталогу был подобран провод АС 300/39, характеристики которого приведены в таблице 6.

Таблица 4.6 – Характеристики провода АС 300/39

Параметр	Величина
m_0 , кг/км	1132
$I_{дон}$, А	600
$r_{уд}$, Ом/км	0,096

Продолжение таблицы 4.6

Параметр	Величина
$x_{y\delta}$, Ом/км	0,43
$x_{0y\delta}$, Ом/км	1,26
$t_{дон}$, °С	90

4.2.1 Проверка выбранного провода в нормальном режиме

$$j = \frac{I_{\max}}{F} = \frac{599}{300} = 1,05 \text{ А/мм}^2, \quad (4.19)$$

4.3.2 Проверка выбранного провода при послеаварийном режиме

$$I_{AB} = \frac{S_{\text{сш}}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{2} U_{\text{н}}} = \frac{599}{(5 - 1) \cdot \sqrt{2} \cdot 220} = 393,5 \text{ А}, \quad (4.20)$$

Так как $I_{AB} < I_{дон} = 600 \text{ А}$, выбранный провод подходит.

4.3 Расчет токов короткого замыкания

Токи КЗ рассчитываются с целью дальнейшего выбора оборудования: генераторного выключателя и МШВ распределительного устройства. Производится расчет периодической составляющей тока 3-фазного КЗ и ударного тока на выводах генератора, а также расчет токов 3-фазного и 1-фазного КЗ на сборных шинах распределительного устройства.

Структурная схема для расчета токов КЗ представлена на рисунке 4.3.

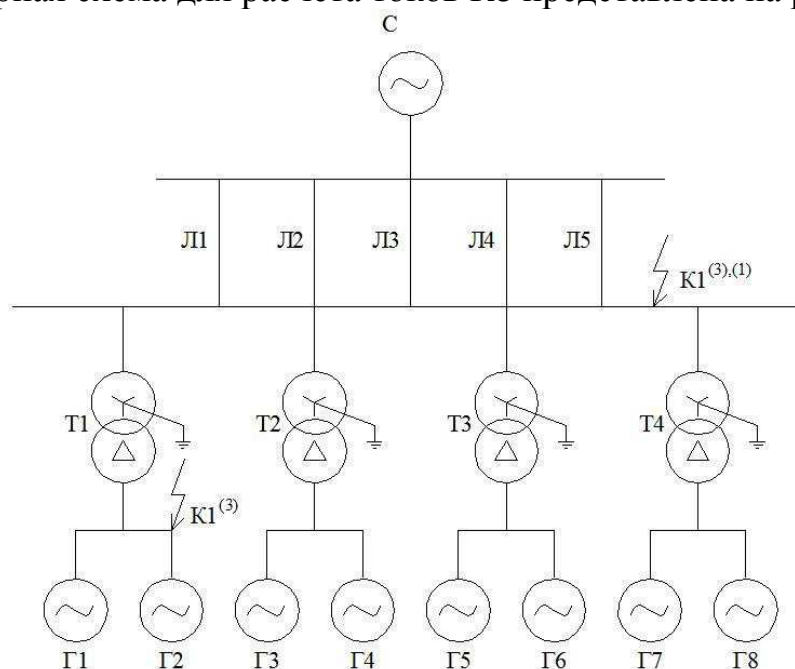


Рисунок 4.3 – Схема к расчету токов КЗ

4.3.1. Схема замещения

Схема замещения к расчету токов КЗ представлена на рисунке 4.

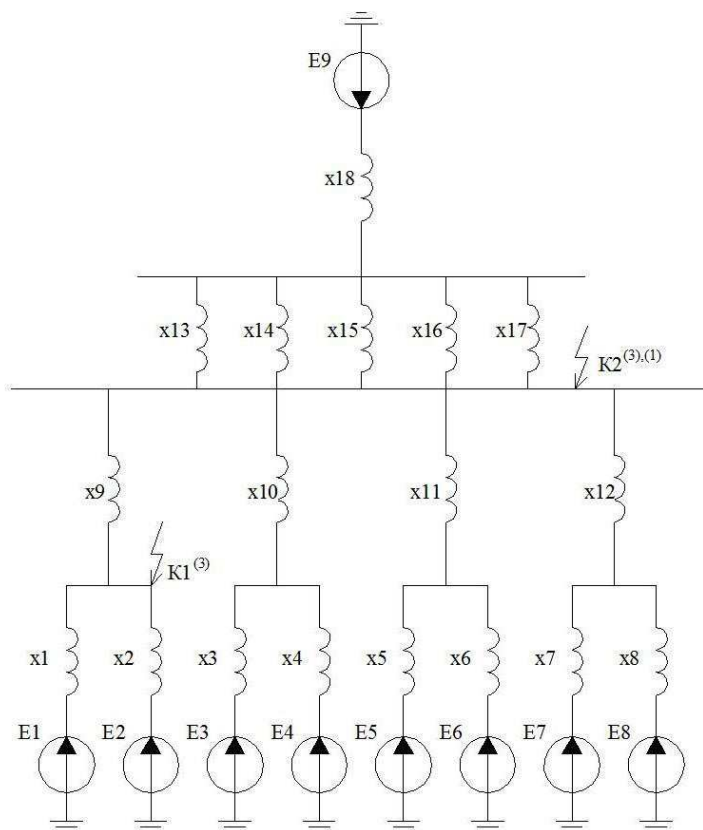


Рисунок 4.4 – Схема замещения

4.3.2. Расчет исходных данных для определения токов КЗ

Так расчет токов КЗ будет производиться в относительных единицах, зададим базисные условия:

$$S_{\bar{0}} = 200 \text{ МВА}$$

$$U_{\bar{01}} = 230 \text{ кВ}$$

$$U_{\bar{02}} = 13,8 \text{ кВ}$$

Рассчитаем базисные токи:

$$I_{\bar{01}} = \frac{S_{\bar{0}}}{\sqrt{3}U_{\bar{01}}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,5 \text{ кА}, \quad (4.21)$$

$$I_{\bar{02}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 13,7} = 8,38 \text{ кА}$$

Рассчитаем сопротивления генераторов:

$$x_1 = x_2 = x_3 = x_4 = x_5 = x_6 = x_7 = x_8 = x_d'' \frac{S_{\bar{o}}}{S_H} = 0,26 \cdot \frac{200}{76} = 0,68, \quad (4.22)$$

Рассчитаем сопротивления трансформаторов:

$$x_9 = x_{10} = x_{11} = x_{12} = \frac{u_K \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_H} = \frac{11}{100} \cdot \frac{200}{200} = 0,11, \quad (4.23)$$

Рассчитаем сопротивления линий:

$$x_{13} = x_{14} = x_{15} = x_{16} = x_{17} = x_{y\delta} l \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}l}^2} = 0,43 \cdot 63 \cdot \frac{200}{230^2} = 0,102, \quad (4.24)$$

Рассчитаем сопротивление системы:

$$x_{18} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{K3}} = \frac{200}{200} = 1,0, \quad (4.25)$$

Рассчитаем ЭДС системы:

$$E_9 = \frac{U_{cp}}{U_{\bar{o}l}} = \frac{230}{230} = 1,0, \quad (4.26)$$

Рассчитаем активные сопротивления генераторов:

$$r_1 = r_2 = r_3 = r_4 = r_5 = r_6 = r_7 = r_8 = \frac{x_{\Gamma}}{20} = \frac{0,68}{20} = 0,034, \quad (4.27)$$

Рассчитаем активные сопротивления трансформаторов:

$$r_9 = r_{10} = r_{11} = r_{12} = \Delta P_K \frac{S_{\bar{o}}}{S_H^2} = 0,66 \cdot \frac{200}{200^2} = 0,003, \quad (4.28)$$

Рассчитаем активное сопротивление линий:

$$r_{13} = r_{14} = r_{15} = r_{16} = r_{17} = r_{y\delta} l \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}l}^2} = 0,096 \cdot 63 \cdot \frac{200}{230^2} = 0,0229, \quad (4.29)$$

Рассчитаем активное сопротивление системы:

$$r_{18} = \frac{x_{18}}{20} = \frac{1,0}{20} = 0,05, \quad (4.30)$$

4.3.3. Расчет тока КЗ на выводах генератора

4.3.3.1. Расчет начального значения периодической составляющей

Свернем схему относительно точки К1:

$$x_{19} = \frac{x_{13}}{5} = \frac{0,102}{5} = 0,02, \quad (4.31)$$

$$x_{20} = x_{19} + x_{18} = 0,02 + 1,0 = 1,02, \quad (4.32)$$

$$x_{21} = \frac{x_1}{2} = \frac{0,68}{2} = 0,34, \quad (4.33)$$

$$x_{22} = x_{21} + x_9 = 0,34 + 0,11 = 0,45, \quad (4.34)$$

$$x_{23} = \frac{x_{21}}{3} = \frac{0,45}{3} = 0,15, \quad (4.35)$$

$$E_{91} = E_1 = 1,13, \quad (4.36)$$

Произведенные преобразования соответствуют схеме, приведенной на рисунке 4.5.

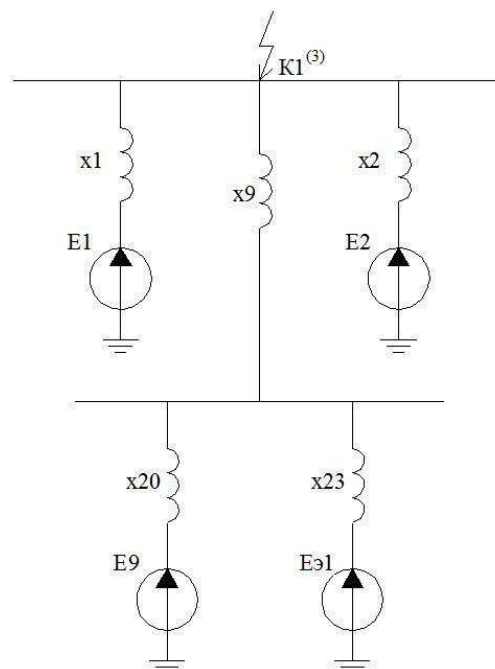


Рисунок 4.5 – Эквивалентная схема к расчету тока 3-фазного КЗ

$$x_{24} = x_{20} \parallel x_{23} = \frac{1,02 \cdot 0,15}{1,02 + 0,15} = 0,131, \quad (4.37)$$

$$x_{25} = x_{24} + x_9 = 0,131 + 0,11 = 0,241, \quad (4.38)$$

Найдем эквивалентные ЭДС:

$$E_{\Sigma 2} = \frac{E_9 \cdot x_{23} + E_{\Sigma 1} \cdot x_{20}}{x_{23} + x_{20}} = \frac{1,0 \cdot 0,15 + 1,13 \cdot 1,02}{0,15 + 1,02} = 1,11, \quad (4.39)$$

$$E_{\Sigma 3} = E_1 = 1,13$$

Найдем суммарное сопротивление схемы до точки КЗ:

$$x_{26} = \frac{x_1}{2} = \frac{0,68}{2} = 0,34, \quad (4.40)$$

$$x_{\Sigma} = x_{25} \parallel x_{26} = \frac{0,241 \cdot 0,34}{0,241 + 0,34} = 0,141, \quad (4.41)$$

Найдем суммарную ЭДС схемы:

$$E_{\Sigma} = \frac{E_{\Sigma 2} \cdot x_{26} + E_{\Sigma 3} \cdot x_{25}}{x_{26} + x_{25}} = \frac{1,11 \cdot 0,34 + 1,13 \cdot 0,241}{0,34 + 0,241} = 1,117, \quad (4.42)$$

Начальное значение периодической составляющей тока 3-фазного КЗ, в относительных единицах:

$$I_{II,0}^{(3)} = \frac{E_{\Sigma}}{x_{\Sigma}} = \frac{1,117}{0,141} = 7,92, \quad (4.43)$$

В именованных единицах:

$$I_{II,0}^{(3)} = I_{II,0}^{(3)} \cdot I_{\Sigma 2} = 7,92 \cdot 8,38 = 66,37 \text{ кА}, \quad (4.44)$$

4.3.3.2. Расчет ударного тока

Схема с активными сопротивлениями будет иметь тот же вид, что и схема с индуктивными сопротивлениями (рисунок 4.4), поэтому свернем ее относительно точки К1 аналогично:

$$r_{19} = \frac{r_{13}}{5} = \frac{0,0229}{5} = 0,0046, \quad (4.45)$$

$$r_{20} = r_{19} + r_{18} = 0,0046 + 0,05 = 0,0546, \quad (4.46)$$

$$r_{21} = \frac{r_1}{2} = \frac{0,034}{2} = 0,017, \quad (4.47)$$

$$r_{22} = r_{21} + r_9 = 0,017 + 0,003 = 0,02, \quad (4.48)$$

$$r_{23} = \frac{r_{21}}{3} = \frac{0,034}{3} = 0,0067, \quad (4.49)$$

$$r_{24} = r_{20} \parallel r_{23} = \frac{0,0546 \cdot 0,0067}{0,0546 + 0,0067} = 0,00598 \quad (4.50)$$

$$r_{25} = r_{24} + r_9 = 0,00598 + 0,003 = 0,00898 \quad (4.51)$$

Найдем суммарное сопротивление схемы до точки КЗ:

$$r_{26} = \frac{r_1}{2} = \frac{0,034}{2} = 0,017, \quad (4.52)$$

$$r_{\Sigma} = r_{25} \parallel r_{26} = \frac{0,00898 \cdot 0,017}{0,00898 + 0,017} = 0,00588 \quad (4.53)$$

Найдем эквивалентную постоянную времени цепи:

$$T_{a\Sigma} = \frac{x_{\Sigma}}{\omega r_{\Sigma}} = \frac{0,141}{314,16 \cdot 0,00588} = 0,0763 \text{ с}, \quad (4.54)$$

где $\omega = 314,16$ рад/с – круговая частота тока в сети.

Рассчитаем ударный ток:

$$I_{y\vartheta}^{(3)} = \sqrt{2} I_{II,0}^{(3)} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \right) = \sqrt{2} \cdot 66,37 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,0763}} \right) = 176 \text{ кА}, \quad (4.55)$$

4.3.4 Расчет токов КЗ на сборных шинах РУ

4.3.4.1 Расчет 3-фазного тока КЗ на сборных шинах

Для определения тока КЗ на сборных шинах распределительного устройства, необходимо свернуть схему замещения относительно точки К2:

$$x_{19} = \frac{x_1}{2} = \frac{0,68}{2} = 0,34, \quad (4.56)$$

$$x_{20} = x_1 + x_9 = 0,34 + 0,11 = 0,45, \quad (4.57)$$

$$x_{21} = \frac{x_{20}}{4} = \frac{0,45}{4} = 0,113, \quad (4.58)$$

$$x_{22} = \frac{x_{13}}{5} + x_{18} = \frac{0,102}{5} + 1,0 = 1,02, \quad (4.59)$$

Суммарное индуктивное сопротивление схемы до точки К2:

$$x_{\Sigma} = x_{21} \parallel x_{22} = \frac{0,113 \cdot 1,02}{0,113 + 1,02} = 0,102, \quad (4.60)$$

Суммарная ЭДС цепи:

$$E_{\Sigma} = \frac{E_1 \cdot x_{22} + E_9 \cdot x_{21}}{x_{22} + x_{21}} = \frac{1,13 \cdot 1,02 + 1,0 \cdot 0,113}{1,02 + 0,113} = 1,117, \quad (4.61)$$

Начальное значение периодической составляющей 3-фазного тока КЗ на сборных шинах РУ, в относительных единицах:

$$I_{II,0}^{(3)} = \frac{E_{\Sigma}}{x_{\Sigma}} = \frac{1,117}{0,102} = 10,92, \quad (4.62)$$

В именованных единицах:

$$I_{II,0}^{(3)} = I_{II,0}^{(3)} \cdot I_{\sigma 1} = 10,92 \cdot 0,5 = 5,5 \text{ кА}, \quad (4.63)$$

4.3.4.2. Расчет тока 1-фазного КЗ на сборных шинах

Для расчета тока 1-фазного КЗ необходимо составить схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Схема замещения прямой последовательности идентична схеме, приведенной на рисунке 4. Схема замещения обратной последовательности по структуре аналогична схеме прямой последовательности.

Параметры схемы прямой последовательности были рассчитаны в п.4.3.4.1:

$$x_{1, \text{сумм.}} = 0,102$$

$$E_{\Sigma} = 1,117$$

Параметры схемы обратной последовательности при практических расчетах принимают равными параметрам схемы прямой последовательности:

$$x_{2, \text{сумм.}} = x_{1, \text{сумм.}} = 0,102$$

Схема замещения нулевой последовательности показана на рисунке 4.6.

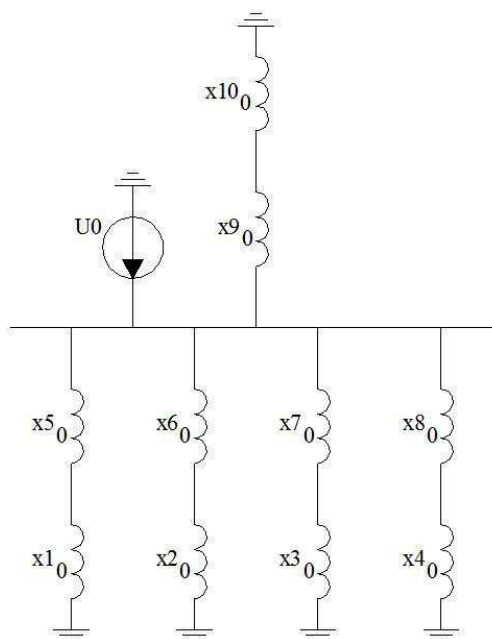


Рисунок 4.6 – Схема замещения нулевой последовательности

Рассчитаем параметры схемы нулевой последовательности:

Сопrotивления обмоток трансформаторов принимаются такими же, как и в случае прямой последовательности:

$$x_{10} = x_{20} = x_{30} = x_{40} = x_I = 0,11$$

Сопротивления нейтралей трансформаторов равны нулю:

$$x_{50} = x_{60} = x_{70} = x_{80} = 0$$

Эквивалентное сопротивление линий:

$$x_{90} = \frac{1}{5} x_{0,y} l \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}l}^2} = \frac{1}{5} \cdot 1,26 \cdot 63 \cdot \frac{200}{230^2} = 0,06, \quad (4.64)$$

Свернем схему нулевой последовательности относительно точки К2:

$$x_{110} = \frac{x_{10}}{4} = \frac{0,11}{4} = 0,0275, \quad (4.65)$$

Суммарное сопротивление нулевой последовательности:

$$x_{0,сумм.} = \frac{x_{110} \cdot x_{90}}{x_{110} + x_{90}} = \frac{0,0275 \cdot 0,06}{0,0275 + 0,06} = 0,019, \quad (4.66)$$

Начальное значение периодической составляющей тока 1-фазного КЗ:

$$I_{II,0}^{(1)} = 3 \frac{E_{\Sigma}}{x_{1,c,cy} + x_{2,c,cy} + x_{0,c,cy}} = 3 \cdot \frac{1,117}{0,102 + 0,102 + 0,019} = 15,03, \quad (4.67)$$

В именованных единицах:

$$I_{II,0}^{(1)} = I_{II,0}^{(1)} \cdot I_{\bar{6}2} = 15,03 \cdot 0,5 = 7,52 \text{ кА}, \quad (4.68)$$

4.4 Итог расчета токов КЗ

Результаты расчета токов КЗ были сведены в таблицу 4.7.

Таблица 4.7 – Результаты расчета ТКЗ

Точка КЗ	Ток КЗ	Значение, кА
К1	$I_{II,0}^{(3)}$	66,4
К1	$I_{уд}^{(3)}$	176,0
К2	$I_{II,0}^{(3)}$	5,5
К2	$I_{II,0}^{(1)}$	7,5

4.5. Выбор электрических аппаратов

При выборе электрических и коммутационных аппаратов необходимо обеспечить требования их термической и электродинамической стойкости.

4.5.1. Выбор генераторного выключателя

Генераторный выключатель предназначен для отключения тока короткого замыкания на выводах генератора, поэтому необходимо выбрать соответствующий выключатель.

Определим критерии выбора генераторного выключателя:

Номинальный ток генератора:

$$I_{H,Г} = \frac{S_{H,Г}}{\sqrt{3}U_{H,Г}} = \frac{76}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 3,18 \text{ кА} = 3180 \text{ А}, \quad (4.67)$$

Максимальный рабочий ток генератора:

$$I_{\max,Г} = 1,05 \cdot I_{H,Г} = 1,05 \cdot 31800 = 3339 \text{ А}, \quad (4.68)$$

По условиям обеспечения нормального режима работы выключателя при перегрузке генератора, отключения ТКЗ при КЗ на выводах генератора, а также по условиям обеспечения термической и электродинамической стойкости, был подобран элегазовый выключатель ВГГ-20-90/6300, входящий в состав генераторного комплекса КАГ-20 производства «Электроаппарат». Технические характеристики выключателя ВГГ-20 представлены в таблице 4.8, схема комплекса КАГ-20 представлена на рисунке 4.7, компоновка комплекса представлена в таблице 4.9.

Таблица 4.8 – Технические характеристики выключателя ВГГ-20/90-6300

Параметр	Значение
U_H , кВ	20
I_H , А	6300
$I_{H,откл}$, кА	90
$I_{e,ст}$, кА	230
$I_{t,ст}$, кА	90
β_H , %	90

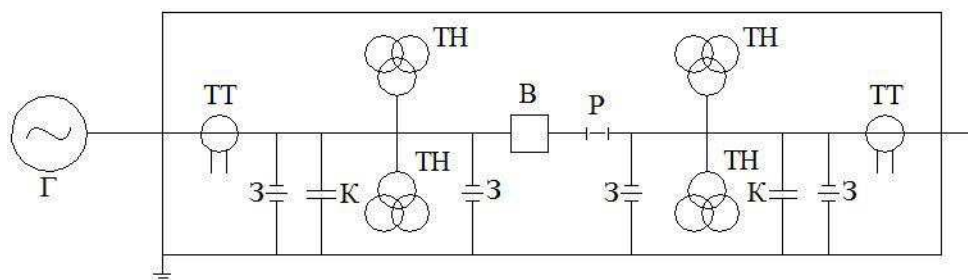


Рисунок 4.7 – Схема генераторного комплекса КАГ-20

Таблица 4.9 – Комплектация генераторного комплекса КАГ-20

Аппарат	Обозначение на схеме	Маркировка
Трансформатор тока	ТТ	ТШЛ-20-1
Трансформатор напряжения	ТН	НИОЛ-20
Разъединитель	Р	РВР-20/6300
Заземлитель	3	ЗР-24УЗ

Характеристики трансформаторов тока и напряжения, входящих в генераторный комплекс КАГ-20, представлены в таблицах 4.10 и 4.11 соответственно.

Таблица 4.10 – Характеристики трансформатора тока ТШЛ-20-1

Параметр	Значение
$U_{H, 1}$, кВ	20
$U_{H, 2}$, В	225
$I_{H, 1}$, А	6000
$I_{H, 2}$, А	5
$I_{e,cm}$, кА	190
$I_{t,cm}$, кА	120

Таблица 4.11 – Характеристики трансформатора напряжения НИОЛ-20

Параметр	Значение
$U_{max, 1}$, кВ	24
$U_{H, 1}$, кВ	20
$U_{H, 2}$, В	100
KT	3
S_H , ВА	600

4.5.2. Проверка на содержание апериодической составляющей ТКЗ

Используя данные, полученные при расчетах в п.4.3, определим значение апериодической составляющей тока короткого замыкания при КЗ в точке К1:

$$I_{a,0} = \sqrt{2} \cdot I_{II,0} e^{\frac{0,01}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 66,4 \cdot e^{\frac{0,01}{0,0763}} = 82,1 \text{ кА}, \quad (4.69)$$

Используя данные производителя, рассчитаем допустимое значение апериодической составляющей:

$$I_{a,доп} = \frac{\sqrt{2} \beta_H \% \cdot I_{H, откл}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 90 \cdot 90}{100} = 114,4 \text{ кА}, \quad (4.70)$$

Как видно, расчетное значение апериодической составляющей не превышает допустимого, следовательно, генераторный комплекс КАГ-20 соответствует всем требованиям.

4.5.3. Выбор ячеек КРУЭ

В качестве КРУЭ 220кВ был выбран ЯГГ-220 производства «Электроаппарат». Характеристики ячеек ЯГГ-220 приведены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Характеристики ЯГГ-220

Параметр	Значение
U_H , кВ	220
U_{max} , кВ	252
$I_{H яч}$, А	3150
$I_{H си}$, А	4000
$I_{H,откл}$, кА	50
$I_{e,ст}$, кА	125

Как видно из таблицы 4.12, отключающая способность выключателя данного КРУЭ позволяет его использовать. Так как ЯГГ-220 поставляется в виде готовых сборочных модулей, все остальные элементы КРУЭ также подходят по условию термической стойкости.

5 Релейная защита и автоматика

Силовое электрооборудование электростанций должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями и оснащено устройствами противоаварийной автоматики и устройствами регулирования.

5.1 Технические данные защищаемого оборудования

Параметры гидрогенератора представлены в таблице 5.1. Параметры силового трансформатора представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип		СВ-1160/180-72
мощность номинальная	полная, МВА	76
	активная, МВт	61
номинальное напряжение, кВ		13,8
коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,8
Частота, Гц		50
частота вращения, об/мин		83,3
число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		2
номинальный ток статора, А		3180
ток ротора при номинальной нагрузке, А		1300
номинальное напряжение возбуждения, В		355
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное X_d	0,89
	переходное X'_d	0,35
	сверхпереходное X''_d	0,26
индуктивное сопротивление обратной последовательности X_2		0,26
емкость обмотки статора		1,02

Таблица 5.2 – Параметры силового трансформатора

Тип	ТДЦ-200000/220/13,8
мощность номинальная, МВА	200
номинальное напряжение ВН, кВ	220
номинальное напряжение НН, кВ	13,8
напряжение короткого замыкания, %	11
схема соединения обмоток	Y_n/Δ

5.2 Расчет номинальных токов

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

На генераторном напряжении:

$$I_{HG}^{(1)} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{76}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 3180 \text{ А}, \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{HG}^{(2)} = \frac{I_{HG}^{(1)} K_{CX}}{K_{TT}} = \frac{3180 \cdot 1}{5000/5} = 3,18 \text{ А}, \quad (5.2)$$

Номинальный ток ротора на вторичной обмотке ТТ:

$$I_P^{(2)} = \frac{I_{ном,Р}^{(1)} U_{HP} K_{CX}}{1,225 U_{BH} K_{TT, BH}} = \frac{1300 \cdot 355 \cdot 1}{1,225 \cdot 13800 \cdot \frac{30}{5}} = 4,55 \text{ А}, \quad (5.3)$$

5.3 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ, согласно мощности генератора были приняты 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
- Поперечная дифференциальная защита генератора
- 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
- Устройство контроля исправности цепей генераторного напряжения
- Защита от понижения частоты на холостом ходу генератора

На силовом трансформаторе блока:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности)
- Защита от частичного пробоя изоляции высоковольтных вводов (КИВ)
- Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю в сети 220кВ
- Резервная максимальная токовая защита
- Защита от замыканий на землю на стороне 13,8кВ трансформатора блока
- Защита от потери охлаждения
- 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
- Реле тока блокировки РПН

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 ближних междуфазных КЗ;
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
- Для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220кВ предусматривается УРОВ 220кВ.

5.4 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты

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

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

Благодаря блочной конструкции цифровых терминалов и модульному программному обеспечению, микропроцессорные защиты обеспечивают высокую адаптацию к конкретной первичной схеме станции в зависимости от объема защищаемого оборудования и различных режимов его работы

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

5.5 Описание защит и расчет их уставок

5.5.1 Продольная дифференциальная защита генератора

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах.

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

Номинальный ток генератора: $I_{ном.} = 3180 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{ТТ} = 10000/5 \text{ А}$.

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} f_i I_{ном} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 3180 = 159 \text{ А}, \quad (5.4)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{СР,0} \geq K_H I_{НБ(Н)} = K_H K_{ОДН} f_i I_{ном} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 3180 = 0,1 \cdot I_{ном}, \quad (5.5)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности.

Принимается уставка $I_{СР,0} = 0,15 I_{ном}$.

Коэффициент торможения K_T определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина K_T выбирается с учетом

отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных коротких замыканиях.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} f_i K_{ОДН} I_{макс} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 13820 = 1382 \text{ А}, \quad (5.6)$$

где $K_{АП} = 2$ – коэффициент апериодической составляющей;
 $I_{макс}$ – ток трехфазного КЗ на выводах генератора:

$$I_{макс} = \frac{E'}{x_d''} \cdot I_{ном} = \frac{1,13}{0,26} \cdot 3180 = 13820 \text{ А}, \quad (5.7)$$

где $E' = 1,13$ – относительная ЭДС генератора;
 $x_d'' = 0,26$ – сверхпереходное сопротивление генератора.

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} K_H}{I_T} = \frac{1382 \cdot 2}{13820} = 0,2, \quad (5.8)$$

где I_T – ток трехфазного КЗ на выводах генератора.

Принимается коэффициент торможения $K_T = 0,3$.

Уставка начального торможения:

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

При выборе тормозного тока B должно соблюдаться условие:

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

Принимается типовое значение уставки $B = 1,5$, при этом условие выполняется.

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

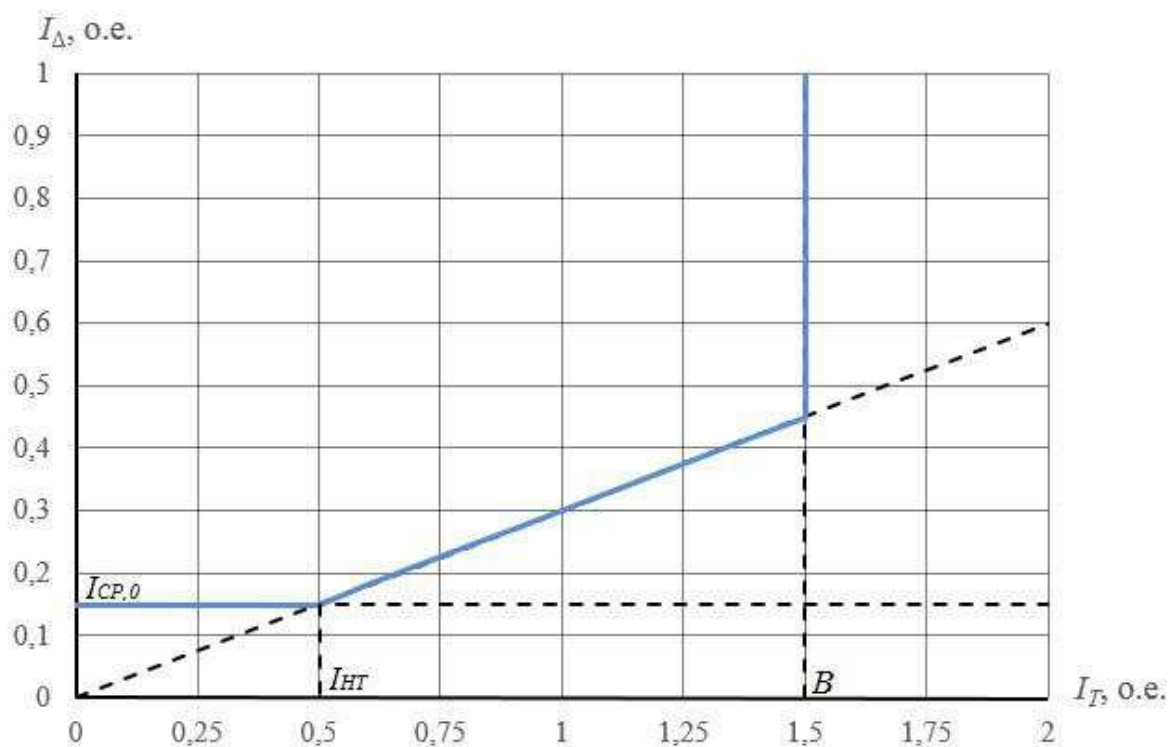


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.5.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

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

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

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

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

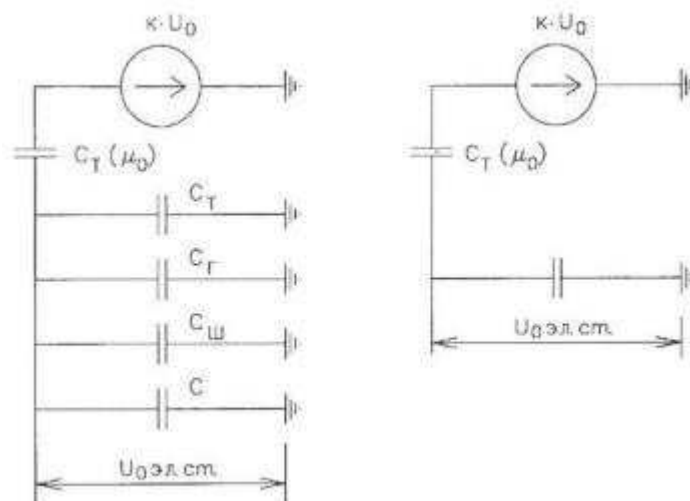


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора:

- $C_Г$ – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;
- C_T – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
- $C_Ш$ – емкость шинпровода по отношению к земле;
- C – емкость генераторного выключателя со стороны трансформатора;
- C – емкость генераторного выключателя со стороны генератора.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_Г + C_Ш + C_{ВГ} + C_{ВТ} = 0,0073 + 1,02 + 0,008 + 0,35 + 0,13 = 1,52 \text{ мкФ/фазу}, \quad (5.11)$$

Напряжение нулевой последовательности при однофазном КЗ на стороне 220 кВ:

$$U_{0, \text{эл.ст.}} = KU_0 \frac{C(\mu_0)}{C(\mu_0) + C_{\Sigma}} = 0,5 \cdot 46,6 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 1,52} = 137 \text{ В}, \quad (5.12)$$

где $K = 0,5$ – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 по обмотке ВН трансформатора;

$C(\mu_0) = 0,009$ мкФ/фазу – емкость между обмотками ВН и НН одной фазы трансформатора;

U_0 – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне ВН трансформатора:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{ном,ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,6 \text{ кВ}, \quad (5.13)$$

где $U_{\text{ном,ВН}} = 242 \text{ кВ}$ – номинальное напряжение стороны ВН силового трансформатора.

Суммарный емкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \omega C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 314,16 \cdot 1,52 = 11,4 \text{ А}, \quad (5.14)$$

Напряжение срабатывания защиты определяется условием:

$$U_{\text{CP}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0,\text{эл.ст.}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3}{\frac{13,8}{0,1}} \cdot 137 = 1,6 \text{ В}, \quad (5.15)$$

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

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

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

Орган U_0 имеет уставку срабатывания по напряжению в диапазоне от 5 до 20 В. Приняты следующие уставки:

- U_{01G} – 5 В с выдержкой времени 9,0 с и действием на сигнал;
- U_{02G} – 10 В с выдержкой времени 0,5 с и действием на разгрузку генератора;
- U_{03G} – 15 В с выдержкой времени 0,5 с и действием на отключение генераторного выключателя, гашение полей и останов агрегата со сбросом аварийно-ремонтного затвора.

Второй орган U_{03} реагирует на соотношение напряжений третьей гармоники в нейтрали и на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали. Уставка по коэффициенту торможения регулируется от 1 до 3.

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2}, \quad (5.16)$$

При $K_T = 1,1$ орган U_{03} работает селективно и защищает 32,3 % обмотки статора со стороны нейтрали, уставка срабатывания принимается минимальной и равной 0,2 В.

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

5.5.3. Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>)

Уставка защиты U2> определяется по формуле:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В}, \quad (5.17)$$

Уставка дополнительного органа защиты U1> (для режима холостого хода агрегата) определяется по формуле:

$$U_{CP2} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В}, \quad (5.18)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генераторного напряжения и на стороне 220 кВ принимается равной $0,09I_{\text{ном}}$.

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

5.5.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных КЗ (I2)

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

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности:

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

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

Допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 :

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

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган ($I_{2\text{сигн}}$), срабатывающий при увеличении тока I_2 выше заданной уставки с независимой выдержкой времени. Принимается уставка сигнального органа $I_{2\text{сигн}} = 0,07I_H$.

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

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t_{\text{макс}}}} = \sqrt{\frac{30}{600}} = 0,22, \quad (5.21)$$

Уставка пускового органа:

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

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

Допустимая длительность перегрузки по формуле (5.20):

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

3) Интегральный орган срабатывает при удаленных несимметричных режимах, сопровождающихся током перегрузки I_2 с зависимой выдержкой времени, определяемой выражением:

$$t_{\text{CP}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.23)$$

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

Таблица 5.3 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных режимов представлена на рисунке 5.3.

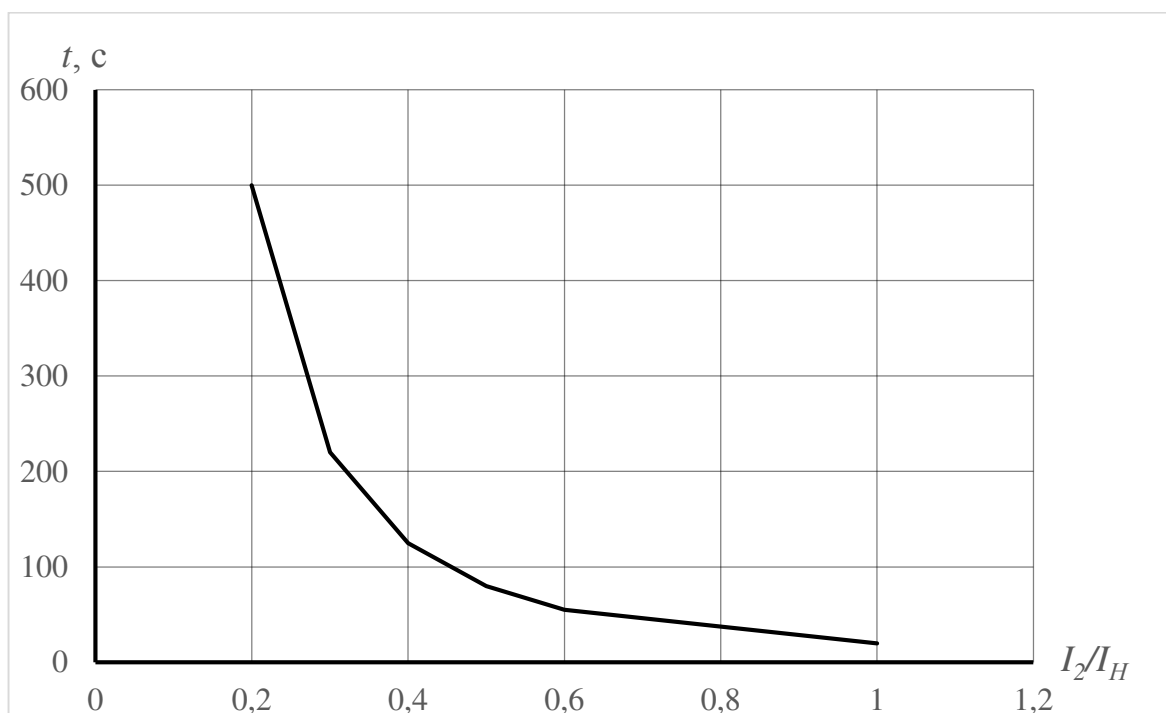


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных режимов (I_2)

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

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

4) Орган токовой отсечки ($I_{2\text{отс}}$) срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_2 выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных 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 коротком замыкании на шинах ВН блока и на отходящих ВЛ.
3. Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

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

По второму условию:

а) по условию обеспечения чувствительности при 2-фазных КЗ на шинах ВН блока:

$$I_{2CЗ} \leq \frac{I_2^{(2)}}{K_{\text{ч}}}, \quad (5.24)$$

$$I_{2(BH)}^{(2)} = \frac{1}{2x_d'' + 2x_T} = \frac{1}{2 \cdot 0,26 \cdot \left(\frac{220}{13,8}\right)^2 + 2 \cdot 0,11} = 0,0076 \text{ о.е.}, \quad (5.25)$$

где $x_d'' = 0,26$ – сверхпереходное сопротивление генератора;

$x_T = 0,11$ – сопротивление силового трансформатора в о.е.

$$I_2^{(2)} = 2I_{2(BH)}^{(2)} k_T = 2 \cdot 0,0076 \cdot \frac{220}{13,8} = 0,242 \text{ о.е.}, \quad (5.26)$$

$$I_{2CЗ} \leq \frac{I_2^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{0,242}{1,2} = 0,202 \text{ о.е.}, \quad (5.27)$$

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

$$I_{2CЗ} \leq \frac{I_{2\text{мин}}^2}{K_{\text{ч}}}, \quad (5.28)$$

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{2(BH)}^{(2)} = \frac{1}{2x_d'' + 2x_T + 2x_L} = \frac{1}{2 \cdot 0,26 \cdot \left(\frac{220}{13,8}\right)^2 + 2 \cdot 0,11 + 2 \cdot 0,102} = 0,0075, \quad (5.29)$$

где $x_L = 0,102$ – сопротивление линии в о.е.

$$I_{2\text{мин}}^{(2)} = 2I_{2(BH)}^{(2)} \cdot k_T = 2 \cdot 0,0075 \cdot \frac{220}{13,8} = 0,239 \text{ о.е.}, \quad (5.30)$$

$$I_{2C3} \leq \frac{I_{2\text{мин}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{0,239}{1,2} = 0,199 \text{ о.е.}, \quad (5.31)$$

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

5.5.5 Защита от симметричных перегрузок (I₁)

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

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

Уставка сигнального органа:

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

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 9,0$ с.

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

Уставка пускового органа:

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

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени. Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Уставка интегрального органа

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки, с	3800	1200	450	340	280	160	80	3	1

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

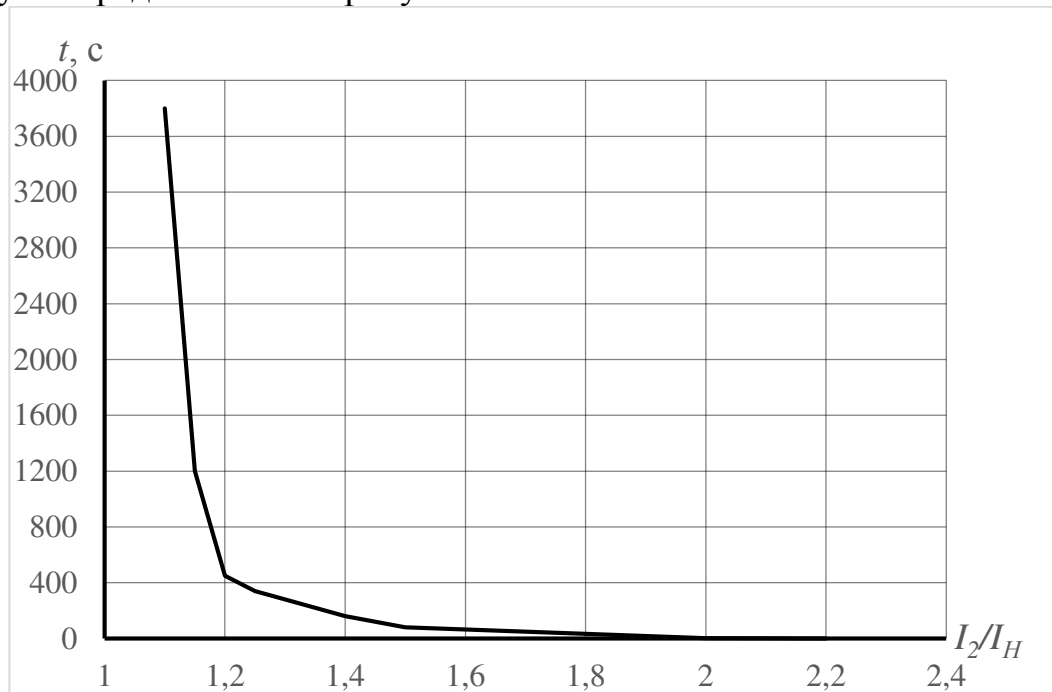


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

4) Интегральный орган защиты через отключающий орган действует на отключение выключателя генератора и 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:

$$I_{\text{отс}} = \frac{1,2I_H}{0,98} = 1,224I_H, \quad (5.34)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68U_H}{K_B n_{TH}} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 138} = 66 \text{ В}, \quad (5.35)$$

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

5.5.6. Дистанционная защита генератора ($Z_{1<}$), ($Z_{2<}$)

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

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

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

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

$$Z_1 \leq 0,8Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 32,2 + \frac{0,8}{6} \cdot 27,1 = 29,37 \text{ Ом}, \quad (5.36)$$

В относительных единицах:

$$Z_{10.e.} \leq 0,8 \cdot \frac{11}{100} \cdot \frac{76}{200} + \frac{0,8}{6} \cdot \frac{200}{242^2} \cdot 27,1 = 0,045 \text{ Ом}, \quad (5.37)$$

В первичных Омах:

$$Z_1 = Z_{10.e.} \cdot Z_{\sigma} = 0,045 \cdot 2,51 = 0,113 \text{ Ом}, \quad (5.38)$$

где $Z_{\sigma} = \frac{U_{\sigma}^2}{S_{Г}} = \frac{13,8^2}{76} = 2,51 \text{ Ом}.$

Уставка на реле равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \frac{n_T}{n_H} = 0,113 \cdot \frac{5000}{\frac{13,8}{0,1}} = 0,82 \text{ Ом}, \quad (5.39)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 0,9 \text{ Ом}$.

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

Принимаем уставку $\Delta Z = 30 \text{ Ом/с}$.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{НАГР} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_{НАГР}} = \frac{13800}{\sqrt{3} \cdot 3180} = 2,51 \text{ Ом}, \quad (5.40)$$

где $I_{НАГР} = 3180 \text{ А}$ – номинальный ток статора.

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):

$$I_\phi = \frac{\frac{2I_{B,НОМ}}{I_{B,XX}} - 0,95}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1300}{743} - 0,95}{0,89} = 2,86 \text{ А} \quad (5.41)$$

где $I_{B,XX} = 743 \text{ А}$ – ток ротора на холостом ходу;

$x_d = 0,89$ – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

Для учета насыщения принимаем $I_\phi = 2,5 \text{ А}$.

Сопротивление нагрузки в режиме форсировки:

$$Z_{НАГР,\phi} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_\phi} \cdot Z_\phi = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} \cdot 2,51 = 0,95 \text{ Ом}, \quad (5.42)$$

$$\cos \varphi_{НАГР,\phi} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 I_\phi} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,5} = 0,34, \quad (5.43)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки $\varphi_{НАГР,\phi} = 70^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты:

$$Z_{CЗII} = \frac{Z_{НАГР,\Phi}}{K_H} = \frac{0,95}{1,05} = 0,9 \text{ Ом}, \quad (5.44)$$

Значение уставки реле:

$$Z_{CPII} = \frac{Z_{CЗII} n_T}{n_H} = \frac{0,9 \cdot 5000/5}{13800/100} = 6,5 \text{ Ом}, \quad (5.45)$$

Принимаем уставку $Z_{CPII} = 6,5 \text{ Ом}$.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты приведена на рисунке 5.5.

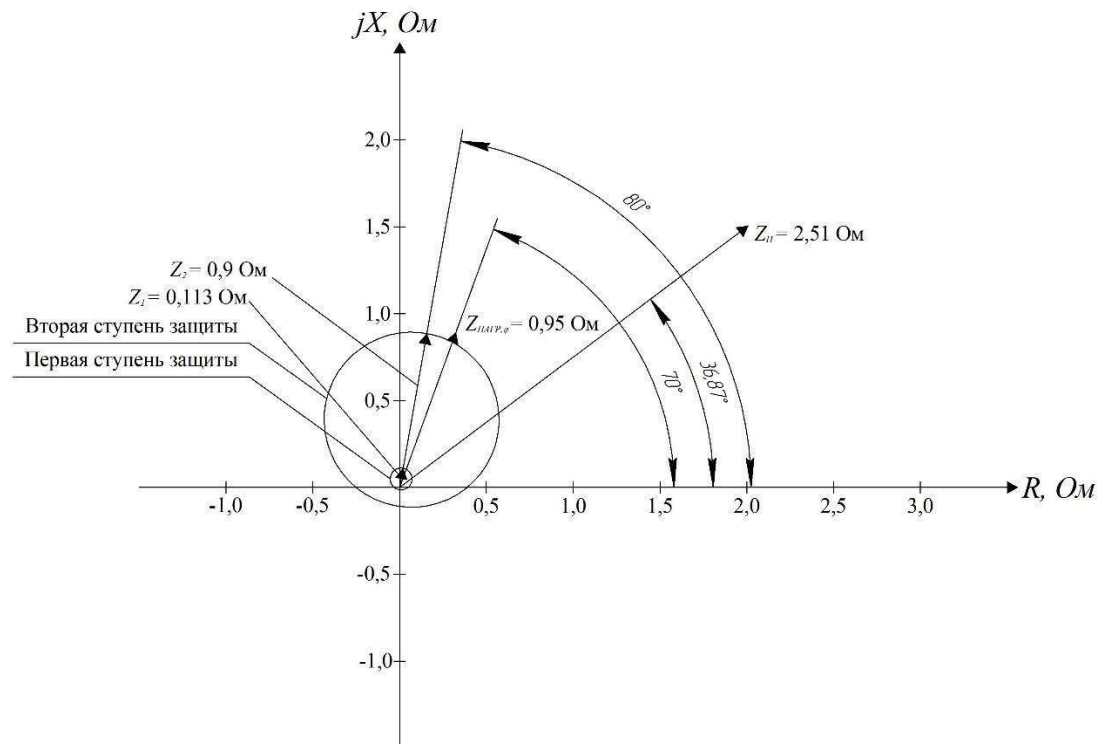


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения: $Z_{CM1} = 0,12 \text{ Ом}$, $Z_{CMII} = 0,77 \text{ Ом}$

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

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ, выключателей ТСН, с выдержкой времени 1,0

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

5.5.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P,СИГН} = \frac{K_H I_{ном,Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot 1300}{0,98} = 1393 \text{ А}, \quad (5.46)$$

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

$$I_{P,ПУСК} = \frac{1,2 \cdot I_{ном,Р}}{0,98} = \frac{1,2 \cdot 1300}{0,98} = 1592 \text{ А}, \quad (5.47)$$

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

Таблица 5.5 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки, с	длительно	250	180	160	120	90	72	45	20

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

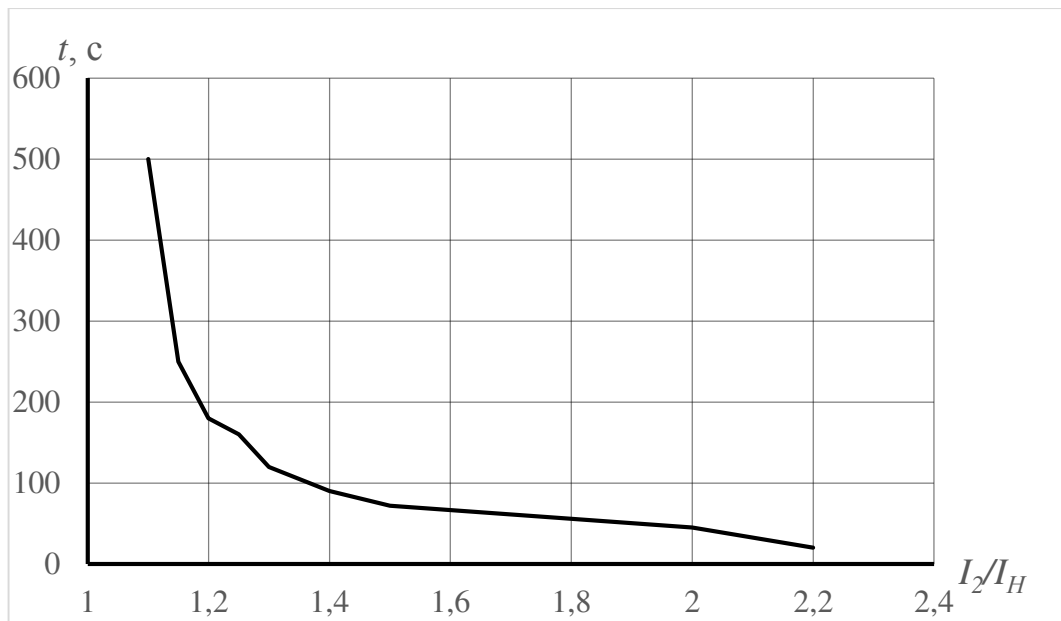


Рисунок 5.6 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки ротора

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

$$I_{P,ПУСК} = \frac{2,15 \cdot I_{ном,P}}{0,98} = \frac{2,15 \cdot 1300}{0,98} = 2852 \text{ A}, \quad (5.48)$$

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

По произведенным расчетам была составлена матрица отключений и таблица уставок. Матрица отключений представлена в приложении Г, таблица Г.1, таблица уставок – в приложении Г, таблица Г.2.

6 Компоновка и сооружения гидроузла

6.1 Определение класса ГТС и отметки гребня плотины

1.1.1 Определение класса ГТС

Класс ГТС определяется по значению высоты сооружения, типу грунта основания и установленной мощности проектируемой ГЭС:

- Тип грунта основания – В – водонасыщенный суглинок в пластичном состоянии: соответствует ГТС 2 класса.
- Предварительное значение высоты сооружения:

$$h_{\text{предв}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА} = 27,00 - 4,00 = 23,00 \text{ м}$$

Высота 23 м соответствует ГТС 3 класса.

- Установленная мощность проектируемой ГЭС составляет 480 МВт, что соответствует ГТС 2 класса.

Назначен 2 класс ГТС.

6.1.2 Определение отметки гребня грунтовой плотины

Отметка гребня грунтовой плотины $\nabla \text{ГП}$ определяется по формуле:

$$\nabla \text{ГП} = \nabla \text{НПУ} + h_s = 27,00 + 2,02 = 29,02 \text{ м}, \quad (6.1)$$

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

Величина h_s определяется по формуле:

$$h_s = h_{\text{run}1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 1,41 + 0,01 + 0,6 = 2,02 \text{ м}, \quad (6.2)$$

где $h_{\text{run}1\%}$ – высота наката волн расчетной обеспеченностью 1% на откос грунтовой плотины;

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

$a = 0,6$ – конструктивный запас для ГТС 2 класса.

Высота ветрового нагона определяется по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cos \alpha = 1,74 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{16^2 \cdot 2600}{9,81 \cdot 11,5} \cdot 1 = 0,01 \text{ м}, \quad (6.3)$$

где k_w – коэффициент, рассчитываемый по формуле (6.4);

$V_w = 16$ м/с – расчетная скорость ветра на высоте 10м над уровнем воды
2% – обеспеченности;

$L = 2600$ м – длина разгона волны;

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

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище.

Коэффициент k_w рассчитывается по формуле:

$$k_w = 3 \cdot (1 + 0,3V_w) \cdot 10^{-7} = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 16) \cdot 10^{-7} = 1,74 \cdot 10^{-6}, \quad (6.4)$$

Величина условной расчетной глубины водохранилища d определяется по формуле:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}}{2} = \frac{27,00 - 4,00}{2} = 11,5 \text{ м} \quad (6.5)$$

Далее определяется высота волны 1 % – обеспеченности:

1. Вычисляются безразмерные комплексы $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$,

где $t = 6$ ч (21600 с) – период развития волн на водохранилище.

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 2600}{16^2} = 99,63$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{16} = 13243,5$$

2. По полученным значениям с помощью графика [3, Приложение А, рис. А.1], по верхней огибающей кривой определяются значения $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$:

При $\frac{gL}{V_w^2} = 99,63$, были получены значения:

$$\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,018;$$

$$\frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,59,$$

а при $\frac{gt}{V_w} = 132435$:

$$\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,085;$$

$$\frac{g\bar{T}}{V_w} = 4,08$$

Затем, по наименьшим значениям полученных комплексов, определяются средний период волны и средняя высота волны:

$$\bar{T} = \frac{1,59 \cdot V_w}{g} = \frac{1,59 \cdot 16}{9,81} = 2,59 \text{ с}$$

$$\bar{h} = \frac{0,018 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,018 \cdot 16^2}{9,81} = 0,47 \text{ м}$$

3. Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,59^2}{2 \cdot 3,14} = 10,48 \text{ м}, \quad (6.6)$$

4. Проверка условия глубоководности:

$$d > 0,5\bar{\lambda}_d, \quad (6.7)$$

$$11,5 > 0,5 \cdot 10,48 = 5,24$$

Условие выполняется – зона глубоководная.

5. Высота волны 1% - обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,47 \cdot 2,05 = 0,964 \text{ м}, \quad (6.8)$$

где $K_i = 2,05$ – коэффициент, определяемый по графику [3, Приложение А, рис. А.2], в зависимости от величины $\frac{gL}{V_w^2}$.

Принята конструкция крепления откосов грунтовой плотины бетонными плитами.

6. Высота наката волн 1% - обеспеченности на откос грунтовой плотины:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%}, \quad (6.9)$$

где $k_r = 1$ и $k_p = 0,9$ – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принятый по СНиП [4, Приложение Д, табл. Д.1];

$k_{sp} = 1,34$ – коэффициент, принятый по СП [4, Приложение Д, табл. Д.2], при заложении откоса грунтовой плотины $ctg\varphi = 3,0$;

$k_{run} = 1,214$ – коэффициент, принятый по графику [4, Приложение Д, рис. Д.1], в зависимости от пологости волны $\bar{\lambda}_d / h_{1\%} = 10,87$.

$$h_{run1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,34 \cdot 1,214 \cdot 0,964 = 1,41 \text{ м}$$

6.1.3 Определение отметки гребня бетонной плотины

Отметка гребня бетонной плотины вычисляется по формуле:

$$\nabla_{ГБП} = \nabla_{НПУ} + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a = 27,00 + 0,964 + 0,01 + 0,6 = 28,57 \text{ м}, \quad (6.10)$$

где $a = 0,6$ м – конструктивный запас для ГТС 2 класса;

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

6.2 Гидравлические расчеты

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Определение расчетного расхода воды для основного расчетного случая, который должен быть пропущен при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС:

$$Q_p = Q_{\max \text{ расч}} - Q_{ГЭС} = 31807 - 2364 = 29443 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.11)$$

где $Q_{max\ расч} = Q_{1\%} = 31807 \text{ м}^3/\text{с}$ – расчетный максимальный расход для основного расчетного случая (для сооружений 2 класса принимается расход 1% - обеспеченности);

$Q_{ГЭС}$ – расход воды через агрегаты ГЭС.

Расход воды через агрегаты ГЭС для станций с числом агрегатов, равным 8:

$$Q_{ГЭС} = Q_{1арг} (n - 2) = 394 \cdot (8 - 2) = 2364 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.12)$$

где $n = 8$ – число агрегатов проектируемой ГЭС;

$Q_{1арг} = 394 \text{ м}^3/\text{с}$ – максимальный расход через 1 агрегат.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_B} = \frac{29443}{19,17} = 1535,9 \text{ м}, \quad (6.13)$$

где q_B – удельный расход на водосливе:

$$q_B = 1,25q_p = 1,25 \cdot 15,33 = 19,17 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.14)$$

где q_p – удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ} = 4 \cdot 3,84 = 15,33 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.15)$$

где $h_{НБ} = 3,83 \text{ м}$ – глубина воды в НБ при расходе $Q_{max\ расч} = 31807 \text{ м}^3/\text{с}$;

$[v_h]$ – допустимая скорость воды на рисберме, принимаемая в зависимости от грунтов. Для суглинка $[v_h] = 4 \text{ м/с}$.

Согласно стандартному ряду, принята ширина пролета водосливной плотины $b = 16 \text{ м}$.

Число водосливных отверстий в плотине:

$$n = \frac{B}{b} = \frac{1536,7}{16} = 95,9, \quad (6.16)$$

Число пролетов округляется до ближайшего большего $n = 96$, тогда уточненное значение ширины водослива составит:

$$B = n \cdot b = 96 \cdot 16 = 1536 \text{ м}, \quad (6.17)$$

Так как число водосливных отверстий больше шести, для пропуска расчетного максимального расхода при основном расчетном случае необходимо учитывать невозможность открытия одного затвора водосливной плотины, поэтому необходимо добавить один пролет к водосливной плотине.

Таким образом, ширина водосливного фронта будет равна:

$$B = B + b = 1536 + 16 = 1552 \text{ м}, \quad (6.18)$$

6.2.2 Определение отметки гребня водослива

Используя формулу расхода через водослив, определяется величина полного напора на водосливе в первом приближении:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{расч}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{29443}{0,49 \cdot 1536 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,27 \text{ м}, \quad (6.19)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода водослива для профиля типа А [4, раздел 6-4].

Расчет напора на водосливе во втором приближении производится по формуле:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{расч}}{\sigma_{сж} \sigma_n mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.20)$$

где $\sigma_n = 1,0$ – коэффициент подтопления;

$\sigma_{сж}$ – коэффициент бокового сжатия, рассчитываемый по формуле:

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \frac{\varepsilon_y + (n-1)\varepsilon_\delta}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.21)$$

где $\varepsilon_\delta = 0,45$ – коэффициент, учитывающий форму быков в плане;

$\varepsilon_y = 0,7$ – коэффициент формы боковых устоев;

$n = 96$ – число пролетов водосливной плотины;

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (96-1) \cdot 0,45}{96} \cdot \frac{4,27}{16} = 0,976$$

Тогда напор на водосливе по формуле (6.20) будет равен:

$$H_{02} = \left(\frac{29443}{0,976 \cdot 1 \cdot 0,49 \cdot 1536 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,28 \text{ м,}$$

Геометрический напор на водосливе:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha v_0^2}{2g} = 4,28 - \frac{1,1 \cdot 1,49^2}{2 \cdot 9,81} = 3,73 \text{ м,} \quad (6.22)$$

где $\alpha = 1,1$ – коэффициент Кориолиса;

v_0 – скорость в живом сечении перед плотиной:

$$v_0 = \frac{Q_{расч}}{(B + \delta_\sigma(n-1)) \cdot (\nabla НПУ - \nabla ДНА)}, \quad (6.23)$$

где $\delta_\sigma = 4$ м – ширина быка.

$$v_0 = \frac{29443}{(1552 + 4 \cdot (97-1))(27-4)} = 1,1 \text{ м/с}$$

Отметка гребня водослива:

$$\nabla ГВ = \nabla НПУ - H_{ст} = 27 - 4 = 23 \text{ м,} \quad (6.24)$$

где $H_{ст} = 4$ м – ближайший к H напор из стандартного ряда.

Отметка гребня быка определяется по формуле:

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6H_{ст} = 23 + 1,6 \cdot 4 = 29,4 \text{ м,} \quad (6.25)$$

Отметка гребня назначается наибольшей из: $\nabla ГБП = 28,57$ м, $\nabla ГГП = 29,02$ м, $\nabla ГБ = 29,4$ м.

Принята отметка гребня 29,4 м.

6.2.3 Построение профиля водосливной грани

Принят профиль оголовка безвакуумного водослива с оголовком типа А. Расчетные данные для построения оголовка безвакуумного водослива приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Данные для построения оголовка безвакуумного водослива с оголовком типа А, при $H_{ст} = 4$ м

x, м	y, м	x, м	y, м	x, м	y, м	x, м	y, м
0	0,504	4	1,024	8	4,94	12	11,296
0,4	0,144	4,4	1,284	8,4	5,476	12,4	12,052
0,8	0,028	4,8	1,576	8,8	6,032	12,8	12,828
1,2	0	5,2	1,9	9,2	6,612	13,2	13,62
1,6	0,024	5,6	2,256	9,6	7,226	13,6	14,436
2	0,108	6	2,644	10	7,84	14	15,272
2,4	0,24	6,4	3,056	10,4	8,488	14,4	16,124
2,8	0,4	6,8	3,492	10,8	9,12	14,8	16,876
3,2	0,596	7,2	3,948	11,2	9,848	15,2	17,884
3,6	0,792	7,6	4,432	11,6	10,44	15,6	18,792

По результатам расчета построен профиль оголовка водосливной плотины (рисунок 6.1).

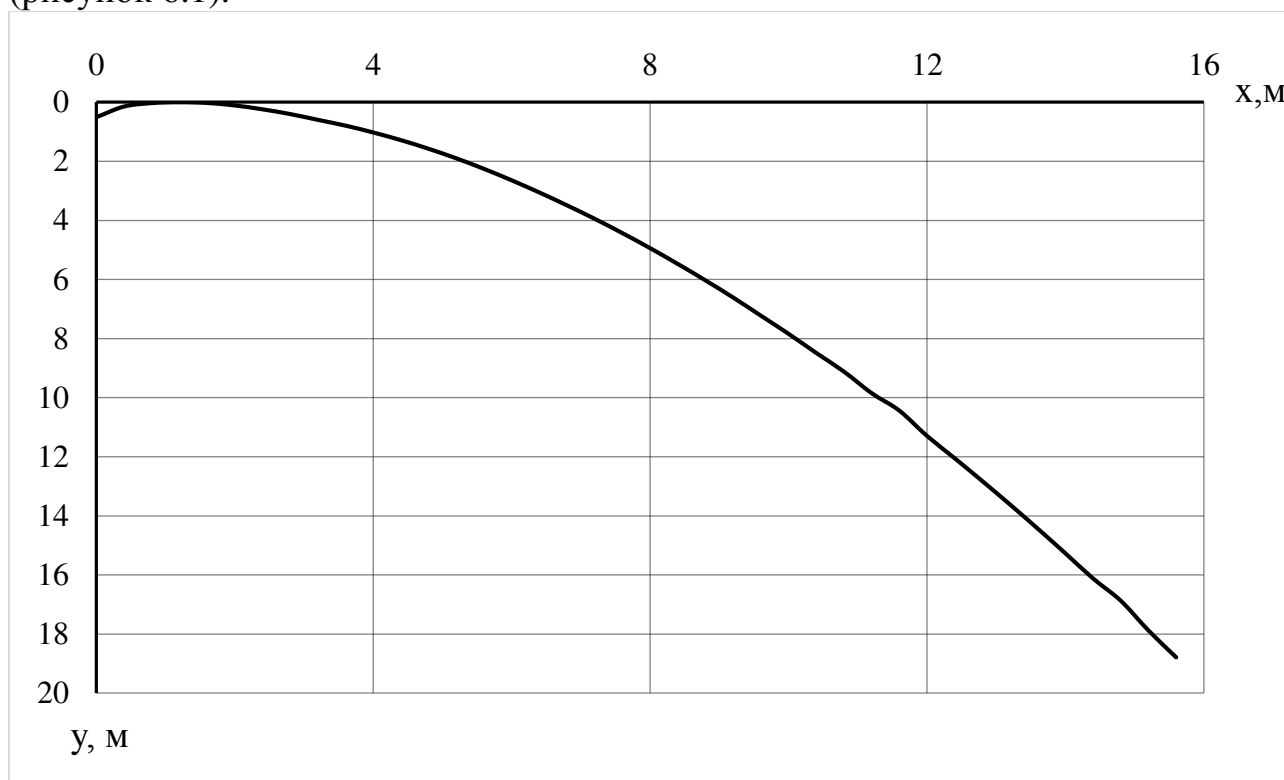


Рисунок 6.1 – Профиль оголовка водосливной плотины

Радиус сопряжения водосливной грани с поверхностью водобоя определяется по формуле:

$$R = (0,2 \div 0,5)(P_B + H) = 0,2 \cdot (P_B + H) = 0,2 \cdot (19 + 4) = 4,6 \text{ м}, \quad (6.26)$$

где $P_B = \nabla_{ГВ} - \nabla_{Дна} = 23 - 4 = 19$ м – высота водосливной грани.

6.2.4 Расчет сопряжения потока в НБ

Критическая глубина при полном открытии водосливных отверстий, в том числе и дополнительного:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + (n-1) \cdot \delta_o)^2 g}}, \quad (6.27)$$

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 29443^2}{(1552 + (97-1) \cdot 4)^2 \cdot 9,81}} = 2,96 \text{ м}$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{Дна} = 27 - 4 = 23 \text{ м}, \quad (6.28)$$

Далее вычисляется величина ζ_{T0} :

$$\xi_{T0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{23}{2,96} = 7,77, \quad (6.29)$$

Далее определяется значение коэффициента скорости φ [5, таблица 9-10]:

$\varphi = 0,95$ – для плотин со средней длиной водосливной грани и истечении потока через водослив.

В зависимости от значений φ и ζ_{T0} , определяются значения ξ_c и ξ_c'' [5, рисунок 9-55]:

$$\xi_c = 0,28$$

$$\xi_c'' = 2,58$$

Сопряженные глубины h_c' и h_c'' :

$$h_c' = \xi_c h_{кр} = 0,28 \cdot 2,96 = 0,83 \text{ м}, \quad (6.30)$$

$$h_c'' = \xi_c'' h_{кр} = 2,58 \cdot 2,96 = 7,63 \text{ м}, \quad (6.31)$$

Далее определяется тип гидравлического прыжка:

$h_c'' = 7,63 \text{ м} > h_{\text{НБ}} = 3,83 \text{ м}$ – отогнанный гидравлический прыжок, для искусственного затопления гидравлического прыжка необходимо предусмотреть устройство водобойного колодца.

6.2.5 Определение размеров водобойного колодца

Предварительно глубина колодца определяется по формуле:

$$d_K = \sigma h_c'' - (h_{\text{НБ}} + \Delta Z) = 1,1 \cdot 7,63 - (3,83 + 0,034) = 4,53 \text{ м}, \quad (6.32)$$

где $\sigma = 1,1$ – коэффициент запаса;

ΔZ – перепад, образующийся при выходе потока из колодца в русло НБ, определяемы по формуле:

$$\Delta Z = \left(\frac{q}{2g\varphi^2 h_{\text{НБ}}^2} \right) - \left(\frac{\alpha q}{2g\sigma^2 h_c''} \right) = \left(\frac{15,33}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,95^2 \cdot 3,83^2} \right) - \left(\frac{1,1 \cdot 15,33}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1^2 \cdot 7,63} \right) = 0,034 \text{ м}, \quad (6.33)$$

где $\varphi = 0,95$ – коэффициент скорости для плотин со средней длиной водосливной грани;

$\alpha = 1,1$ – коэффициент Кориолиса;

q – удельный расход на водобойном колодце:

$$q = \frac{Q_P}{B_K} = \frac{29443}{1920} = 15,33 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.34)$$

где B_K – ширина водобойного колодца, рассчитываемая по формуле:

$$B_K = B + (n \cdot \delta_B) = 1536 + (96 \cdot 4) = 1920 \text{ м}, \quad (6.35)$$

Далее определяется вторая сопряженная глубина с учетом водобойного колодца:

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}} + d_K = 27 - 4 + 4,53 = 27,53 \text{ м}, \quad (6.36)$$

Вычисляется новое значение ξ_{T_0} по формуле (6.29):

$$\xi_{T_0} = \frac{27,53}{2,96} = 9,3$$

Определяются новые коэффициенты ξ_c и ξ_c'' :

$$\xi_c = 0,25$$

$$\xi_c'' = 2,7$$

По формулам (6.30) и (6.31) определяются новые значения сопряженных глубин:

$$h'_c = \xi_c h_{кр} = 0,25 \cdot 2,96 = 0,74 \text{ м}$$

$$h''_c = \xi_c'' h_{кр} = 2,7 \cdot 2,96 = 7,99 \text{ м}$$

Подставляя в формулу (6.32) полученное значение второй сопряженной глубины, определяется новая глубина колодца:

$$d_K = \sigma h''_c - (h_{НБ} + \Delta Z) = 1,1 \cdot 7,99 - (3,83 + 0,034) = 4,92 \text{ м}$$

Полученное значение отличается от предыдущего на 8,6%, что менее 10%, значит дальнейший расчет по методу последовательных приближений можно не выполнять и принять глубину колодца равной 4,92 м.

Отметка пола водобоя определяется по формуле:

$$\nabla_{ПВ} = \nabla_{ДНО} - d_K = 4 - 4,92 = -0,92 \text{ м}, \quad (6.37)$$

Предварительно толщина водобойной плиты определяется по формуле В.Д. Домбровского:

$$\delta_B = 0,15 v_c \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 20,55 \cdot \sqrt{0,74} = 2,65 \text{ м}, \quad (6.38)$$

где v_c – скорость в сжатом сечении:

$$v_c = \frac{Q_p}{(B + (n-1)\delta_\sigma)h'_c} = \frac{29443}{(1552 + (97-1) \cdot 4) \cdot 0,74} = 20,55 \text{ м/с}, \quad (6.39)$$

При отсутствии гасителей длина водобоя рассчитывается по формуле:

$$l_\sigma = (1 \div 1,25) l_{np} = 1,25 l_{np} = 1,11 \cdot 36,1 = 40 \text{ м}, \quad (6.40)$$

где l_{np} – длина прыжка:

$$l_{np} = 2,5(1,9h''_c - h'_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 7,99 - 0,74) = 36,1 \text{ м}, \quad (6.41)$$

Принята длина водобоя 40 м.

Принята толщина водобойной плиты $\delta_B = 3$ м.

6.3. Конструирование бетонной плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Исходя из условия недопущения растягивающих напряжений на верхней грани, определяется ширина подошвы плотины B_n^I :

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\gamma_6}{\gamma_B}(1-n) + n(2-n) - \alpha_1}}, \quad (6.42)$$

где α_1 – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей и шпунтов, принятый равным 0,5;

γ_B – удельный вес воды;

γ_6 – удельный вес бетона;

h – высота плотины.

Высота плотины h определяется по формуле:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}}. \quad (6.43)$$

Отметка подошвы зависит от конструкции устройств в НБ и рассчитывается по формуле:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - (\delta_B + b + d_K) \quad (6.44)$$

где $\delta_B = 3$ м – толщина водобойной плиты;

$b = 1$ м – толщина песчано-гравийного слоя грунта с низкой несущей способностью, удаляемого при подготовке основания.

$$\nabla_{\text{под}} = 4 - (3 + 1 + 4,92) = -4,92 \text{ м}$$

Таким образом, высота плотины составит:

$$h = 27 - (-4,92) = 31,92 \text{ м}$$

Исходя из условия устойчивости плотины против сдвига по основанию, определяется ширина подошвы плотины B_n^{II} :

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n h}{f \cdot \left(\frac{\gamma_b}{\gamma_e} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.45)$$

где $f = 0,32$ – коэффициент трения для суглинка [6];

$\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надежности по ответственности сооружения, принимаемый в зависимости от класса плотины [1].

Ширина подошвы определяется путем построения графиков функций $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$, точка пересечения которых определяет искомую ширину подошвы плотины. Определена ширина подошвы бетонной плотины $B = 42$ м, при $n = 0,9645$ (рисунок 6.2). Расчет ширины подошвы приведен в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Расчет ширины подошвы плотины

n	B'_n , м	B''_n , м
0,1	23,47	59,85
0,2	23,93	57,00
0,3	24,55	54,41
0,4	25,39	52,04
0,5	26,51	49,88
0,6	28,00	47,88
0,7	30,03	46,04
0,8	32,92	44,33
0,9	37,36	42,75
0,9645	41,77	41,79
1	45,14	41,28
1,1	63,84	39,90

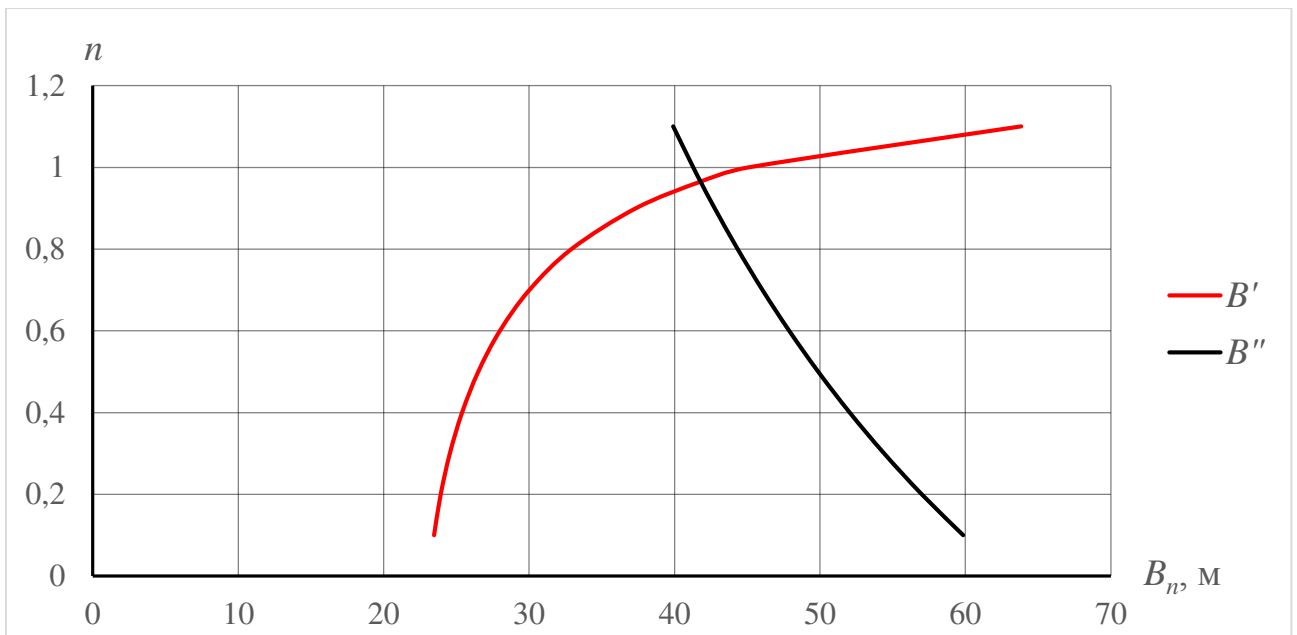


Рисунок 6.2 – Определение ширины подошвы бетонной плотины

Экономический профиль водосливной плотины показан на рисунке 6.3.

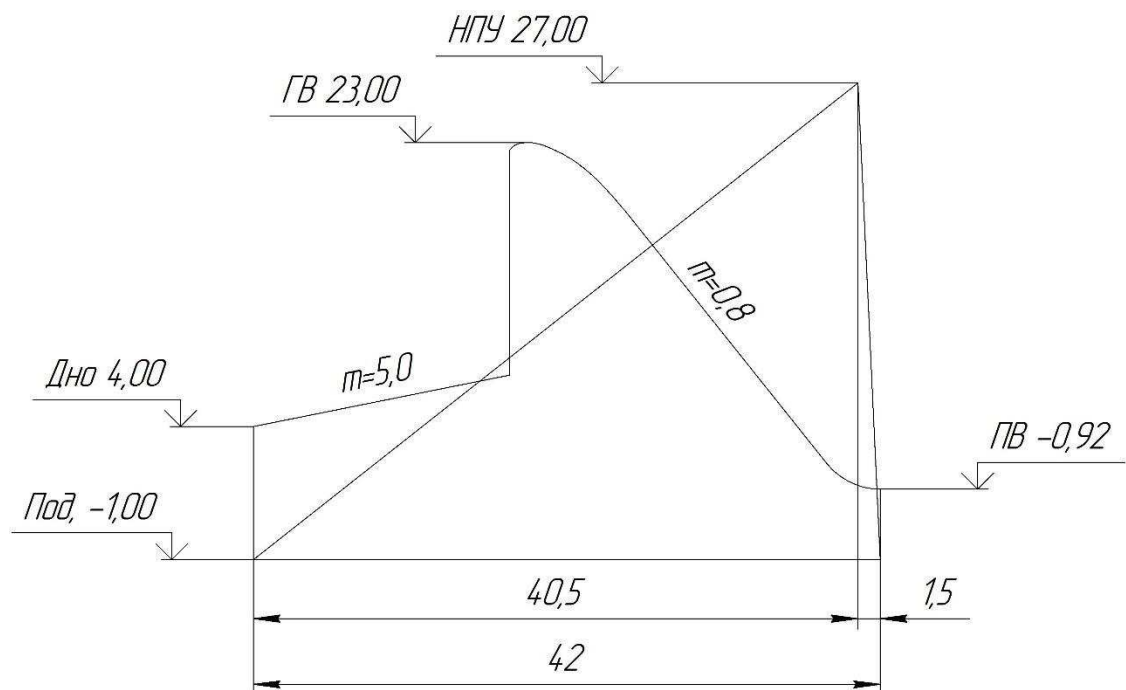


Рисунок 6.3 – Экономический профиль бетонной водосливной плотины на суглинке

Т.к. для размещения аварийно-ремонтного затвора на гребне плотины недостаточно места, необходимо предусмотреть устройство ступеньки на водосливной грани.

6.3.2 Разрезка бетонной плотины швами

При проектировании бетонных плотин на нескальных основаниях предусматривается их разрезка поперечными сквозными межсекционными швами, проходящими по быкам, причем на глинистых и суглинистых основаниях разрезается каждый бык. Швы оборудуются дренажными устройствами.

Таким образом, расстояние между межсекционными швами будет равно ширине пролета водосливной плотины:

$$l_c = b + \delta_o = 16 + 4 = 20 \text{ м}, \quad (6.46)$$

6.3.3 Быки

Предварительно ширина неразрезного быка назначается в зависимости от ширины водосливного отверстия и напора на гребне водослива [6, рисунок 7,30], для проектируемой плотины эта величина равна 2,8 м.

Разрезной бык состоит из двух полубыков, а суммарная толщина разрезного быка больше на 1÷1,5 м чем неразрезного. С учетом этого назначена ширина разрезного быка:

$$\delta_o = 2,8 + 1,2 = 4 \text{ м}, \quad (6.47)$$

Регулирование расхода будет производиться плоскими затворами. Тип затвора определяется согласно графику зависимости ширины пролета от напора на водосливе [7, рисунок 21.11]. Был выбран сдвоенный плоский затвор.

Глубина пазов ремонтного и аварийно-ремонтного затворов принимается 0,8 м. Ширина паза затвора принимается равной 1 м, расстояние между пазами – 1 м. Схематичное изображение быка и его размеры приведены на рисунке 6.4.

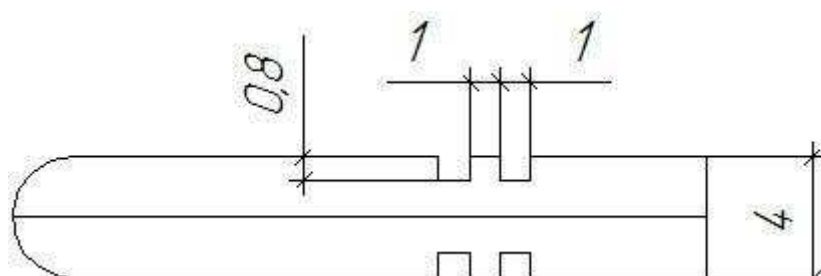


Рисунок 6.4 – Размеры разрезного быка

6.3.4 Устой

Устраивается один разделяющий устой: между водосливной плотиной и зданием ГЭС, а также один сопрягающий устой между бетонной и грунтовой плотиной. Ширина устоя принимается равной ширине полубыка: $b_{уст} = 2$ м.

6.3.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусматриваются смотровые поперечные и продольные галереи, а также продольная дренажная галерея.

Дренажная галерея устраивается на отметке $\nabla -1,92$ м, последующие смотровые галереи устраиваются на отметках $\nabla 8,08$ м и $\nabla 18,08$ м.

Размеры продольной дренажной галереи принимаются 2,5 х 3 м. Размеры продольных смотровых галерей принимаются 2,5 х 2,5 м, размеры поперечных – 1,5 х 2 м.

6.3.6 Дренаж тела бетонной плотины

Вдоль напорной грани предусматривается устройство вертикальных дренажных скважин, имеющих выходы в продольную галерею. Диаметр скважин принят 20 см, расстояние между осями скважин – 3 м.

При выборе расстояния от напорной грани до оси дренажной скважины должно выполняться условие:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{кр, м}}, \quad (6.48)$$

где H_d – напор над расчетным сечением, определяемый по формуле (6.49);
 $I_{кр, м} = 25$ – критический средний градиент напора для бетона плотины.

Напор над расчетным сечением:

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{др.гал.} = 27 - (-1,92) = 28,92 \text{ м}, \quad (6.49)$$

Минимально допустимое расстояние от напорной грани до оси дренажа:

$$a_{др, \min} = \frac{28,92 \cdot 1,2}{25} = 1,39 \text{ м}$$

Принимается расстояние 2 м от напорной грани.

6.4 Основные элементы плотины

6.4.1 Анкерный понур

Анкерный понур устраивается не только для снижения фильтрационного давления, но и для восприятия части сдвигающей силы. Выполняется из железобетонных плит толщиной 0,7 м. Для повышения эффективности анкерного понура устраивается пригруз его слоем суглинка толщиной 2 м.

Длина анкерного понура определяется по формуле:

$$l_{\text{п}} = (1 \div 2,5)H = 1,389 \cdot H = 1,389 \cdot 21,59 = 30 \text{ м}, \quad (6.50)$$

где H – напор на плотину:

$$H = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{\text{min}} = 27,00 - 5,41 = 21,59 \text{ м}, \quad (6.51)$$

где $\nabla \text{УНБ}_{\text{min}} = 5,41 \text{ м}$ – минимальная отметка УНБ при пропуске санитарного расхода $Q_{\text{сан}} = 600 \text{ м}^3/\text{с}$.

6.4.2 Водобой

Водобой выполняется в виде массивной бетонной плиты. Размеры плиты рассчитаны в п.6.2.5. Разрезка плиты водобоя осуществляется на всю длину, по линиям разрезки быков.

В водобойной плите устраивается 6 рядов дренажных колодцев. Диаметр колодца принят 50 см, расстояние между колодцами в ряду принято равным 5 м.

Первый ряд колодцев устраивается на расстоянии $0,25l_{\text{б}}$ от начала водобойной плиты [6]:

$$l_{1\text{БК}} = 0,25l_{\text{б}} = 0,25 \cdot 40 = 10 \text{ м}, \quad (6.52)$$

где $l_{\text{б}} = 40 \text{ м}$ – длина водобойной плиты.

Расстояние между рядами также принимается равным 5 м.

Под плитой водобоя устраивается обратный фильтр-дренаж.

6.4.3 Рисберма и ковш

6.4.3.1 Рисберма

Рисберма выполняется в виде крепления из монолитных бетонных плит, расположенных в шахматном порядке. Дренаж рисбермы осуществляется с помощью колодцев диаметром 0,25 м и на расстоянии друг от друга 5 м [6].

Конструкция рисбермы по течению облегчается за счет уменьшения толщины плит. Плиты рисбермы разделены на 3 ряда. Размеры плит рисбермы первого ряда приняты 12 x 12 м, последующих – 10 x 10 м. Толщина плит первого ряда принята равной половине толщины водобойной плиты [6]:

$$\delta_{p,1} = 0,5 \cdot \delta_6 = 0,5 \cdot 3 = 1,5 \text{ м}, \quad (6.53)$$

Толщина плит второго ряда принята 1 м, третьего – 0,5 м.

6.4.3.2 Ковш

Концевой участок рисбермы выполняется в виде ковша. Откосы и дно ковша выполняются из сборных бетонных плит размером 4 x 4 м.

Глубина ковша относительно $\nabla \text{УНБ}_{\min} = 5,41 \text{ м}$ определяется по формуле:

$$h_k = K_p \sqrt{\frac{q_p}{V_H}} = 1,05 \cdot \sqrt{\frac{15,2}{0,985}} = 4,12 \text{ м}, \quad (6.54)$$

где $K_p = 1,05$ – коэффициент условий размыва [3];

$V_H = 0,985$ м/с – неразмывающая скорость для суглинка при удельном сцеплении $c = 10$ кПа [3];

q_p – удельный расход на рисберме:

$$q_p = \frac{Q_p}{B_p} = \frac{29443}{1936} = 15,2 \text{ м}^2 / \text{с}, \quad (6.55)$$

где B_p – ширина рисбермы:

$$B_p = B + (n-1)\delta_6 = 1552 + (97-1) \cdot 4 = 1936 \text{ м}, \quad (6.56)$$

Критическая глубина на рисберме определяется по формуле:

$$h_{кр,п} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot q_p}{g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 15,2}{9,81}} = 1,19 \text{ м}, \quad (6.57)$$

Длина ковша по дну определяется по формуле:

$$l_{к,д} = (2 \div 5)h_{кр,п} = 2,98h_{кр,п} = 2,723 \cdot 1,19 = 3,28 \text{ м}, \quad (6.58)$$

Длина ковша по дну выбрана таким образом, чтобы обеспечить укладку плит рисбермы.

Дно ковша засыпается слоем мелкого камня толщиной 1м. Уклон верхового откоса принят 1:4, низового – 1:2.

Отметка дна ковша с учетом толщины бетонной плиты равна -0,88 м. Заглубление ковша относительно дна $h_{кд} = 4,88$ м.

С учетом откосов, длина ковша по верху составит:

$$l_{к,в} = l_{к,д} + h_{кд} m_{к,в} + h_{кд} m_{к,н} = 3,28 + 4,12 \cdot 4 + 4,12 \cdot 2 = 28 \text{ м}, \quad (6.59)$$

где $m_{к,в} = 4$ – заложение верхового откоса ковша;

$m_{к,н} = 2$ – заложение низового откоса ковша.

Общая длина рисбермы с ковшом определяется по формуле М.С. Вызго:

$$l_p = \frac{0,4}{n} \cdot h_c'' = \frac{0,4}{0,04} \cdot 7,99 = 79,9 \text{ м}, \quad (6.60)$$

где $n = 0,04$ – коэффициент шероховатости русла реки.

С учетом практики проектирования устройств нижнего бьефа в России, длину рисбермы с ковшом следует назначать не более $2l_g$:

$$l_{р,к} \leq 2 \cdot l_v = 2 \cdot 40 = 80 \text{ м}, \quad (6.61)$$

Принята общая длина рисбермы с ковшом 80 м, тогда длина участка рисбермы составит:

$$l_p = l_{р,к} - l_{к,в} = 80 - 28 = 52 \text{ м}, \quad (6.62)$$

6.5 Определение сокращенного состава нагрузок на плотину для основного сочетания нагрузок и воздействий

Сокращенный состав нагрузок определяется при $\nabla_{НПУ} = 27,00$ м в верхнем бьефе и $\nabla_{УНБ_{\min}} = 5,41$ м при пропуске санитарного расхода $Q_{\text{сан}} = 600$ м³/с.

6.5.1 Вес сооружения и затворов

Вес сооружения определяется с вычетом объема продольной галереи (рисунок 6.5).

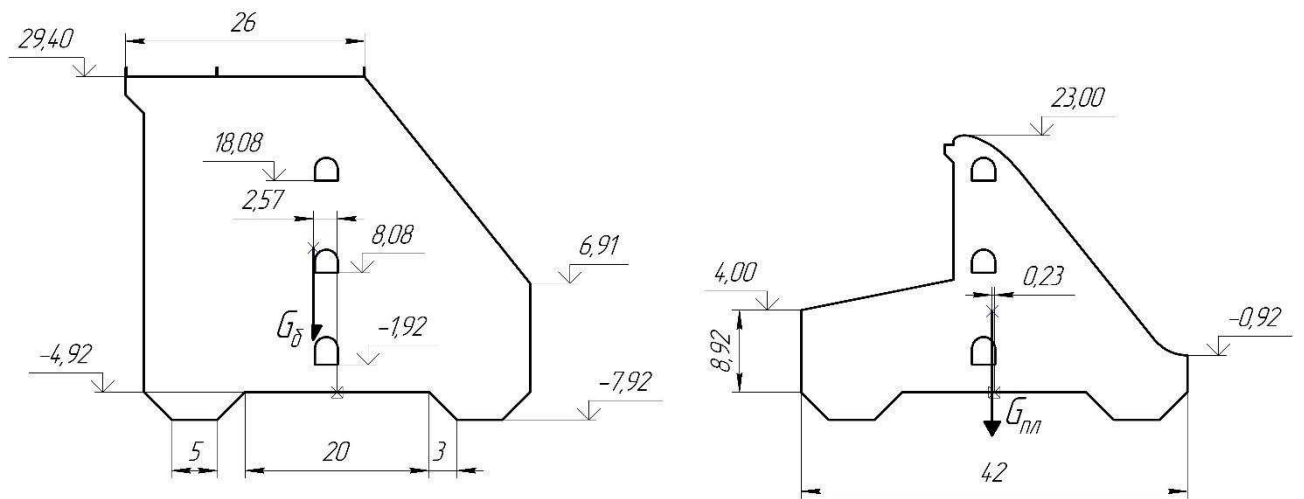


Рисунок 6.5 – Поперечный разрез быка и водосливной плотины

Вес водосливной плотины:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_b}{b + \delta_b} = \frac{584,8 \cdot 16 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{16 + 4} = 11014,82 \text{ кН}, \quad (6.63)$$

где $S_{пл} = 584,8 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения водосливной плотины;
 $\rho_b = 2,4 \text{ т/м}^3$ – плотность бетона.

Плечо силы веса плотины относительно центра расчетного сечения составляет 0,23 м.

Вес быка:

$$G_b = \frac{S_b \cdot \delta_b \cdot g \cdot \rho_b}{b + \delta_b} = \frac{1226,93 \cdot 4 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{16 + 4} = 5777,37 \text{ кН}, \quad (6.64)$$

где $S_b = 1226,93 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения быка.

Плечо силы веса быка относительно центра расчетного сечения составляет 2,57 м.

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

$$Q_3 = 0,055 f \sqrt{f} g = 0,055 \cdot 88 \sqrt{88} \cdot 9,81 = 445,37 \text{ кН}, \quad (6.65)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla_{ФПУ} - \nabla_{ГВ} + 0,5) b = (28 - 23 + 0,5) \cdot 16 = 88 \text{ м}^2, \quad (6.66)$$

Вес затвора приводится к 1 п.м. длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{\delta_6 + q} = \frac{445,37}{4+16} = 22,27 \text{ кН}, \quad (6.67)$$

Плечо силы веса затвора относительно центра расчетного сечения составляет 3,92 м.

6.5.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления со стороны ВБ:

$$T_B = \frac{\rho_B \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 31,92^2}{2} = 4997,64 \text{ кН}, \quad (6.68)$$

где $h_1 = (\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под.}}) = 27 - (-4,92) = 31,92 \text{ м}$.

Со стороны НБ:

$$T_H = \frac{\rho_B \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 10,33^2}{2} = 523,41 \text{ кН}, \quad (6.69)$$

где $h_2 = (\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под.}}) = 5,41 - (-4,92) = 10,33 \text{ м}$.

Плечо силы гидростатического давления относительно центра расчетного сечения со стороны ВБ:

$$t_B = \frac{1}{3} h_1 = \frac{1}{3} \cdot 31,92 = 10,64 \text{ м}, \quad (6.70)$$

Плечо силы гидростатического давления относительно центра расчетного сечения со стороны НБ:

$$t_H = \frac{1}{3} h_2 = \frac{1}{3} \cdot 10,33 = 3,44 \text{ м}, \quad (6.71)$$

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления со стороны ВБ:

$$W_B = \rho_B \cdot g \cdot S_{\text{пр},1} = 1 \cdot 9,81 \cdot 285,09 = 2796,73 \text{ кН}, \quad (6.72)$$

где $S_{\text{пр},1} = 285,09 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения тела давления.

Плечо силы W_B относительно центра расчетного сечения составляет 13,04 м.

Со стороны НБ:

$$W_H = \rho_B \cdot g \cdot S_{пр,2} = 1 \cdot 9,81 \cdot 29,34 = 287,83 \text{ кН}, \quad (6.73)$$

где $S_{пр,2} = 29,34 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения тела давления.

Плечо силы W_H относительно центра расчетного сечения составляет 18,39 м.

6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления определяется по формуле:

$$W_{взв} = \rho_B \cdot g \cdot S_{взв} = 1 \cdot 9,81 \cdot 481,86 = 4727,05 \text{ кН}, \quad (6.74)$$

где $S_{взв} = 481,86 \text{ м}^2$ – площадь эпюры взвешивающего давления.

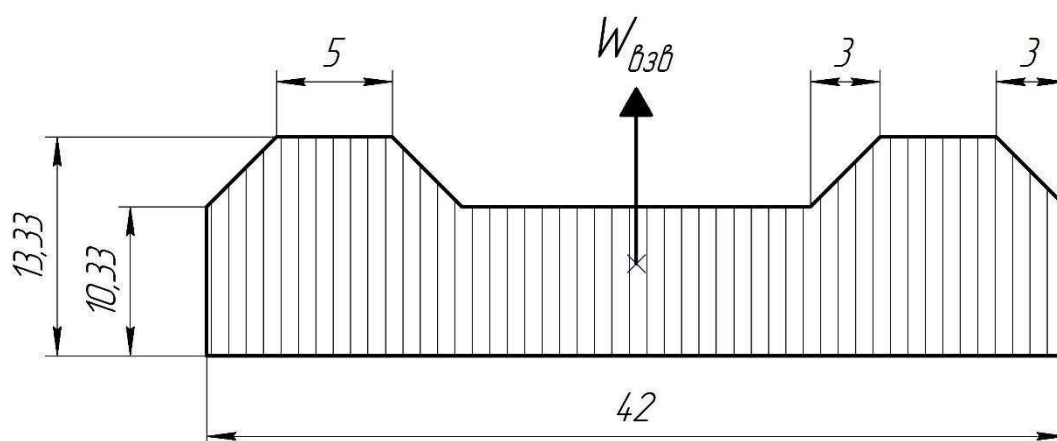


Рисунок 6.6 – Эпюра взвешивающего давления

Плечо силы взвешивающего давления относительно центра расчетного сечения равно нулю.

6.5.4 Сила фильтрационного давления

Построение эпюры фильтрационного давления производится по методу удлинённой контурной линии.

На рисунке 6.7 приведена схема подземного контура к расчету фильтрационного давления.

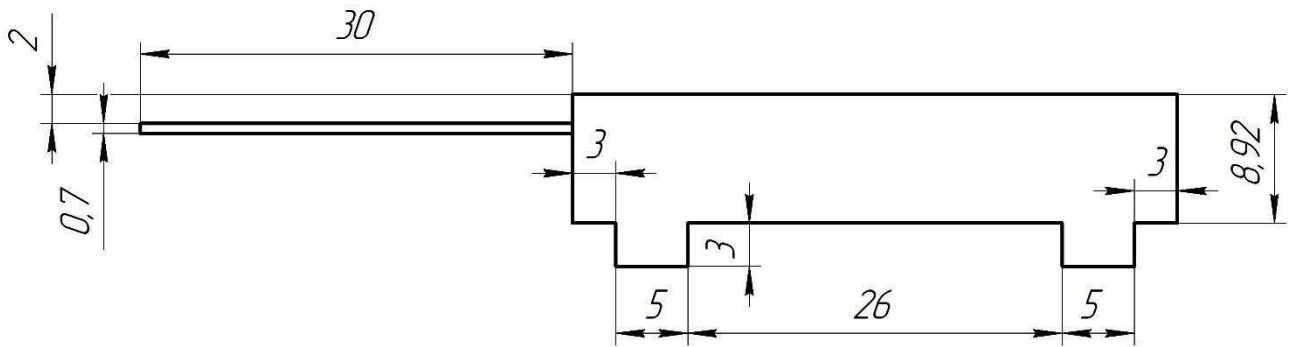


Рисунок 6.7 – Схема к расчету фильтрационного давления

Так как суглинок является естественным водоупором:

$$T_p = T_d = 0$$

При этом среднее расстояние от отдельных горизонтальных участков подземного контура до водоупора также будет равно нулю:

$$T_{cp} = 0$$

Действительная длина пути фильтрации:

$$l_d = 2,7 + 30 + 6,22 + 3 + 3 + 5 + 3 + 26 + 3 + 5 + 3 + 3 + 8,92 = 101,84 \text{ м}$$

Виртуальная длина пути фильтрации:

$$l_v = l_d + 2\lambda_0 = 101,84 + 2 \cdot 0 = 101,84 \text{ м}, \quad (6.75)$$

где λ_0 – величина, обуславливающая дополнительные потери напора на входе фильтрационного потока в основание и на выходе:

$$\lambda_0 = 0,44T_{cp} = 0,44 \cdot 0 = 0, \quad (6.76)$$

Тангенс угла треугольника потерь напора:

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{H}{l_v} = \frac{21,59}{101,84} = 0,212, \quad (6.77)$$

где H – напор на сооружение при основном сочетании нагрузок и воздействий:

$$H = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{\min} = 27 - 5,41 = 21,59 \text{ м}, \quad (6.78)$$

Треугольник потерь напора потока показан на рисунке 6.8.

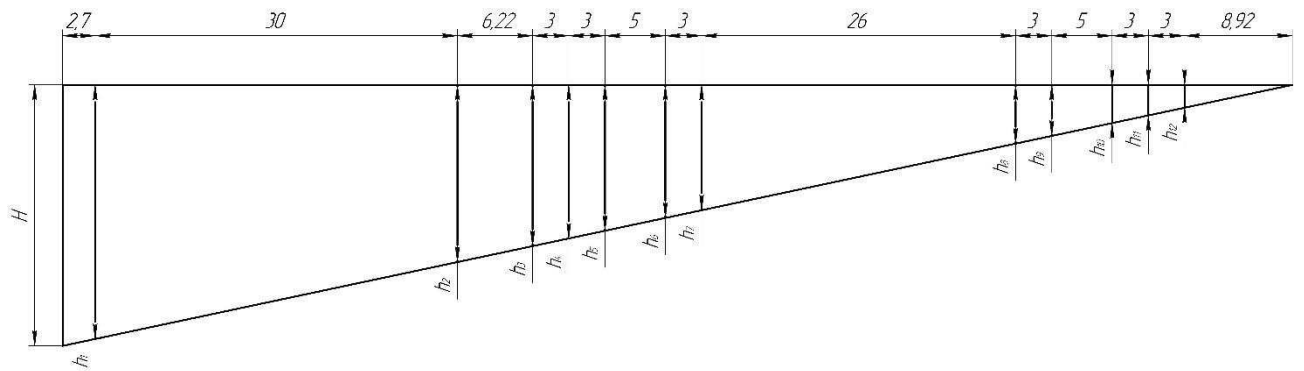


Рисунок 6.8 – Треугольник потерь напора

Напоры фильтрационного потока на пути фильтрации определяются по формулам:

$$h_1 = tg\alpha \cdot l_1 = 0,212 \cdot 99,14 = 21,02 \text{ м}, \quad (6.79)$$

$$h_2 = tg\alpha \cdot l_2 = 0,212 \cdot 69,14 = 14,66 \text{ м}, \quad (6.80)$$

$$h_3 = tg\alpha \cdot l_3 = 0,212 \cdot 62,92 = 13,34 \text{ м}, \quad (6.81)$$

$$h_4 = tg\alpha \cdot l_4 = 0,212 \cdot 59,92 = 12,70 \text{ м}, \quad (6.82)$$

$$h_5 = tg\alpha \cdot l_5 = 0,212 \cdot 56,92 = 12,07 \text{ м}, \quad (6.83)$$

$$h_6 = tg\alpha \cdot l_6 = 0,212 \cdot 51,92 = 11,01 \text{ м}, \quad (6.84)$$

$$h_7 = tg\alpha \cdot l_7 = 0,212 \cdot 48,92 = 10,37 \text{ м}, \quad (6.85)$$

$$h_8 = tg\alpha \cdot l_8 = 0,212 \cdot 22,92 = 4,86 \text{ м}, \quad (6.86)$$

$$h_9 = tg\alpha \cdot l_9 = 0,212 \cdot 19,92 = 4,22 \text{ м}, \quad (6.87)$$

$$h_{10} = tg\alpha \cdot l_{10} = 0,212 \cdot 14,92 = 3,16 \text{ м}, \quad (6.88)$$

$$h_{11} = tg\alpha \cdot l_{11} = 0,212 \cdot 11,92 = 2,53 \text{ м}, \quad (6.89)$$

$$h_{12} = tg\alpha \cdot l_{12} = 0,212 \cdot 8,92 = 1,89 \text{ м}, \quad (6.90)$$

где $l_1, l_2, l_3, l_4, l_5, l_6, l_7, l_8, l_9, l_{10}, l_{11}$ – расстояния от точки выхода фильтрационного потока до соответствующей точки подземного контура:

$$l_1 = l_B - 2,7 = 101,84 - 2,7 = 99,14 \text{ м}, \quad (6.91)$$

$$l_2 = l_1 - 30 = 99,14 - 30 = 69,14 \text{ м}, \quad (6.92)$$

$$l_3 = l_2 - 6,22 = 69,14 - 6,22 = 62,92 \text{ м}, \quad (6.93)$$

$$l_4 = l_3 - 3 = 62,92 - 3 = 59,92 \text{ м}, \quad (6.94)$$

$$l_5 = l_4 - 3 = 59,92 - 3 = 56,92 \text{ м}, \quad (6.95)$$

$$l_6 = l_5 - 5 = 56,92 - 5 = 51,92 \text{ м}, \quad (6.96)$$

$$l_7 = l_6 - 3 = 51,92 - 3 = 48,92 \text{ м}, \quad (6.97)$$

$$l_8 = l_7 - 26 = 48,92 - 26 = 22,92 \text{ м}, \quad (6.98)$$

$$l_9 = l_8 - 3 = 22,92 - 3 = 19,92 \text{ м}, \quad (6.99)$$

$$l_{10} = l_9 - 5 = 19,92 - 5 = 14,92 \text{ м}, \quad (6.100)$$

$$l_{11} = l_{10} - 3 = 14,92 - 3 = 11,92 \text{ м}, \quad (6.101)$$

$$l_{11} = l_{10} - 3 = 11,92 - 3 = 8,92 \text{ м}, \quad (6.102)$$

С помощью полученных значений производится построение эпюры фильтрационного давления. Эпюра фильтрационного давления на подошву плотины приведена на рисунке 6.9.

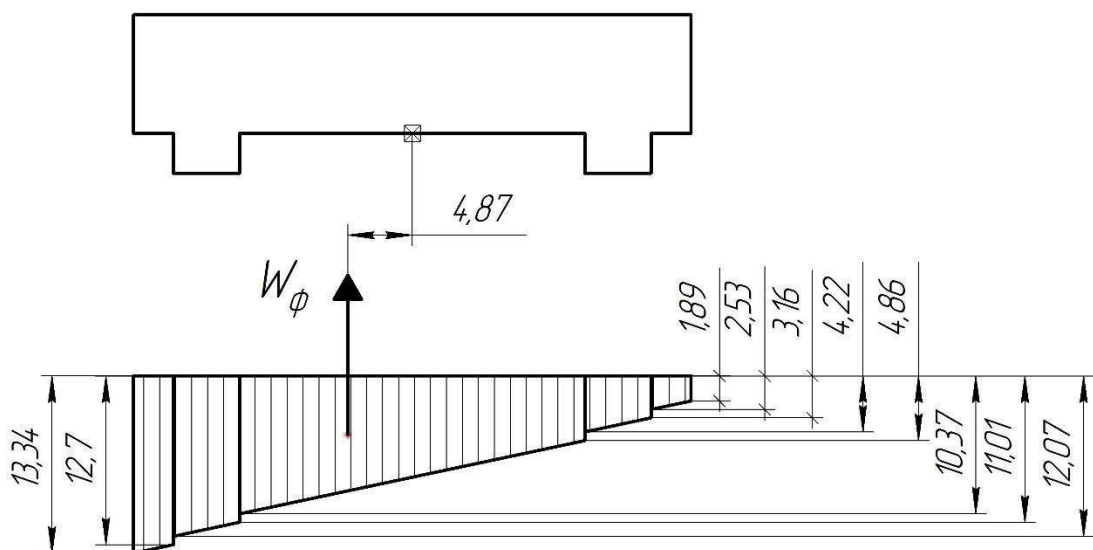


Рисунок 6.9 – Эпюра фильтрационного давления

Сила фильтрационного давления определяется по формуле:

$$W_{\phi} = \rho_{\text{в}} \cdot g \cdot S_{\phi} = 1 \cdot 9,81 \cdot 319,83 = 3137,53 \text{ кН}, \quad (6.103)$$

где $S_{\phi} = 319,83 \text{ м}^2$ – площадь эпюры фильтрационного давления.

Плечо силы фильтрационного давления относительно центра расчетного сечения составляет 4,87 м.

6.5.5 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления определяется по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \rho_{\text{в}} g h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.104)$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1% - обеспеченности.

Величина h_0 определяется по формуле:

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,964}{10,48} = 0,289 \text{ м}, \quad (6.105)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,964 \cdot \left(\frac{10,48}{3,14} + \frac{0,289}{2} \right) = 16,46 \text{ кН}$$

Линия действия равнодействующей силы волнового давления лежит ниже НПУ на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{10,48}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,964 = 0,6 \text{ м}, \quad (6.106)$$

Эпюру волнового давления можно представить в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена на $1,1h_{1\%} = 1,1 \cdot 0,964 = 1,06 \text{ м}$ над ∇ НПУ, а другая ниже ∇ НПУ на $8h_{1\%} = 8 \cdot 0,964 = 7,71 \text{ м}$.

Высота треугольника определяется геометрически:

$$W_{\text{волн}} = (S_1 + S_2)\gamma_B = \left(\frac{1}{2} \cdot 1,1h_{1\%} \cdot x + \frac{1}{2} \cdot 8h_{1\%} \cdot x\right) \cdot \gamma_B = \left(\frac{1}{2} \cdot 1,06 \cdot x + \frac{1}{2} \cdot 7,71 \cdot x\right) \cdot 9,81 = 43x, \quad (6.107)$$

где x – высота эпюры волнового давления.

Отсюда:

$$x = \frac{W_{\text{волн}}}{43} = \frac{16,46}{43} = 0,38 \text{ м}, \quad (6.108)$$

Эпюра волнового давления показана на рисунке 6.10.

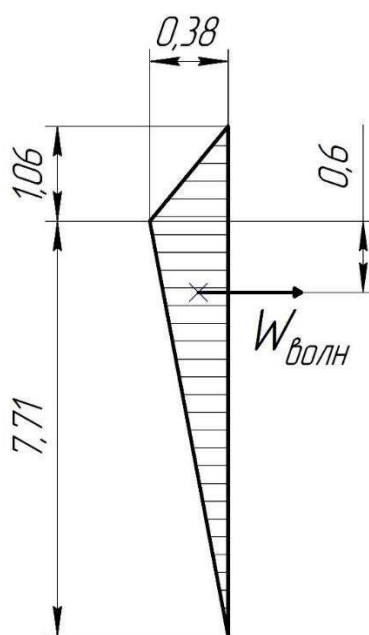


Рисунок 6.10 – Эпюра волнового давления

Плечо силы волнового давления относительно центра расчетного сечения составляет 27,32 м.

6.5.6 Давление грунта

Грунт, оказывающий давление на плотину со стороны ВБ состоит из слоя песчаных наносов толщиной 1 м, слоя суглинка сверху плиты понура толщиной 2 метра, а также слоя суглинка толщиной 6,22 метра, пригруженного плитой понура толщиной 0,7 м. Со стороны НБ давление оказывает слой суглинка толщиной 1 м, пригруженный плитой водобоя.

Давление наносов определяется по формуле:

$$p_n = \gamma_n h_n \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_n}{2} \right) = 11 \cdot 1 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{25^\circ}{2} \right) = 4,46 \text{ кПа}, \quad (6.109)$$

где γ_n – удельный вес грунта наноса во взвешенном состоянии;
 $\varphi_n = 25^\circ$ – угол внутреннего трения среднего песка;
 $h_n = 1 \text{ м}$ – толщина слоя наносов.

Удельный вес грунта наносов во взвешенном состоянии рассчитывается по формуле:

$$\gamma_n = \gamma_c - (1 - n_0) \gamma_b = 16,5 - (1 - 0,45) \cdot 10 = 11 \text{ кН/м}^3, \quad (6.110)$$

где $\gamma_c = 16,5 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес среднего песка при естественной влажности;
 $n_0 = 0,45$ – пористость среднего песка.

Равнодействующая сила давления наносов в расчете на 1 п.м.:

$$E_n = \frac{p_n h_n}{2} = \frac{4,46 \cdot 1}{2} = 2,23 \text{ кН}, \quad (6.111)$$

Вертикальная составляющая давления наносов на фундаментную плиту:

$$E_{n,пр} = S_{n,пр} \cdot \gamma_n = 2,5 \cdot 11 = 27,5 \text{ кН}, \quad (6.112)$$

где $E_{n,пр} = 2,5 \text{ м}^2$ – площадь тела давления.

Активное давление суглинка в точке его контакта со слоем наносов:

$$p'_{гр,1} = \gamma_n h_n \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2c \cdot \operatorname{tg} \left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.113)$$

где $\varphi_{гр} = 29^\circ$ – угол внутреннего трения водонасыщенного гравийно-песчаного грунта;

$c = 10 \text{ кПа}$ – сцепление суглинка.

$$p'_{гр,1} = 11 \cdot 1 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{29^\circ}{2} \right) - 2 \cdot 10 \cdot \operatorname{tg} \left(45^\circ - \frac{29^\circ}{2} \right) = 0,$$

Давление суглинка на нижней границе, в точке его контакта с понуром:

$$p''_{гр,1} = (\gamma_n h_n + \gamma_{гр}^{сзс} \cdot h_{гр,1}) \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2c \cdot tg \left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.114)$$

где $h_{гр,1} = 2$ м – толщина слоя суглинка над плитой понура;

$\gamma_{гр}^{сзс}$ – удельный вес суглинка во взвешенном состоянии:

$$\gamma_{гр}^{сзс} = \gamma_c - (1 - n_0) \gamma_b = 17 - (1 - 0,45) \cdot 10 = 11,5 \text{ кН/м}^3, \quad (6.115)$$

где $\gamma_c = 17$ кН/м³ – удельный вес суглинка при естественной влажности;
 $n_0 = 0,45$ – пористость суглинка.

$$p''_{гр,1} = (11 \cdot 1 + 11,5 \cdot 2) \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{29^\circ}{2} \right) - 2 \cdot 10 \cdot tg \left(45^\circ - \frac{29^\circ}{2} \right) = 0$$

В точке контакта нижнего слоя суглинка с понуром действуют наносы, слой суглинка над понуром и вес плиты понура:

$$p'_{гр,2} = (\gamma_n h_n + \gamma_{гр}^{сзс} h_{гр,1} + \gamma_\sigma h_{пон}) \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2c \cdot tg \left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.116)$$

где $h_{пон} = 0,7$ м – толщина плиты понура.

$$p'_{гр,2} = (11 \cdot 1 + 11,5 \cdot 2 + 24 \cdot 0,7) \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{29^\circ}{2} \right) - 2 \cdot 10 \cdot tg \left(45^\circ - \frac{29^\circ}{2} \right) = 5,84 \text{ кПа}$$

В точке на нижней границе слоя суглинка, где действуют все слои грунта, вес плиты понура и вес наносов:

$$p''_{гр,2} = (\gamma_n h_n + \gamma_{гр}^{сзс} \cdot h_{гр,1} + \gamma_\sigma h_{пон} + \gamma_{гр}^{сзс} \cdot h_{гр,2}) \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2c \cdot tg \left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.117)$$

где $h_{гр,2} = 6,22$ м – толщина слоя суглинка под плитой понура;

$$p''_{гр,2} = (11 \cdot 1 + 11,5 \cdot 2 + 24 \cdot 0,7 + 11,5 \cdot 6,22) \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{29^\circ}{2} \right) - 2 \cdot 10 \cdot tg \left(45^\circ - \frac{29^\circ}{2} \right) = 30,66 \text{ кПа}$$

Равнодействующая активного давления грунта:

$$E_a = \frac{p'_{гр,1} + p''_{гр,1}}{2} \cdot h_{гр,1} + \frac{p'_{гр,2} + p''_{гр,2}}{2} \cdot h_{гр,2} = \frac{0}{2} \cdot 2 + \frac{5,84 + 30,66}{2} \cdot 2,3 = 113,52 \text{ кН}$$

Эпюра давления грунтов со стороны ВБ показана на рисунке 6.11.

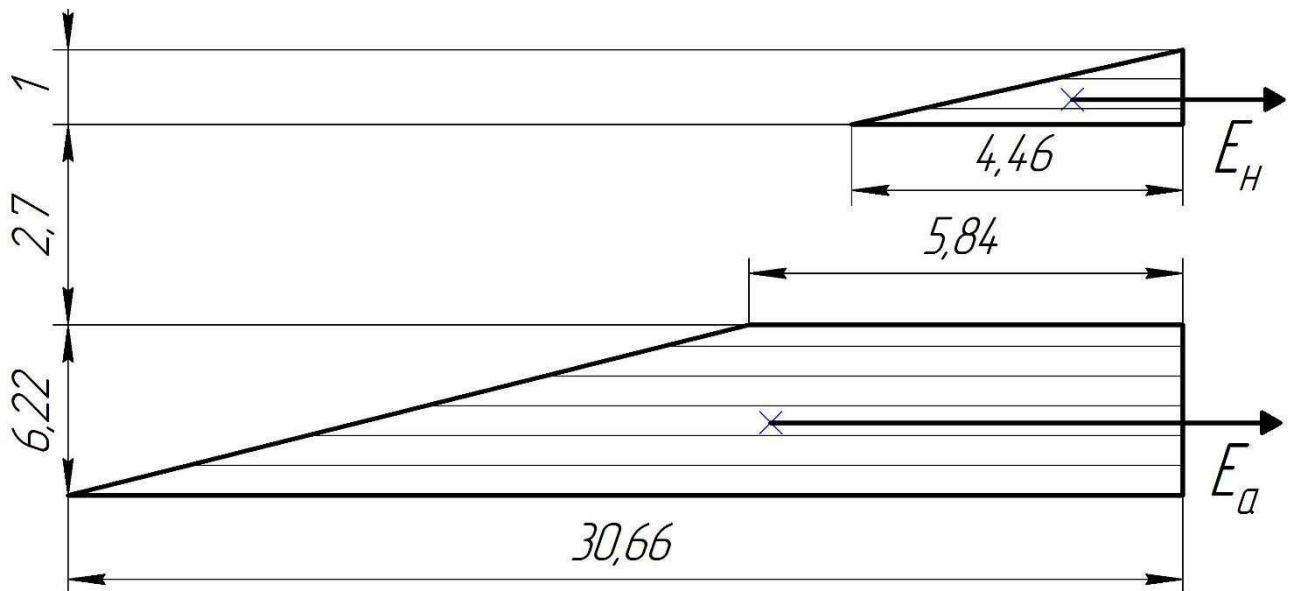


Рисунок 6.11 – Эпюра давления грунтов со стороны ВБ

Плечо силы давления наносов относительно центра расчетного сечения составляет 9,25 м, активного давления грунта – 2,41 м, пригруза наносов – 19,33 м

Пассивное давление грунта со стороны НБ определяется аналогичным образом.

Под водобойной плитой:

$$p'_п = \gamma_{бет} h_{пл} \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) + 2c \cdot \operatorname{tg} \left(45^\circ + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.118)$$

где $\gamma_{бет} = 24 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес бетона;

$\varphi_{гр} = 29^\circ$ – угол внутреннего трения водонасыщенного суглинка;

$h_{пл} = 3 \text{ м}$ – толщина водобойной плиты;

$c = 10$ – сцепление суглинка.

$$p'_п = 24 \cdot 3 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ + \frac{29^\circ}{2} \right) + 2 \cdot 10 \cdot \operatorname{tg} \left(45^\circ + \frac{29^\circ}{2} \right) = 241,55 \text{ кПа}$$

На уровне подошвы плотины:

$$p'' = (\gamma_{\text{бет}} h_{\text{пл}} + \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{гр}}) \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) + 2c \cdot \text{tg} \left(45^\circ + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right), \quad (6.119)$$

где $h_{\text{гр}} = 1$ м – толщина слоя суглинка под водобойной плитой;

$\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} = 11,5$ кН/м³ – удельный вес суглинка во взвешенном состоянии.

$$p'' = (24 \cdot 3 + 11,5 \cdot 1) \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ + \frac{29^\circ}{2} \right) + 2 \cdot 10 \cdot \text{tg} \left(45^\circ + \frac{29^\circ}{2} \right) = 274,4 \text{ кПа}$$

Равнодействующая пассивного давления грунта со стороны НБ:

$$E_{\text{п}} = \frac{p'_{\text{п}} + p''_{\text{п}}}{2} \cdot h_{\text{гр}} = \frac{241,55 + 274,4}{2} \cdot 1 = 257,98 \text{ кН}, \quad (6.120)$$

Эпюра пассивного давления грунта показана на рисунке 6.12.

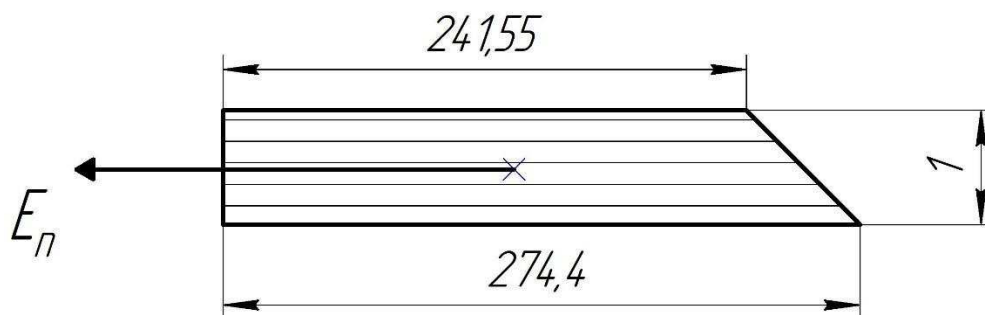


Рисунок 6.12 – Эпюра пассивного давления грунта со стороны НБ

Плечо силы пассивного давления грунта относительно центра расчетного сечения составляет 0,49 м.

6.5.7 Расчет прочности плотины

Расчет прочности бетонной плотины проводится по методу предельных состояний первой группы. В результате расчета определяются напряжения на гранях плотины, сравниваемые с критериями прочности.

В расчёте плотины сжимающие напряжения принимаются со знаком «−», а 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 6.3 приведены действующие силы, их моменты и плечи.

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Для основного сочетания нагрузок и воздействий		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
T _В	1	→	4997,61	10,64	53174,53
T _Н	1	←	523,36	3,44	-1800,37
W _В	1	↓	2796,73	13,04	-36469,40
W _Н	1	↓	287,83	18,39	5293,11
G _{пл}	0,95	↓	10464,08	0,23	-2406,74
G _б	0,95	↓	5488,50	2,57	-14105,44
W _{взв}	1	↑	4727,05	0,00	0,00
W _ф	1	↑	3137,53	4,87	15279,78
E _н	1,2	→	2,68	9,25	24,75
E _{н, пр}	0,9	↓	24,75	19,33	-478,42
E _а	1,2	→	136,22	2,41	328,30
E _п	0,8	←	206,38	0,49	-101,13
W _{волн}	1	→	16,46	27,32	449,69
q _з	0,9	↓	20,04	3,92	-78,57
			$\Sigma \uparrow \downarrow = 11217,36$ кН		$\Sigma M = 19110,1$ кНм

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 верховой грани:

Нормальное напряжение, действующее по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6 \sum M}{B^2} = -\frac{11217,36}{42} + \frac{6 \cdot 19110,1}{42^2} = -202,08 \text{ кПа}, \quad (6.121)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

$\sum M$ – сумма моментов всех сил относительно середины подошвы;

B – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение, действующее по вертикальной площадке:

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_b \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = \\ &= -202,08 \cdot 0 - 10 \cdot 31,92 \cdot (1 - 0) = -319,2 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (6.122)$$

где $m_u = 0$ – заложение верховой грани в расчетном сечении;

$H_d^u = 31,92$ м – напор над расчетным сечением со стороны ВБ.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_b \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 28 - 202,08) \cdot 0 = 0, \quad (6.123)$$

Главное минимальное сжимающее напряжение:

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_b H_d^u m_u^2 = \\ &= -202,08 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 31,92 \cdot 0 = -202,08 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.124)$$

Главное максимальное сжимающее напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_b \cdot H_d^u = -10 \cdot 31,92 = -319,2, \text{ кН/м}^2, \quad (6.125)$$

Для низовой грани:

Нормальное напряжение, действующее по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6 \sum M}{B^2} = -\frac{11217,36}{42} - \frac{6 \cdot 191101}{42^2} = -332,08 \text{ кПа}, \quad (6.126)$$

Нормальное напряжение, действующее по вертикальной площадке:

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_b \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \\ &= -332,08 \cdot 0 - 10 \cdot 10,33 \cdot (1 - 0) = -103,3 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (6.127)$$

где $m_t = 0$ – заложение низовой грани в расчетном сечении;

$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под.}} = 5,41 - (-4,92) = 10,33 \text{ м}$ – напор над расчетным сечением со стороны НБ.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_b \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 10,33 - 332,08) \cdot 0 = 0, \quad (6.128)$$

Главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_b H_d^t \cdot m_t^2, \quad (6.129)$$

$$\sigma_3^t = -332,08 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 10,33 \cdot 0 = -332,08 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_b H_d^t = -10 \cdot 10,33 = -103,3 \text{ кН/м}^2, \quad (6.130)$$

Краевые напряжения на гранях плотины приведены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Краевые напряжения на гранях плотины

Грань	Напряжение	Значение
Верховая	σ_y^u	-202,08
	σ_x^u	-319,20
	τ_{xy}^u	0,00
	σ_1^u	-202,08
	σ_3^u	-319,20
Низовая	σ_y^t	-332,08
	σ_x^t	-103,30
	τ_{xy}^t	0,00
	σ_1^t	-103,30
	σ_3^t	-332,08

6.5.8 Критерии прочности плотины

Необходимо проверить соблюдение критериев прочности:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.131)$$

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надежности сооружения;

$\gamma_{lc} = 1,0$ – коэффициент сочетания нагрузок и воздействий в период нормальной эксплуатации сооружения;

$\gamma_{cd} = 0,9$ – коэффициент условий работы для основного сочетания нагрузок и воздействий;

В проекте назначается бетон класса В20.

Проверка по прочности на сжатие по формуле (6.131):

$$1,2 \cdot 1,0 \cdot |-332,08| \leq 0,9 \cdot 20000$$

$398,5 < 18000$, условие (6.131) выполняется

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

$$\sigma'_y < 0, \quad (6.132)$$

$-202,08 < 0$, условие выполняется.

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_b \cdot H_d^u, \quad (6.133)$$

$$|-202,08| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 31,92$$

$202,08 > 79,8$ – условие выполняется.

Все условия выполнены – сооружение удовлетворяет условиям прочности.

6.5.9 Расчет устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин определяется несущей способностью основания. Плотины рассчитываются на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

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

$$\frac{R\gamma_{cd}}{F\gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.134)$$

где R – расчетное значение обобщенной несущей способности;

F – сдвигающая сила.

Величина обобщенной несущей способности:

$$R = (G_{пл} + G_b + q_3 + W_b + W_n - W_{взв} - W_{\phi} + E_{н,пр}) \cdot tg\varphi + E_n \cdot \gamma'_c + c\omega, \quad (6.135)$$

где $\gamma'_c = 0,7$ – коэффициент условия работы для пассивного давления грунта;

$\omega = B \cdot 1 = 42$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины при расчете на 1 п.м.

$$R = (10464,08 + 5488,5 + 20 + 2796,73 + 287,83 - 4727,05 - 3137,53 + 24,75) \cdot \operatorname{tg} 29^\circ + 206,38 \cdot 0,7 + 10 \cdot 42 = 6782,2 \text{ кН}$$

Величина сдвигающей силы:

$$F = T_{\text{в}} - T_{\text{н}} + E_{\text{н}} + E_{\text{а}} + W_{\text{волн}}, \quad (6.136)$$

$$F = 4997,61 - 523,36 + 2,68 + 136,22 + 16,46 = 4629,61 \text{ кН}$$

Проверка условия (6.134) на сдвиг по основанию:

$$\frac{6782,2 \cdot 0,9}{4629,61 \cdot 1} \geq 1,2$$

$1,318 > 1,2$ – условие выполняется.

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

6.6 Проектирование грунтовой плотины

Для возведения правобережной глухой грунтовой плотины будут использоваться песок и суглинок, имеющиеся в створе проектируемого гидроузла.

Тело грунтовой плотины выполняется из песка. Крутизна верхового и низового откосов принимается 1:3 [8]. Высота грунтовой плотины составляет:

$$h_{\text{ГП}} = \nabla_{\text{ГП}} - \nabla_{\text{под.ГП}} = 29,4 - (-4,92) = 34,32 \text{ м}, \quad (6.137)$$

где $\nabla_{\text{под.ГП}} = -4,92 \text{ м}$ – отметка подошвы грунтовой плотины.

Ширина подошвы грунтовой плотины определяется по формуле:

$$B_{\text{ГП}} = b_{\text{ГП}} + 2 \cdot m \cdot h_{\text{ГП}} = 26 + 2 \cdot 3 \cdot 34,32 = 231,92 \text{ м}, \quad (6.138)$$

где $b_{\text{ГП}} = 26 \text{ м}$ – ширина гребня плотины.

В теле грунтовой плотины устраивается ядро из суглинка. Ширина ядра по гребню составляет 20% от ширины гребня [8]:

$$a_{\text{гр}} = 0,2 \cdot b_{\text{ГП}} = 0,2 \cdot 26 = 5,2 \text{ м}, \quad (6.139)$$

Ширина ядра по подошве плотины назначается такой, чтобы градиенты напора фильтрационного потока удовлетворяли критерию фильтрационной прочности. Принята ширина ядра по подошве грунтовой плотины 35% от ширины гребня [8]:

$$a_{\text{под}} = 0,35 \cdot b_{\text{ГП}} = 0,35 \cdot 26 = 9,1 \text{ м}, \quad (6.140)$$

Между песчаным телом грунтовой плотины и ядром из суглинка устраиваются переходные зоны с обеих сторон и толщиной 3 м [8].

Крепление верхового откоса осуществляется бетонными плитами, низового – посевами трав.

На низовой грани устраиваются 4 бермы на отметках $\nabla 8,00 \text{ м}$, $\nabla 14,00 \text{ м}$, $\nabla 20,00 \text{ м}$ и $\nabla 26,00 \text{ м}$. Ширина берм назначается 3 м.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС могут быть катастрофическими не только для региона, но и для всего государства. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы эксплуатации по обеспечению безопасности ГТС регулируется Федеральным законом «О безопасности гидротехнических сооружений». Одним из основных требований является соблюдение декларации безопасности ГТС, состав которой определяется специальным Положением, утвержденным Правительством РФ.

Наибольшая нагрузка и ответственность за обеспечение безопасности ГТС лежит на собственнике гидроэлектростанции. Гидротехнические сооружения ГЭС должны быть оснащены специальной контрольно-измерительной аппаратурой (КИА) в соответствии с проектом, и в состав эксплуатационного персонала должны входить специальные подразделения, задача которых – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей. На небольших ГЭС натурные наблюдения проводит группы, входящие в состав одного из эксплуатационных подразделений, либо наблюдения ведет специализированная организация.

7.2 Техника безопасности

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

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

Отступления от требований вышеперечисленных правил как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности и производственной санитарии при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению и снижению производственного травматизма и заболеваемости.

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности и производственной санитарии персоналом гидроэлектростанций осуществляют органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

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

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

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

При выполнении работ по эксплуатационному обслуживанию, ремонту, наладке и испытаниям гидротурбинного оборудования, электрического оборудования, механического оборудования ГТС и ГТС ГЭС должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой области деятельности, Стандарта, стандартов организации (инструкций) гидроэлектростанций.

Работы на гидротурбинном, электрическом, механическом оборудовании и на ГТС, требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, проводятся по нарядам-допускам и распоряжениям. Работы, не требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, могут выполняться по распоряжению.

В инструкции ГЭС должны быть включены требования к мерам безопасности, безопасной организации работ и охране труда при работах:

- по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование;
- по эксплуатации ГТС;
- по техническому обслуживанию бетонных ГТС;
- по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов;
- по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений;
- по расчистке водных объектов и сооружений от сора;
- по пропуску половодных и паводковых расходов воды через сооружения;
- по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа;
- по расчистке водохранилищ от наносов;
- на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период;
- на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы);
- по обслуживанию иных объектов ГЭС.

На ГЭС должны быть разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

Рабочие инструкции по охране труда должны быть разработаны для всех подразделений.

7.3 Противопожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в «Правилах пожарной безопасности для энергетических предприятий» РД 153-34.0-03.301-2000, утвержденных РАО «ЕЭС России» и согласованных с ГУГПС МВД России».

При проектировании ГЭС в соответствии с нормативными требованиями должны быть определены категории зданий и сооружений по взрывопожарной опасности, а также разработаны мероприятия по оснащению помещений и оборудования средствами автоматической пожарной сигнализации (ПС) и средствами автоматического пожаротушения (АПТ).

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;
- проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

7.2.1 Объекты водяного пожаротушения

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

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

Наиболее опасное в пожарном отношении оборудование Северодвинской ГЭС (гидрогенераторы, блочные трансформаторы, кабельные сооружения) оборудуется станционными установками пожаротушения с автоматическим и дистанционным пуском.

Система пожаротушения генератора запускается автоматически при срабатывании продольной дифференциальной защиты либо вручную с агрегатного щита управления.

Система пожаротушения блочного трансформатора запускается автоматически при срабатывании одной из защит: продольной дифференциальной защиты, газовой защиты, либо вручную с блочного щита управления.

Пожаротушение кабельных сооружений запускается автоматически при срабатывании дымовой сигнализации либо вручную с кнопочных постов, расположенных непосредственно рядом с пожарными задвижками.

Каждый объект ГЭС оборудуется системой пожарной сигнализации.

7.4 Мероприятия по охране 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 направлены на охрану атмосферного воздуха, водных объектов, земельных ресурсов, объектов животного мира и осуществляются в соответствии со следующими основными законодательными и нормативными документами:

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

- Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001;
- Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006;
- Лесной кодекс РФ № 200- ФЗ от 04.12.2006;
- ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999;
- Федеральный закон об отходах производства и потребления № 89-ФЗ от 24.06.1998;
- Федеральный закон «О животном мире» № 52 ФЗ от 13.12.1996;

Водоохранные мероприятия разбиты на три группы:

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

7.5 Воздействия гидротехнических станций на природную среду в строительный период

Воздействия на среду, оказываемые в строительный период могут быть подразделены на две основные группы: 1) выявляемые и планируемые на стадии проектирования; 2) плохо определяемые и неопределенные, проявляющиеся непосредственно в ходе строительства. Первую группу составляют детерминированные антропогенные изменения и отнесенные условно к первому уровню. Все эти изменения прогнозируемы с той или иной степенью точности, которая определяется на основе исходной информации. В проекте ГЭС обычно удается установить направленность и закономерность основных абиотических факторов (затопление земель, изменение влажности, температуры воды и др.) для рассматриваемого климатического района.

Одним из видов воздействия на водные объекты является тепловое загрязнение, связанное с характером выполняемых работ, механизмами, сбросами теплых вод от всех служб промышленной базы строительства. Для предупреждения подобных загрязнений требуется, чтобы строительно-монтажные работы велись наиболее прогрессивными методами, устраняющими попадание или утечку загрязняющих веществ. необходимо создавать отстойные пруды и другие мероприятия, чтобы помещать проникновения в водотоки загрязненной воды, особенно от бетонных заводов.

Нормативы, касающиеся устранения загрязнения воздуха требуют, чтобы строители не применяли оборудование и машины, выделяющие чрезмерное количество выхлопных газов. При изготовлении, хранении и укладке заполнителя для бетона, выгрузке и хранении цемента необходимы меры по снижению попадания в атмосферу пыли, содержание которой должно поддерживаться на предельно низком уровне. Сжигание удаленной растительности и горючих отработанных материалов можно производить только с разрешения соответствующих органов.

В некоторых случаях при выполнении строительных работ возникают непредвиденные пиковые загрязнения воды и атмосферы, которые хотя и носят временный характер, но могут привести к неблагоприятным последствиям. Непредвиденные воздействия должны быть устранены в наикратчайшие сроки, чтобы избежать существенных изменений в экосистеме водотока и побережья.

Изменение качества воды, атмосферы, почвы могут происходить из-за недочета местных условий, недостаточного обоснования проекта, или отклонения строительных работ от проекта.

7.6 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 очистку от древесно-кустарниковой растительности производят на территории сработки водохранилища от НПУ до отметки на 2 м ниже УМО 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.

7.7 Водоохранная зона

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.

7.7.1 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции

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.

План мероприятий по охране окружающей среды представлен в таблице Д.1 приложения Д.

8 Технико-экономические показатели

8.1 Определение объёмов генерации производства

Выручка от реализации электроэнергии формируется исходя из тарифа на электроэнергию и объема реализованной электроэнергии, учитывая затраты на собственные нужды. Оценка объёмов продаж представлена в таблице 8.1

Таблица 8.1 – Оценка объёмов продаж в первые годы выпуска электроэнергии

Наименование	2021	2022	2023	2024
Установленная мощность, МВт	320	480	480	480
Число часов установленной мощности, час	7 292,00	7 292,00	7 292,00	7 292,00
Выработка электроэнергии, млрд. кВт·ч	2, 333	3, 500	3, 500	3, 500
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	2	2	2	2
Расход электроэнергии на собственные нужды, млрд. кВт·ч	46 668,8 0	70 003,20	70 003,20	70 003,20
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	2, 286	3, 430	3, 430	3, 430
Тариф на электроэнергию, руб/МВт·ч	1 232,00	1 271,00	1 309,00	1 346,00

Показатели выручки в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Выручка и НДС к выручке в первые годы эксплуатации

Наименование	2021	2022	2023	2024
Выручка от реализации электроэнергии, руб	234 775 176,53	363 310 774,40	374 172 937,60	384 749 254,40
НДС к выручке руб	35 813 162,52	55 420 287,62	57 077 227,77	58 690 564,23

Проект начинает приносить доход еще до конца строительства, начиная с 2020 года выручка начинает резко расти. После окончания строительства и выхода Северодвинской ГЭС на проектную мощность, рост выручки начинает постепенно замедляться.

8.2 Текущие расходы по гидроузлу

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. №92) с учетом реализованной электроэнергии.

Структура текущих расходов формируется в соответствии с заданной производственной программой.

Переменные расходы определяются исходя из произведения норматива переменных расходов определенного вида на соответствующий стоимостной или натуральный объем.

Постоянные расходы рассчитываются отдельно для каждого интервала планирования и не пропорциональны объему продаж или производства.

Расходы рассчитывались для каждого из рассматриваемых вариантов.

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 и средней ставки амортизационных отчислений 2,5 % в год.

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. Эксплуатационные расходы в первые годы эксплуатации представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, руб./МВт	Величина, млн.руб.
Фонд оплаты труда	255200	68,558
Прочие расходы	274000	74,239
Итого	529200	142,797

Исходя из величины инвестиций, определяем отчисления на ремонт основных производственных фондов. Удельные значения расходов в процентах представлены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – 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 исходя из тарифов (без НДС) на первый квартал 2022 года, таблица 8.5.

Таблица 8.5 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн. руб.
ОАО "СО - ЕЭС"	135380 руб./МВт	64,98
НП АТС (администратор торговой системы)	1,097 руб./МВт ч	4,55
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,318 руб./МВт ч	1,32
Итого		70,85

Таблица 8.6 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы производства электроэнергии

Наименование	млн. руб.	
	2022	2023
Амортизационные отчисления	370,6	375,00
Расходы на страхование	11,95	41,09
Эксплуатационные расходы	254,02	254,02
Расходы на ремонт производственных фондов	0,49	2,58
Расходы на услуги регулирующих компаний	70,85	70,85
Налог на воду	34,85	36,33
Итого	742,76	779,85

Структура текущих затрат представлена на рисунке 8.1.



Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат, %

8.7.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы это - расходы в результате установления налоговых льгот, предусмотренных законом. После завершения строительства данные 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 при отсутствии льгот за период с 2022 по 2024 годы приведены в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Налоговые расходы

Наименование	2022	2023	2024
Налог на прибыль	546,70	782,51	815,35
НДС	711,11	849,58	873,86
Взносы в социальные фонды	118,50	61,87	56,78
Налог на имущество	153,64	144,15	134,98

млн. руб.

8.7.4 Оценка суммы прибыли

Основной формой, которая показывает производственную деятельность Северодвинской ГЭС по производству электроэнергии, является “Отчет о прибылях и убытках”. 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. №92).

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто)	4 592,41	4 731,45	4 866,01	4 993,49
Текущие расходы	742,72	779,85	812,72	846,72
ЕВИТ (прибыль до налогообложения)	3 849,65	3 951,61	4 053,29	4 146,76

млн. руб.

Продолжение таблицы 8.8

	млн. руб.			
Наименование	2022	2023	2024	2025
Скорректированный налог на прибыль	769,93	790,32	810,66	829,35
НОПАТ (чистая прибыль)	3 079,76	3 161,28	3 242,63	3 317,41
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20

График чистой прибыли за первые годы эксплуатации приведен на рисунке 8.2.

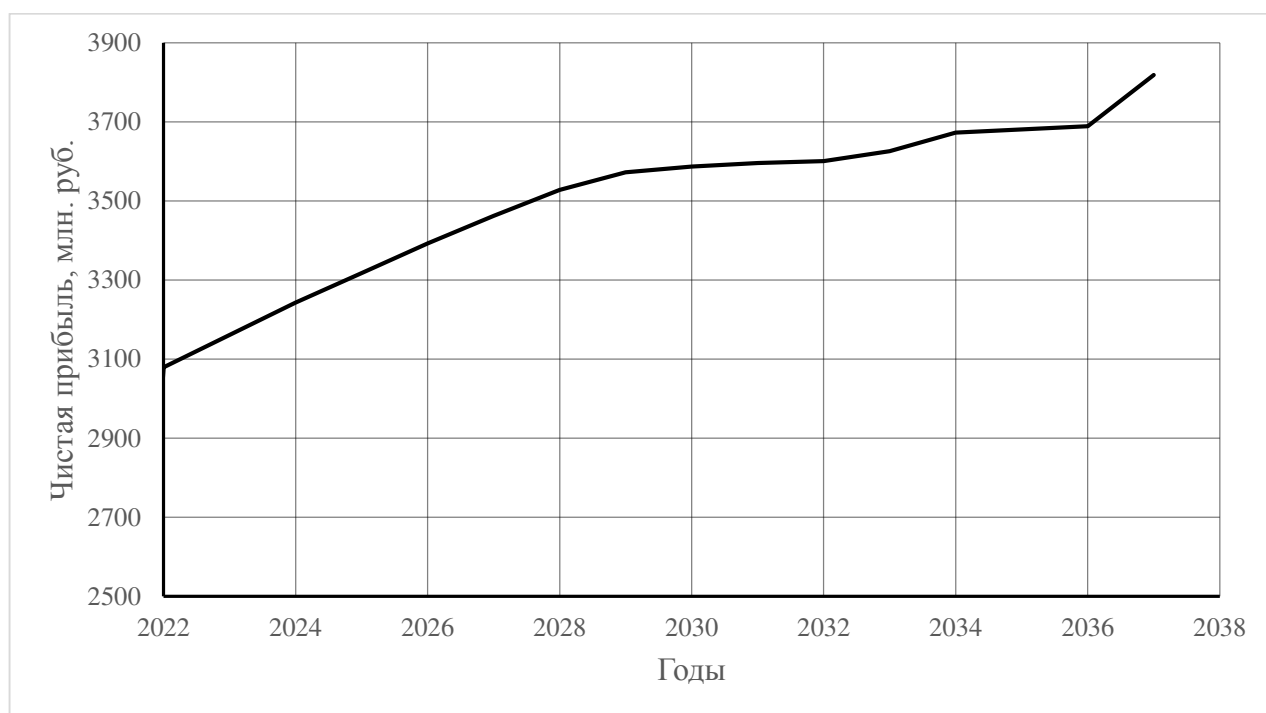


Рисунок 8.2 – Чистая прибыль за первые годы эксплуатации

8.7.5 Оценка инвестиционного проекта

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

8.7.5.1 Методология, исходные данные

Расчеты производились с использованием программного продукта ProjectExpert. Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования для Северодвинской ГЭС мощностью 480МВт составляет 20 лет, в т.ч. 4 года до пуска агрегата и 15 лет в соответствии со сроком службы основного оборудования.

- используемая финансовая модель при оценке эффективности отражает реальную ситуацию, сложившуюся к данному времени на российском рынке.

Допускается, что во время реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих законов.

Использование электроэнергии Северодвинской ГЭС в ОЭС Северо-Запада определено на основании покрытия перспективных уровней электропотребления 2018-2025 годов.

8.7.5.2 Коммерческая эффективность

Целью расчета является определение прогнозного отпускного тарифа на электроэнергию ГЭС, обеспечивающего необходимую норму доходности на затраты заказчика, реализующего инвестиционный проект строительства Северодвинской ГЭС с позиции коммерческой эффективности.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии ГЭС.

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

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Основные показатели эффективности реализации проекта

Показатель	Рубли
Ставка дисконтирования. %	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	85
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб.	13182,76
Индекс прибыльности – PI	1,92
Себестоимость электроэнергии, руб./кВт*ч	0,20
Удельные капиталовложения, руб./кВт	27083,33

8.7.5.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального бюджетов. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств.

Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 8.10.

Таблица 8.10 - Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Годы	2025	2026	2027
Налоговые поступления, млн.	1 959,38	2 002,00	2 042,49
В федеральный бюджет	1 832,64	1 883,51	1 932,01
В региональный бюджет	126,74	118,49	110,24

млн. руб.

8.7.6 Анализ чувствительности

Риски - это вероятность возникновения непредвиденных финансовых потерь в ситуации неопределенности условий инвестирования. Риск проекта – это степень опасности для успешного осуществления проекта, которая измеряется частотой, вероятностью возникновения того или иного уровня потерь. Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

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

- налоговой ставки;
- объема инвестиций;
- цены сбыта;
- з/п персонала;
- ставки дисконтирования;

Оценки влияния налоговой ставки, объема инвестиций, цены сбыта, з/п персонала и ставки дисконтирования приведены на рисунках 8.3 – 8.7.

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.

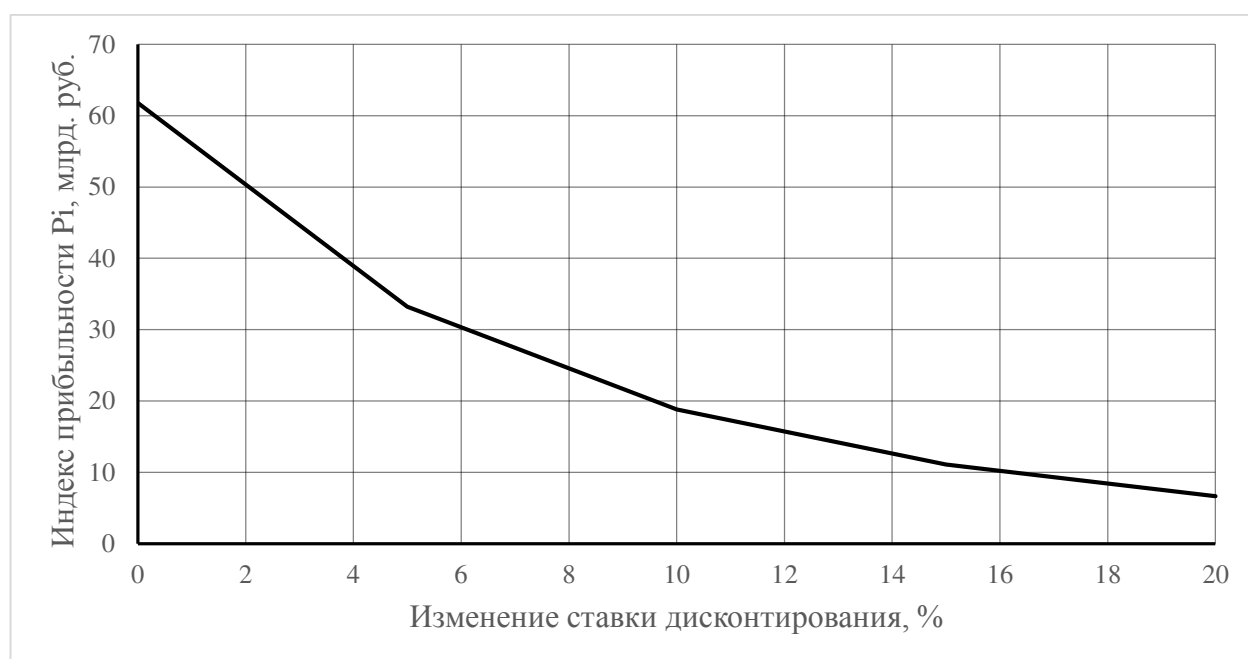


Рисунок 8.3 – Изменение индекса прибыльности в зависимости от изменения ставки дисконтирования

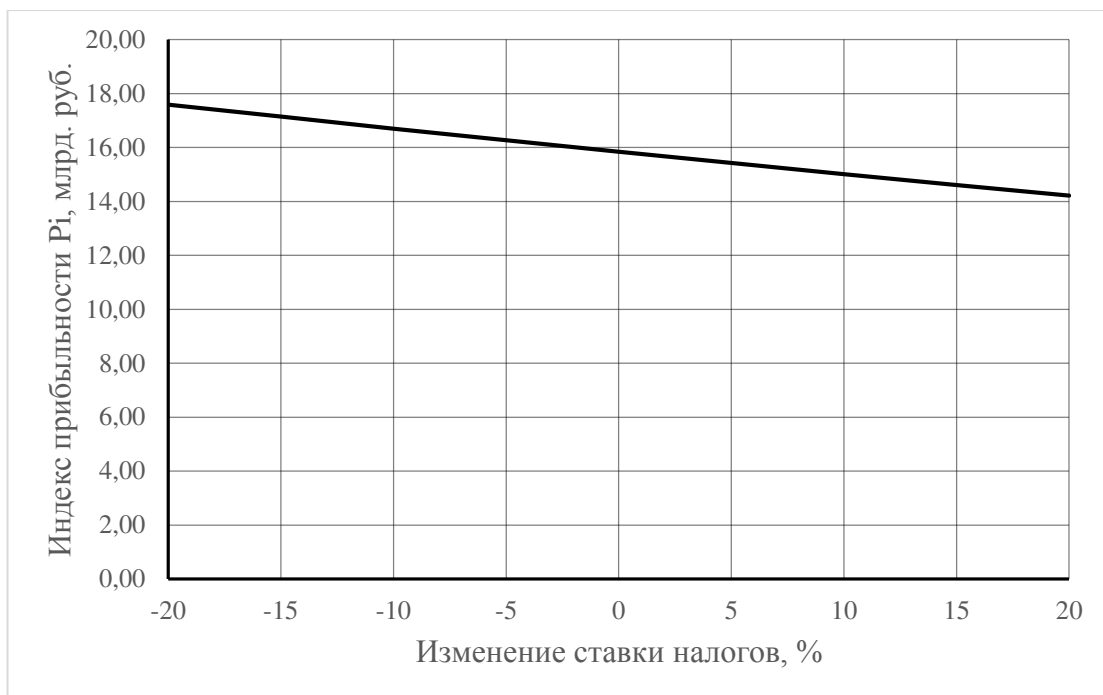


Рисунок 8.4 – Изменение индекса прибыльности в зависимости от ставки налогов

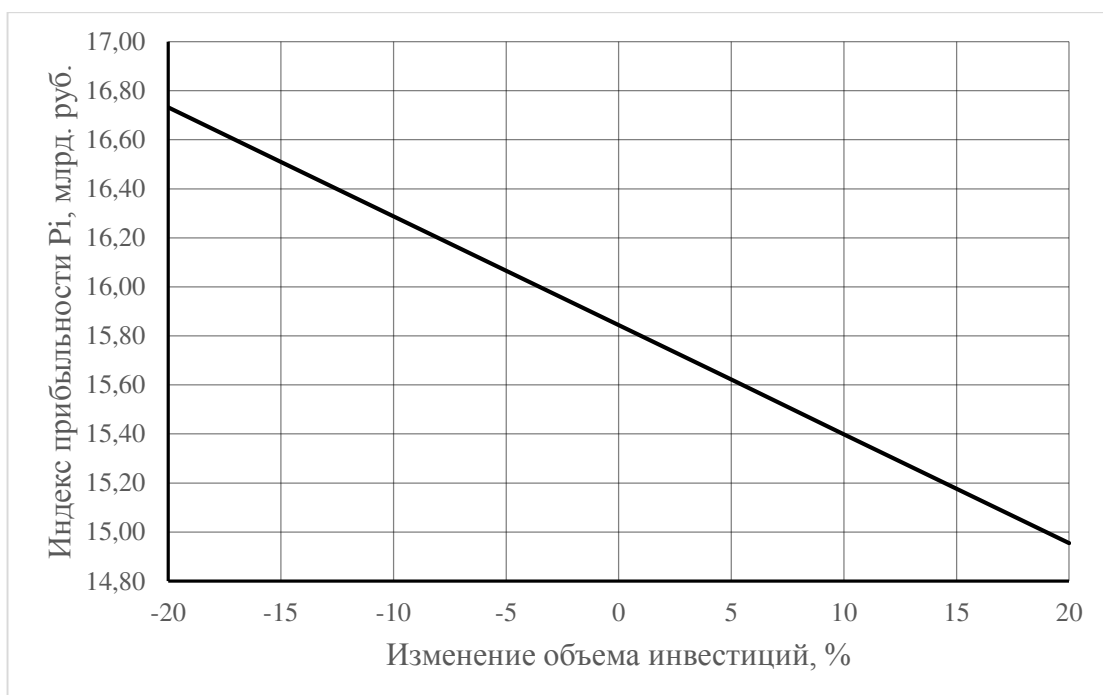


Рисунок 8.5 – Изменение индекса прибыльности в зависимости от объема инвестиций

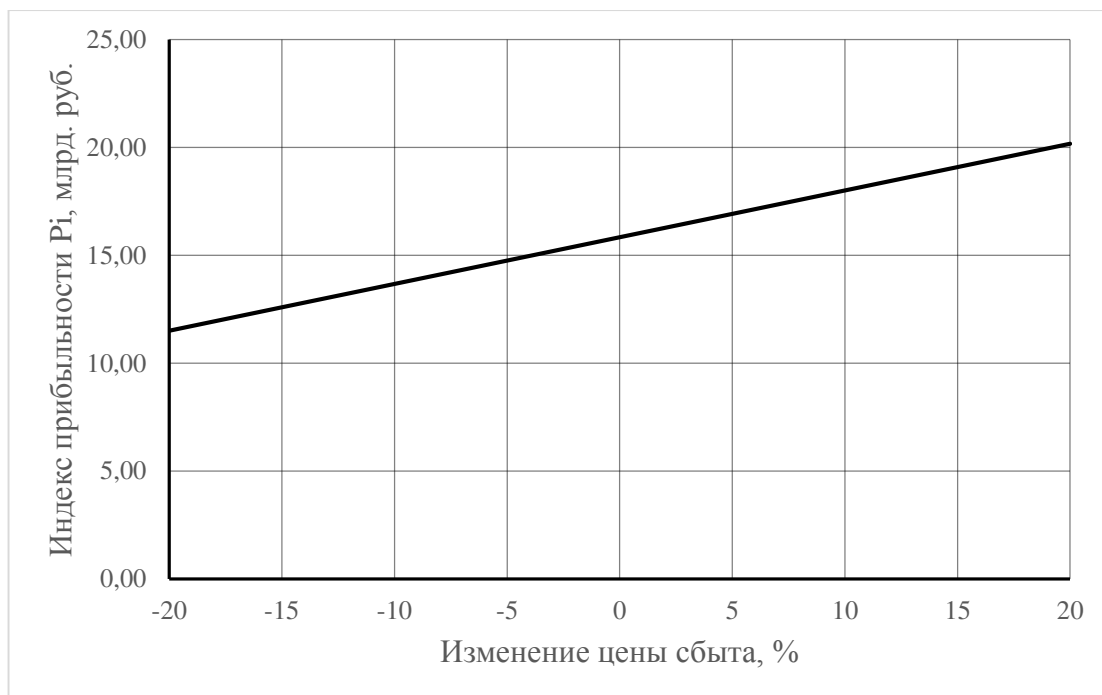


Рисунок 8.6 – Изменение индекса прибыльности в зависимости от изменения цены сбыта

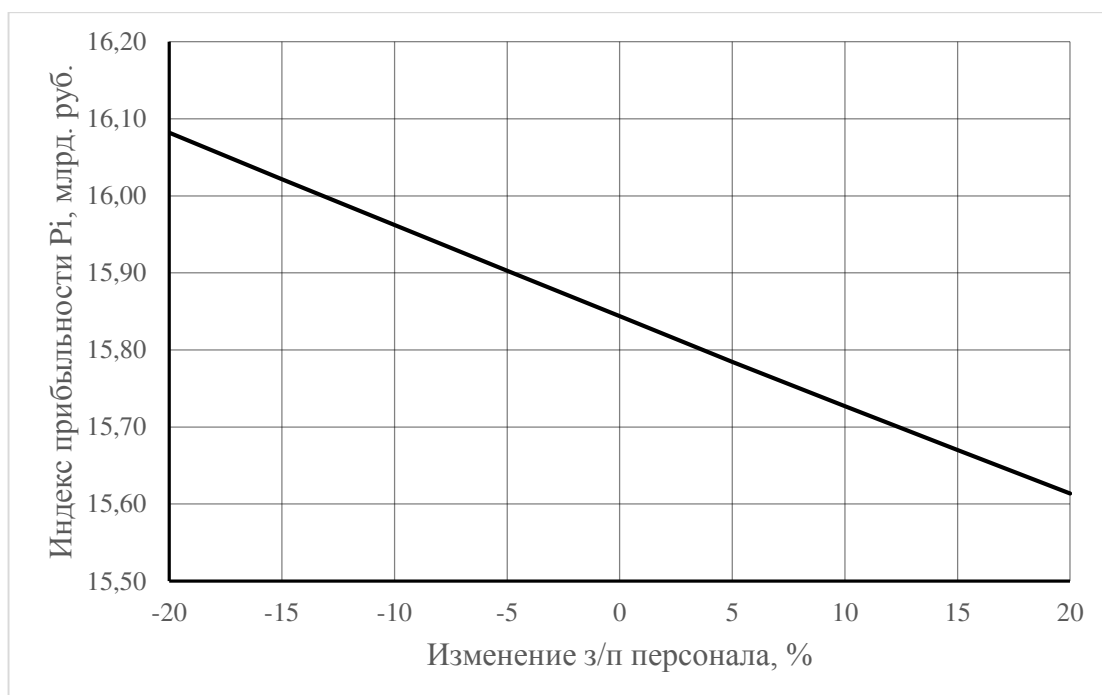


Рисунок 8.7 – Изменение индекса прибыльности в зависимости от заработной платы персонала

Проект Северодвинской ГЭС на реке Северная Двина, с установленной мощностью 480 МВт по данным основных расчетов, выполненных в программе ProjectExpert, является экономически целесообразным.

Проект окупится еще до его окончания, так как срок проекта составляет 240 месяцев (20 лет), а период окупаемости составляет 85 месяцев (7 лет и 1 месяц).

9 Вспомогательное оборудование Красноярской ГЭС, потребление мощности и потребление электроэнергии системой собственных нужд

9.1 Требования системного оператора к системам собственных нужд ГЭС

9.1.1 Источники питания собственных нужд переменного тока

Для электроснабжения СН ГЭС должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания.

В качестве независимых источников питания могут приниматься:

- обмотка низшего напряжения блочного трансформатора при наличии генераторного выключателя и режима постоянного включения повышающего трансформатора со стороны ВН;
- гидрогенератор;
- обмотка низшего напряжения автотрансформаторов РУ;
- шины распределительных устройств 35-220 кВ;
- дизель-генераторы;
- подстанция местного района, имеющая связь с энергосистемой.

На время остановки всех гидроагрегатов допускается осуществлять питание электроприемников СН от одного источника питания. В качестве второго источника в этом случае принимаются остановленные гидроагрегаты, при запуске которых обеспечивается подача напряжения на собственные нужды. При этом должна предусматриваться возможность пуска гидроагрегата при отсутствии переменного напряжения в сети СН.

Для гидроэлектростанций, расположенных в районах с сейсмичностью 8 баллов и более по шкале MSK-64, а также для подземных ГЭС и ГЭС мощностью 50 МВт и более, не имеющих связи с энергосистемой, в качестве дополнительного независимого источника питания СН следует предусматривать использование дизель-генераторов. Мощность дизель-генератора выбирается исходя из обеспечения работы системы автоматического пожаротушения, собственных нужд агрегата для его пуска в работу, приводов затворов водоприемников и водосбросов и других ответственных потребителей, определяемых проектом.

9.1.2 Основные рекомендации по системам собственных нужд переменного тока

На ГЭС, все генераторы которых включены на шины РУ генераторного напряжения, питание собственных нужд должно осуществляться от этих шин.

На ГЭС, все генераторы которых включены по схеме блоков генератор-трансформатор, питание собственных нужд должно осуществляться путем

устройства ответвлений от блока с установкой в цепях этих ответвлений трансформаторов СН.

При наличии выключателя между генератором и трансформатором ответвление к СН должно присоединяться между этим выключателем и трансформатором.

При отсутствии выключателя в цепи блока генератор-трансформатор рекомендуется, по возможности, избегать ответвлений от таких блоков, исключение могут составлять трансформаторы мощностью до 1000 кВА, предназначенные для питания СН только данного блока.

На многоагрегатных ГЭС количество ответвлений к общестанционным трансформаторам СН должно быть не менее трех, с учетом того, чтобы при выводе одного из трансформаторов СН в ремонт сохранялось условие необходимости двух независимых источников питания СН.

В схемах укрупненного блока возможно присоединение трансформатора СН, предназначенного для питания СН только данного блока, между выключателем и генератором.

Использование обмотки низшего напряжения автотрансформаторов связи в качестве источников резервного питания собственных нужд допускается, если:

- колебания напряжения на шинах РУ не превышают допустимого значения при регулировании напряжения автотрансформатором, в противном случае необходима установка дополнительного регулировочного трансформатора;

- обеспечивается допустимое по условию запуска электродвигателей суммарное реактивное сопротивление автотрансформатора, трансформатора собственных нужд и регулировочного трансформатора.

Для питания электродвигателей СН мощностью 200 кВт и выше должно применяться напряжение 6-10 кВ. Допускается в отдельных случаях применение электродвигателей мощностью 250 кВт на напряжении 0,4 кВ. Для остальных электродвигателей переменного тока должно применяться напряжение 0,4 кВ.

9.1.3 Схемы питания собственных нужд переменного тока

Схемы собственных нужд переменного тока ГЭС должны выбираться с учетом обеспечения их надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах. Электрическая схема собственных нужд может выполняться либо с одним напряжением - 0,4 кВ, либо с двумя напряжениями - 0,4 и 6(10) кВ. Необходимость напряжения 6(10) кВ определяется общей величиной и единичной мощностью потребителей СН, наличием электроприемников на напряжение 6(10) кВ, удаленностью потребителей и их структурой. Как правило, вариант с двумя напряжениями является предпочтительным, использование одного напряжения 0,4 кВ допустимо только для ГЭС небольшой мощности.

Выбор напряжения 6 или 10 кВ определяется с учетом наличия того или иного напряжения электроприемников СН на станции, а также с учетом принятого напряжения в местной энергосистеме.

Сборные шины распределительных устройств СН всех напряжений выполняются, как правило, двухсекционными. Каждая из секций присоединяется к отдельному источнику питания, которые, таким образом, являются взаиморезервирующими. На секционном выключателе, как правило, предусматривается устройство АВР.

Распределение электроэнергии от источников питания на напряжении 6(10) кВ производится с помощью комплектных распределительных устройств (КРУ), располагаемых в незатапливаемой части ГЭС. При одном КРУ 6(10) кВ на ГЭС секционирование целесообразно выполнять двумя выключателями, а секции размещать в отдельных помещениях.

Распределение электроэнергии на напряжении 0,4 кВ организуется, как правило, с помощью комплектных трансформаторных подстанций 6(10)/0,4 кВ, располагаемых в незатапливаемой части ГЭС. Понижающие трансформаторы КТП подключаются к различным секциям КРУ 6(10) кВ или к другим независимым источникам питания.

Питание электроприемников 0,4 кВ осуществляется или непосредственно от КТП СН, или от вторичных распределительных устройств 0,4 кВ в зависимости от мощности электроприемников и требований к надежности их питания.

Электроснабжение потребителей СН, перерыв питания которых может привести к отказу в работе оборудования и систем, выполняющих защитные функции (пожарные насосы, системы вентиляции путей эвакуации, насосы откачки воды из проточной части гидротурбин и т.п.), к снижению нагрузки ГЭС, отключению или повреждению основного оборудования или к другим нарушениям технологического процесса производства и выдачи электроэнергии предусматривается от распределительных устройств, имеющих автоматическое резервирование питания.

Взаимно резервирующие потребители, такие как двигатели МНУ, насосы системы пожаротушения, охлаждения и вентиляции, должны присоединяться к разным распределительным устройствам или секциям, питающимся от независимых источников. Перерыв электроснабжения указанных потребителей при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Для потребителей, не допускающих даже кратковременного перерыва питания (потребители АСУТП), должны применяться агрегаты бесперебойного питания (АБП), резервное питание которых осуществляется от сети СН ГЭС постоянного тока (от аккумуляторной батареи).

Электроснабжение оборудования и систем, обеспечивающих нормальные параметры и условия функционирования технологического оборудования и сооружений (вентиляция, отопление, дренажные насосы, освещение), предусматривается от распределительных устройств с автоматическим

резервированием питания или без него в зависимости от допустимого времени перерыва питания.

Электроснабжение потребителей, связанных с обеспечением хозяйственных и ремонтных служб (ремонтные мастерские, лаборатории, хозяйственное водоснабжение и т.п.), осуществляется от распределительных устройств без резервирования питания.

Наличие напряжения на каждой из секций КРУ 6(10) кВ, КТП СН и вторичных распределительных устройствах должно обеспечиваться независимо от режима работы ГЭС (выдача или потребление мощности, режим СК) и состояния отдельных независимых источников питания, при этом АВР, должно вступать в действие только при аварийных отключениях источников питания или при отклонении напряжения в пределах 25 - 40% номинального.

Схема СН должна обеспечивать самозапуск электродвигателей ответственных механизмов после отключения одного из трансформаторов и работы АВР.

При отсутствии в районе расположения судоходных шлюзов надежного источника их электроснабжения, питание должно осуществляться от шин РУ 6(10) кВ СН ГЭС.

Питание сетей рабочего освещения и аварийного освещения безопасности, предназначенного для продолжения работы при аварийном отключении рабочего освещения, выполняется от двух независимых источников питания переменного тока, взаимно резервирующих друг друга.

Электроснабжение механизмов основных и аварийных ремонтных затворов водоприемника и водосброса предусматривается, как правило, от двух шкафов, каждый из которых подключается к разным секциям распределительных устройств, имеющих независимые источники питания.

9.1.4 Источники питания собственных нужд постоянного тока

В качестве источника оперативного тока для питания устройств управления, автоматики, сигнализации и релейной защиты элементов главной электрической схемы ГЭС, а также приводов постоянного тока, преобразовательных агрегатов бесперебойного питания (АБП), средств диспетчерского управления и связи, начального возбуждения генераторов, пожарной сигнализации и аварийного освещения для эвакуации на ГЭС предусматривается установка аккумуляторных батарей напряжением 220 В.

На ГЭС мощностью менее 500 МВт с ОРУ(ЗРУ) 110-330 кВ, расположенными в непосредственной близости от здания станции, как правило, устанавливается одна аккумуляторная батарея. При больших расстояниях между зданием станции и ОРУ(ЗРУ), когда не обеспечиваются допустимые напряжения на электроприемниках постоянного тока, устанавливаются две аккумуляторные батареи: одна - в здании ГЭС, вторая - в корпусе управления ОРУ(ЗРУ) без взаимного резервирования.

На ГЭС мощностью более 500 МВт с ОРУ(ЗРУ) 110-330 кВ независимо от взаимного расположения станции и ОРУ(ЗРУ) устанавливаются, как минимум, две аккумуляторные батареи. Место их установки и целесообразность взаимного резервирования определяются проектом.

На ГЭС любой мощности с ОРУ (ЗРУ) 500 кВ и выше, расположенным в непосредственной близости от здания станции, устанавливаются две аккумуляторные батареи. При больших расстояниях от ОРУ(ЗРУ) до здания станции на ОРУ(ЗРУ) 500 кВ и выше устанавливаются две аккумуляторные батареи, а в здании станции - в зависимости от мощности станции: при мощности менее 500 МВт - одна, а при мощности более 500 МВт - две аккумуляторные батареи.

9.2 Характеристики и режимы работы Красноярской ГЭС

Красноярский гидроузел расположен на реке Енисее, вблизи города Дивногорска. В состав гидроузла входят:

- гравитационная бетонная плотина общей длиной 1065 м и высотой 124 м, состоящая из левобережной глухой плотины (187,5 м), водосливной плотины (225 м), глухой русловой плотины (60 м), стационарной части плотины (360 м) и правобережной глухой плотины (232,5 м);
- приплотинное здание ГЭС длиной 430 м;
- судоподъемник;
- ОРУ 500 кВ и 220 кВ.

Основные характеристики Красноярской ГЭС приведены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Основные характеристики КГЭС

Установленная мощность, МВт	6000
Количество агрегатов, шт.	12
Тип гидротурбин	РО-115/697а-ВМ-750
Тип гидрогенератора	СВФ-1690/185-64
Среднемноголетняя выработка, млрд. кВт·ч	18,4

Красноярская ГЭС входит в ОДУ Сибири, Красноярское РДУ. Станция производит регулирование частоты и мощности в энергосистеме и имеет большой резерв по мощности, чтобы покрыть возможное отключение любой электростанции в системе на длительный период. КГЭС имеет водохранилище годичного регулирования. В период маловодья производится сработка водохранилища, но таким образом, чтобы сохранялся резерв порядка 40%. В период половодья станция работает с максимальной пропускной способностью, задействуется до 8 агрегатов и ГЭС преимущественно покрывает базовую часть графика нагрузки и полупиковые зоны. Периодически, при соответствующих указаниях СО, КГЭС переводит некоторые агрегаты в режим СК для компенсации реактивной мощности в системе.

9.3 Схема выдачи мощности

Генераторы КГЭС вырабатывают электроэнергию на напряжении 15,75 кВ. Шесть гидроагрегатов подключены к трёхфазным трансформаторам ТЦ-630000/220, остальные шесть объединены в укрупнённые блоки: каждые два генератора подключены к группе из трёх однофазных двухобмоточных трансформаторов ОЦ417000/500, обмотка низшего напряжения которого расщеплена на две ветви. Трансформаторы расположены на открытой площадке между зданием ГЭС и плотиной. С трансформаторов электроэнергия передается на открытые распределительные устройства напряжением 500 кВ (расположено на левом берегу) и 220 кВ (расположено на правом берегу вблизи здания ГЭС).

Электрическая энергия Красноярской ГЭС выдаётся в энергосистему по следующим линиям электропередачи:

- ВЛ 500 кВ Красноярская ГЭС — ПС «Енисей» (2 цепи);
- ВЛ 500 кВ Красноярская ГРЭС — Назаровская ГРЭС (2 цепи);
- ВЛ 220 кВ Красноярская ГЭС — ПС «Дивногорская» (2 цепи);
- ВЛ 220 кВ Красноярская ГЭС — ПС «Левобережная» (2 цепи);
- ВЛ 110 кВ Красноярская ГЭС — ПС «Гидростроителей» (2 цепи).

9.4 Схема собственных нужд Красноярской ГЭС

Питание всех потребителей собственных нужд напряжением 0,4 кВ производится от КТП, которые в свою очередь запитываются от ЦКРУ-6 кВ.

ЦКРУ-6 кВ выполнено в виде четырех секционированных шин, получающих питание от ОРУ-220 кВ и с ответвлений на генераторах через ТСН.

Шины через секционирующие автоматы соединены в единую систему ЦКРУ-6 кВ.

В нормальном режиме собственные нужды получают питание с ОРУ-220 кВ через два автотрансформатора АДЦТН-63000/220/110 и дополнительные регулировочные трансформаторы, а также с отпаек через ТСН. Со стороны 110 кВ автотрансформаторов, также снабжается электроэнергией город Дивногорск. Структурная схема ОРУ-220 кВ приведена на рисунке Е.1 приложения Е. Структурная схема ЦКРУ-6 кВ представлена на рисунке Е.2 приложения Е.

9.5 Наиболее значимые по нагрузке потребители системы собственных нужд

На Красноярской ГЭС установлено большое количество разнообразных потребителей собственных нужд, от маломощных двигателей привода выключателей до достаточно мощных двигателей насосов, компрессоров и кранов. Суммарная установленная мощность потребителей собственных нужд составляет 42 МВт. Самый мощный двигатель КГЭС используется на судоподъемнике (1800 кВт), однако он используется довольно редко. Помимо двигателей система собственных нужд снабжает различные системы обогрева,

печи, индукционные нагреватели, лифты, сети освещения. Все выше перечисленные потребители имеют значительное потребление мощности, однако режим работы многих из них предполагает автоматическое включение и отключение в процессе контроля каких-либо параметров. Так, например, насосы МНУ включаются автоматически при понижении давления в котлах до определенного значения. Даже при одновременном задействовании всех насосов и двигателей, их суммарное потребление мощности будет невелико в сравнении с системой возбуждения, мощность которой только для одного генератора составляет 2400 кВт, поэтому система возбуждения является наиболее значимым потребителем СН.

Перечень вспомогательного оборудования приведен в таблице Е.1, приложения Е.

9.6 Учет потребления электроэнергии системой собственных нужд

Для учета электроэнергии, потребляемой системой собственных нужд на Красноярской ГЭС предусмотрены трансформаторы тока, измеряющие величину тока, проходящего от автотрансформаторов ОРУ-220 кВ к шинам ЦКРУ-6 кВ и трансформаторы напряжения, измеряющие величину напряжения на шинах ЦКРУ-6 кВ. Фактическое потребление мощности системой собственных составляет порядка 8 – 12 МВт, соответственно в среднем за сутки станция потребляет около 240 тыс. кВт·ч. Однако оплата КГЭС за потребление на собственные нужды производится не по измерительным ТТ и ТН СН, а по значениям, полученным расчетным способом от величин произведенной электроэнергии и электроэнергии, переданной по ВЛ в систему.

НП АТС для учета собственного потребления КГЭС использует значения генераторных ТТ и ТН (таким образом измеряется величина произведенной электроэнергии), а также использует значения ТТ и ТН, установленных в распределительных устройствах (таким образом измеряется величина отданной в сеть электроэнергии).

Определение потребления СН системным оператором производится по формуле:

$$P_{СН} = P_{Г} - P_{ВЛ}, \quad (9.1)$$

где $P_{Г}$ – суммарная мощность, выдаваемая генераторами;

$P_{ВЛ}$ – мощность, отдаваемая станцией в сеть.

Из этой формулы следует, что учитывается не только действительное потребление КГЭС на собственные нужды, но и все потери в схеме выдачи мощности, потери в обратных линиях от автотрансформаторов СН, погрешности измерительных ТТ и ТН. Таким образом, потребление мощности собственными нуждами КГЭС по расчетам НП АТС составляет порядка 20 – 24 МВт. В среднем

за сутки СН КГЭС потребляют около 528 тыс. кВт·ч электроэнергии, что более чем вдвое превышает фактическое потребление.

Кроме того, при переводе какого-либо генератора в режим СК, он начинает потреблять активную мощность на преодоление трения в узлах гидроагрегата, также значительная мощность требуется для отжима воды в спиральной камере. При учете потребления методом «по отпуску с шин» выходит, что режим СК попадает в собственные нужды станции и потребление мощности возрастает еще на 10 – 12 МВт.

9.7 Предложения по снижению потребления

Трансформаторы тока, используемые для учета потребления СН измеряют величины токов порядка нескольких килоампер. Величина потребления системой СН ГЭС при этом настолько мала в сравнении с этими величинами, что сопоставима с расчетной или измерительной погрешностью. В качестве меры по снижению потребления мощности и электроэнергии системой собственный нужд Красноярской ГЭС можно рассматривать вариант более точного измерения, т.е. установку оптических трансформаторов тока, отличающихся более высокой точностью в сравнении с обычными трансформаторами тока.

Измерительные трансформаторы характеризуются величиной небаланса, значение которого может отклоняться в обе стороны от номинальной величины. При отклонении величины небаланса измерительных трансформаторов в отрицательную сторону происходит занижение отпущенной в сеть мощности и согласно расчетной формуле эта величина будет учтена как потребление системой СН. Величина такой погрешности мала по сравнению с мощностями, выдаваемыми станцией в сеть, однако достаточно велика по сравнению с мощностями, потребляемыми системой СН, поэтому измерительные трансформаторы должны проходить регулярную поверку и компенсацию небаланса.

Для снижения потерь, учитываемых как потребление СН, можно рассматривать комплексные меры по модернизации оборудования как непосредственно потребителей СН, так и оборудования схемы выдачи мощности. Также для снижения энергопотребления системой СН необходимо производить оптимизацию режимов работы оборудования и по возможности устанавливать оборудование с меньшим потреблением.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе выполнения дипломного проекта были рассчитаны и определены основные элементы проектируемого Северодвинского гидроузла, являющимся сооружением II класса.

На основе гидрологических данных была определена величина максимального расчетного расхода для основного и поверочного случаев:

- $Q_{1\%} = 31807 \text{ м}^3/\text{с};$
- $Q_{0,1\%} = 39965 \text{ м}^3/\text{с}.$

В ходе водно-энергетических расчетов были определены следующие величины: гарантированная мощность $N_{\text{гар}} = 330 \text{ МВт}$, предварительное значение установленной мощности $N_{\text{уст}} = 473 \text{ МВт}$, величина среднесуточной выработки $\mathcal{E}_{\text{ср.мн.летн.}} = 3,5 \text{ млрд. кВт}\cdot\text{ч}$, также были определены зоны покрытия графика нагрузки проектируемой ГЭС, определены режимы сработки-наполнения водохранилища, спланированы периоды ремонта основного оборудования ГЭС и построен баланс мощности.

На следующем этапе был произведен подбор оптимального типа и числа гидротурбин, был подобран серийный гидрогенератор и выбран вспомогательное оборудование. В процессе выбора оборудования была уточнена установленная мощность: $N_{\text{уст}} = 480 \text{ МВт}$, определено, что максимальная пропускная способность агрегатов составит $3152 \text{ м}^3/\text{с}$.

По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с 8 гидротурбинами ПЛ20/811-В-750, для которой по справочным данным подобран серийный гидрогенератор СВ-1160/180-72.

В ходе проектирования электрической части ГЭС была выбрана схема с укрупненными блоками. Был выбран блочный трансформатор ТДЦ200000/220, выбрана схема распределительного устройства с двумя системами шин, секционированных выключателями. Так как проектируемый гидроузел входит в район Крайнего Севера, распределительное устройство будет выполнено в виде КРУЭ, для которого выбраны ячейки комплекса ЯГГ-220. Также был произведен расчет ТКЗ, на основании которого выбран генераторный выключатель КАГ-20 и проведена проверка на термическую и электродинамическую устойчивость разъединителей, трансформаторов тока и ячеек КРУЭ.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Была принята русловая компоновка гидроузла. В состав гидротехнических сооружений входят:

- левобережная глухая бетонная плотина – 100 м;
- станционная часть плотины – 216 м;
- бетонная водосливная плотина – 1940 м;
- правобережная глухая грунтовая плотина – 560 м.

Расчетным путем определены размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 42 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – -4,92 м;
- число пролетов водосливной плотины – 97;
- ширина пролета – 20 м;
- отметка гребня – 29,40 м;
- ширина гребня – 26 м.

Для гашения энергии потока, проходящего через водосливную плотину применено сопряжение бьефов по типу затопленного гидравлического прыжка с устройством водобойного колодца, рисбермы и ковша, без устройства специальных гасителей.

Для недопущения перенапряжений, возникающих в бетоне при неравномерной осадке и температурных деформациях, плотина разрезается поперечными сквозными межсекционными швами, причем т.к. в основании плотины залегает суглинок – разрезается каждый бык. Швы оборудуются дренажными устройствами.

Также произведен расчет прочности плотины устойчивости к сдвигу по основанию при основном сочетании нагрузок и воздействий. В результате расчета определен коэффициент надежности равный 1,318, в то время как нормативное значение для сооружений II класса составляет 1,2, таким образом обеспечен запас по коэффициенту надежности в 9,8%.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС, а также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в периоды строительства и эксплуатации станции.

В ходе экономических расчетов были получены следующие технико-экономические показатели:

- срок окупаемости – 7 лет, 1 месяц;
- себестоимость производства электроэнергии – 0,2 руб./кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 27083,33 руб./кВт.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01 -2003 - М.: ФГУП ЦПП, 2012.
2. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научно-производственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». – Режим доступа: <http://www.elsib.ru/>.
3. СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные». Актуализированная редакция СНиП 2.06.06 - 85) - М.: Минрегион России, 2012.
4. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)». Актуализированная редакция СНиП 2.06.04 – 82 - М.: Минрегион России, 2012.
5. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с.
6. Гидротехнические сооружения (речные): Учебное пособие/ Л. Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. - М. : АСВ, 2011. - Ч.1. - 584 с.
7. Гидротехнические сооружения: Учебное пособие/ Л. Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. - М.: АСВ, 2011. - Ч.2. - 536 с.
8. СП 39.13330.2012 «Плотины из грунтовых материалов». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 - 84*) - М.: Минрегион России, 2012.
9. Затева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затева, Б. И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
10. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие: в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 336с.
11. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть): учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград: ЛГТУ, 1991. – 80 с.
12. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), изд. 6,7, 2014г.
13. СТО 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования». – Введ. 30.07.2012 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
14. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанции 35-750 кВ. Типовые решения». – Введ. 31.12.2009 – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2009. – 132 с.
15. СТО 24.382 «Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций.

Условия создания объекта». – Введ. 06.12.2007 – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 20 с.

16. СТО 17330282.27.140.020-2008 «Системы питания собственных нужд ГЭС. Условия создания, нормы и требования». – Введ. 30.07.2008. – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2008. – 24 с.

17. ГОСТ Р 56303 – 2014 «Оперативно – диспетчерское управление . Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению». – Введ. 12.12.2014. – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2012. – 16 с.

18. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 «Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций». – Введ. 28.09.2017. – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017. – 19 с.

19. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 «Рекомендации по применению типовых принципиальных схем распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ». – Введ. 16.06.2010. – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2010. – 128 с.

20. Толстихина, Л.В. Параметры электрооборудования и режимы электро – энергетических систем в примерах и иллюстрациях; учебное пособие для практических занятий / Л.В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный ун-т; Саяно – Шушенский филиал, 2010. – 180 с.

21. Куценов, Д.А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учебное пособие для вузов / Д.А. Куценов, И.Ю. Погоняйченко. – Красноярск: СФУ, 2007. – 232 с.

22. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220 кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com/>.

23. Каталог оборудования производства «Электрозавод» [Электронный ресурс] // «Электрозавод». – Режим доступа: <http://www.elektrozavod.ru/production/>.

24. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Завод электротехнического оборудования». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>

25. Чернобровов Н.В.. Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. – Москва : Издательство «Энергия», 1974.

26. Каталог «Устройства релейной защиты оборудования» [Электронный ресурс] // компания «Экра». – Режим доступа: <https://ekra.ru/>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Гидрологический ряд реки Северная Двина

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср}
1914	873	793	797	3502	12092	5966	2507	1754	1856	2022	2060	1158	2948
1915	909	802	708	3425	14427	5685	3279	1716	1966	3267	2104	1631	3327
1916	1352	1225	1045	4581	22317	6257	4213	2691	2432	3049	2326	1661	4429
1917	1281	1122	992	4964	21430	6210	4251	2830	2587	3640	2769	2399	4540
1918	1317	1086	994	4656	21135	6953	3461	2944	2676	3733	2606	2385	4496
1919	1192	1086	1098	4241	18652	6133	3460	3210	2565	3391	2813	1779	4135
1920	1356	1256	1109	4444	12556	6091	3076	2331	1808	1771	2478	1819	3341
1921	962	873	850	3502	11088	5314	3060	1653	1590	1991	1986	1291	2847
1922	802	785	797	3425	7542	4189	2449	1374	969	1649	2252	981	2268
1923	813	857	951	3797	6998	2844	2373	2275	1576	1272	932	822	2126
1924	731	676	655	2962	7837	3321	1973	1374	1434	2240	1937	700	2153
1925	1051	892	787	2962	4705	3722	1639	1665	1612	2489	1927	1291	2062
1926	926	829	779	3425	11856	5918	2550	1716	1789	2147	1941	1321	2933
1927	1459	1243	1120	4187	19043	6028	3169	3337	2255	3142	2738	1572	4108
1928	1585	1281	1174	5964	22380	8879	4985	4097	3717	6190	3892	3404	5629
1929	1263	1139	992	4541	20898	6148	4413	2792	2587	4013	2532	2355	4473
1930	1441	1234	1057	4733	20194	8211	4280	2894	2676	3671	2326	1927	4554
1931	1334	1225	1093	4579	20430	6543	4365	2780	2786	3764	2562	2237	4475
1932	1051	909	796	4025	18080	5567	3584	2982	2831	3671	2976	1735	4017
1933	1234	891	779	4579	20726	7401	4718	2995	2565	3858	2340	1941	4502
1934	1216	1122	1063	4656	20371	8831	4118	2501	2720	4417	2636	2119	4648
1935	909	856	761	3656	13215	5600	2802	1859	1966	3142	2089	1853	3226
1936	1086	997	939	3920	13393	5866	2802	3096	2432	3849	2459	1897	3561
1937	749	643	655	2985	11388	2935	2007	1526	659	951	1188	567	2188
1938	838	749	726	3316	5769	4560	2088	1564	1213	1711	2311	996	2153
1939	785	731	761	3116	12270	4923	2116	1488	1789	1711	2178	996	2739
1940	838	820	779	3425	7845	2597	1630	779	1257	1836	1927	1557	2108
1941	1630	856	850	3974	5489	4317	2164	1517	1346	1991	2074	981	2266
1942	1567	1175	1134	5413	20685	9429	5066	3261	3429	5662	4143	2387	5279
1943	1288	1157	1120	4987	20667	8545	4089	2603	2653	4200	2547	2089	4662
1944	1139	910	850	3885	14106	5819	3126	3058	1878	3422	2326	1661	3515
1945	874	838	832	3425	8014	4541	2040	1463	1678	1836	2045	1114	2392
1946	1108	892	778	3039	7542	3426	2049	1412	1368	2147	1735	892	2199
1947	785	714	673	2885	6440	3409	1839	1691	1523	2147	1513	626	2020
1948	891	785	815	3193	12388	5409	2717	1513	1878	1836	1838	1232	2875
1949	1175	1157	1093	4810	20312	6429	4194	2957	2255	4044	2769	2089	4440
1950	1299	980	958	4733	20607	6782	4508	2868	2653	4106	2621	2326	4537
1951	1306	1086	994	4610	19553	7478	4146	3223	2520	3850	2621	1971	4447
1952	1477	1210	1147	5933	20667	8117	4885	2982	3052	5475	3360	2370	5056

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qcp
1953	1360	1144	1129	3525	8192	3164	1563	1133	1390	1822	1483	1144	2254
1954	1261	1099	1012	3756	4941	3874	2149	1564	1279	1991	1956	1217	2175
1955	838	785	726	2885	11620	4808	2154	1640	1767	1773	1587	1025	2634
1956	1015	856	815	3425	22671	6453	4408	3033	2410	3826	2606	1897	4451
1957	928	749	761	3039	11442	4980	2507	1539	2077	2022	1956	1144	2762
1958	997	785	779	3425	5650	3698	2084	1425	1346	1880	1705	981	2063
1959	910	873	815	3139	12861	5533	2755	1817	1911	2862	2178	1912	3131
1960	1210	1065	1090	3656	16407	5714	3421	1602	1904	2924	2112	1700	3567
1961	1170	1090	922	3472	14326	5611	3212	2168	2014	3235	2148	1860	3436
1962	1175	1063	1003	3733	12979	5924	2878	3071	2520	4106	2828	1690	3581
1963	873	785	744	3562	15757	5971	3341	2794	2443	4006	2580	1531	3699
Qмес	1113	964	906	3921	14239	5642	3133	2251	2072	2995	2300	1605	3428

Таблица А.2 – Предположительные нагрузки РДУ

Время, ч	Р _{оду} , МВт		Р _{рду} , МВт	
	Зимние сутки	Летние сутки	Зимние сутки	Летние сутки
1	10376	7947	634	486
2	10007	7659	612	468
3	9863	7496	603	458
4	9786	7367	598	450
5	9977	7320	610	447
6	10274	7504	628	459
7	10938	7978	669	488
8	11727	8651	717	529
9	12361	9331	755	570
10	12522	9620	765	588
11	12613	9721	771	594
12	12513	9655	765	590
13	12449	9545	761	583
14	12500	9576	764	585
15	12538	9537	766	583
16	12647	9427	773	576
17	12921	9365	790	572
18	12921	9311	790	569
19	12808	9251	783	565
20	12610	9170	771	560
21	12407	9212	758	563
22	12122	9192	741	562
23	11573	8983	707	549

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.2

Время, ч	Р _{оду} , МВт		Р _{рду} , МВт	
	Зимние сутки	Летние сутки	Зимние сутки	Летние сутки
24	11074	8586	677	525
МАХ	12921	9721	790	594

Таблица А.3 – Предварительные типовые нагрузки РДУ

Время, ч	Зимние сутки			Летние сутки		
	Ф-ла коэффициента	Коэф-т	Р _{тип} , МВт	Ф-ла коэффициента	Коэф-т	Р _{тип} , МВт
1	2.04 β_1 -1.03	0,6632	522	1.86 β_2 -0.84	0,741	468
2	2.28 β_1 -1.27	0,6224	490	2.06 β_2 -1.04	0,711	449
3	2.3 β_1 -1.30	0,609	479	2.15 β_2 -1.14	0,6875	434
4	2.3 β_1 -1.33	0,579	456	2.25 β_2 -1.25	0,6625	418
5	2.3 β_1 -1.30	0,609	479	2.34 β_2 -1.33	0,659	416
6	2.34 β_1 -1.32	0,6222	490	2.19 β_2 -1.20	0,6615	417
7	2.36 β_1 -1.30	0,6588	518	2.06 β_2 -1.07	0,681	430
8	1.55 β_1 -0.55	0,7365	580	1.5 β_2 -0.505	0,77	486
9	0.84 β_1 +0.16	0,8572	675	0.85 β_2 +0.15	0,8725	551
10	0.16 β_1 +0.834	0,9668	761	0.163 β_2 +0.84	0,97855	617
11	0.195 β_1 +0.79	0,95185	749	1.0	0,85	613
12	0.292 β_1 +0.68	0,92236	726	0.26 β_2 +0.742	0,963	608
13	0.455 β_1 +0.50	0,87765	691	0.49 β_2 +0.508	0,9245	583
14	0.39 β_1 +0.575	0,8987	707	0.39 β_2 +0.611	0,9425	595
15	0.29 β_1 +0.697	0,9377	738	0.26 β_2 +0.742	0,963	608
16	0.33 β_1 +0.641	0,9149	720	0.39 β_2 +0.666	0,9975	629
17	0.454 β_1 +0.53	0,90682	714	0.62 β_2 +0.38	0,907	572
18	0.098 β_1 +0.90	0,98134	772	0.39 β_2 +0.606	606,332	578
19	1.0	1	787	0.49 β_2 +0.508	0,9245	583
20	0.162 β_1 +0.84	0,97446	767	0.62 β_2 +0.38	0,907	572
21	0.24 β_1 +0.742	0,9412	741	0.66 β_2 +0.313	0,874	551
22	0.29 β_1 +0.707	0,9477	746	0.62 β_2 +0.39	0,917	579
23	0.78 β_1 +0.22	0,8674	683	0.75 β_2 +0.26	0,8975	566
24	1.36 β_1 +0.36	1,4888	603	1.14 β_2 +0.125	1,094	517
β_1	0,83					
β_2	0,85					

Продолжение приложения А

Таблица А.4 – Окончательные типовые нагрузки РДУ

Час	Р _{тип} , МВт	
	Зимние сутки	Летние Сутки
1	590	473
2	558	454
3	547	439
4	524	423
5	547	421
6	558	422
7	586	435
8	648	491
9	743	556
10	829	622
11	817	618
12	794	613
13	759	588
14	775	600
15	806	613
16	788	634
17	782	577
18	840	583
19	855	588
20	835	577
21	809	556
22	814	584
23	751	571
24	671	522
МАХ	855	634

Таблица А.5 – Интегральная кривая для зимних суток

Час	Р, МВт	Р, МВт (убыв)	ΔР, МВт	t, ч	ΔЭ, тыс. кВт·ч	Р, МВт	Э, млн. к·Втч
1	590	855	15	1	15	15	0,015
2	558	840	5	2	10	20	0,025
3	547	835	6	3	18	26	0,043
4	524	829	12	4	48	38	0,091
5	547	817	3	5	15	41	0,106
6	558	814	5	6	30	46	0,136
7	586	809	3	7	21	49	0,157
8	648	806	12	8	96	61	0,253
9	743	794	6	9	54	67	0,307
10	829	788	6	10	60	73	0,367

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.5

Час	Р, МВт	Р, МВт (убыв)	ΔР, МВт	t, ч	ΔЭ, тыс. кВт·ч	Р, МВт	Э, млн. к·Втч
11	817	782	7	11	77	80	0,444
12	794	775	16	12	192	96	0,636
13	759	759	8	13	104	104	0,74
14	775	751	8	14	112	112	0,852
15	806	743	72	15	1080	184	1,932
16	788	671	23	16	368	207	2,3
17	782	648	58	17	986	265	3,286
18	840	590	4	18	72	269	3,358
19	855	586	28	19	532	297	3,89
20	835	558	0	20	0	297	3,89
21	809	558	11	21	231	308	4,121
22	814	547	0	22	0	308	4,121
23	751	547	23	23	529	331	4,65
24	671	524	524	24	12576	855	17,226

Таблица А.6 – Интегральная кривая для летних суток

Час	Р, МВт	Р, МВт (убыв)	ΔР, МВт	t, ч	ΔЭ, тыс. кВт·ч	Р, МВт	Э, млн. к·Втч
1	473	634	12	1	12	12	0,012
2	454	622	4	2	8	16	0,02
3	439	618	5	3	15	21	0,035
4	423	613	0	4	0	21	0,035
5	421	613	13	5	65	34	0,1
6	422	600	12	6	72	46	0,172
7	435	588	0	7	0	46	0,172
8	491	588	4	8	32	50	0,204
9	556	584	1	9	9	51	0,213
10	622	583	6	10	60	57	0,273
11	618	577	0	11	0	57	0,273
12	613	577	6	12	72	63	0,345
13	588	571	15	13	195	78	0,54
14	600	556	0	14	0	78	0,54
15	613	556	34	15	510	112	1,05
16	634	522	31	16	496	143	1,546
17	577	491	18	17	306	161	1,852
18	583	473	19	18	342	180	2,194
19	588	454	15	19	285	195	2,479
20	577	439	4	20	80	199	2,559
21	556	435	12	21	252	211	2,811

Окончание приложения А

Окончание таблицы А.6

Час	P, МВт	P, МВт (убыв)	ΔP , МВт	t, ч	$\Delta \mathcal{E}$, тыс. кВт·ч	P, МВт	\mathcal{E} , млн. кВт·ч
22	584	423	1	22	22	212	2,833
23	571	422	1	23	23	213	2,856
24	522	421	421	24	10104	634	12,96

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водно-энергетические расчеты

Таблица Б.1 – Параметры коэффициентов теоретической кривой обеспеченности

Год	Q, м ³ /с	№ эл-та	Q _{убыв} , м ³ /с	K=Q/Q _{ср}	K-1	(K-1) ²	(K-1) ³	P, %
1914	12092	1	23380	1,62	0,62	0,38	0,23	1
1915	15579	2	22685	1,57	0,57	0,32	0,18	3
1916	22317	3	22671	1,57	0,57	0,32	0,18	5
1917	21430	4	22317	1,54	0,54	0,29	0,16	7
1918	21135	5	21726	1,5	0,5	0,25	0,13	9
1919	18652	6	21667	1,5	0,5	0,25	0,12	11
1920	11856	7	21667	1,5	0,5	0,25	0,12	13
1921	11088	8	21607	1,49	0,49	0,24	0,12	15
1922	7542	9	21430	1,48	0,48	0,23	0,11	17
1923	7542	10	21430	1,48	0,48	0,23	0,11	19
1924	7837	11	21371	1,48	0,48	0,23	0,11	21
1925	4705	12	21312	1,47	0,47	0,22	0,11	23
1926	11856	13	21194	1,46	0,46	0,22	0,1	25
1927	19243	14	21135	1,46	0,46	0,21	0,1	27
1928	23380	15	20898	1,44	0,44	0,2	0,09	29
1929	20898	16	19953	1,38	0,38	0,14	0,05	31
1930	21194	17	19243	1,33	0,33	0,11	0,04	33
1931	21430	18	18652	1,29	0,29	0,08	0,02	35
1932	18180	19	18180	1,26	0,26	0,07	0,02	37
1933	21726	20	16407	1,13	0,13	0,02	0	39
1934	21371	21	15757	1,09	0,09	0,01	0	41
1935	13215	22	15579	1,08	0,08	0,01	0	43
1936	13393	23	15106	1,04	0,04	0	0	45
1937	11088	24	13570	0,94	-0,06	0	0	47
1938	5769	25	13393	0,93	-0,07	0,01	0	49
1939	12270	26	13215	0,91	-0,09	0,01	0	50
1940	7364	27	12979	0,9	-0,1	0,01	0	53
1941	5178	28	12861	0,89	-0,11	0,01	0	55
1942	22685	29	12388	0,86	-0,14	0,02	0	57
1943	21667	30	12270	0,85	-0,15	0,02	0	59
1944	15106	31	12092	0,84	-0,16	0,03	0	61
1945	8014	32	11856	0,82	-0,18	0,03	-0,01	63
1946	7542	33	11856	0,82	-0,18	0,03	-0,01	65
1947	6440	34	11620	0,8	-0,2	0,04	-0,01	67
1948	12388	35	11442	0,79	-0,21	0,04	-0,01	69

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.1

Год	Q, м ³ /с	№ эл-та	Q _{убыв.} , м ³ /с	K=Q/Q _{ср}	K-1	(K-1) ²	(K-1) ³	P, %
1949	21312	36	11088	0,77	-0,23	0,05	-0,01	71
1950	21607	37	11088	0,77	-0,23	0,05	-0,01	73
1951	19953	38	8192	0,57	-0,43	0,19	-0,08	75
1952	21667	39	8014	0,55	-0,45	0,2	-0,09	77
1953	8192	40	7837	0,54	-0,46	0,21	-0,1	79
1954	4941	41	7542	0,52	-0,48	0,23	-0,11	81
1955	11620	42	7542	0,52	-0,48	0,23	-0,11	83
1956	22671	43	7542	0,52	-0,48	0,23	-0,11	85
1957	11442	44	7364	0,51	-0,49	0,24	-0,12	87
1958	5650	45	6440	0,44	-0,56	0,31	-0,17	89
1959	12861	46	5769	0,4	-0,6	0,36	-0,22	90
1960	16407	47	5650	0,39	-0,61	0,37	-0,23	93
1961	13570	48	5178	0,36	-0,64	0,41	-0,26	95
1962	12979	49	4941	0,34	-0,66	0,43	-0,29	97
1963	15757	50	4705	0,33	-0,67	0,46	-0,31	99
Сумма	723801	-	723801	50	0	8,51	-0,16	-

Таблица Б.2 – Параметры теоретических кривых обеспеченности

m	Q _{ср.-год.} , м ³ /с	Год	Q _{ср.-пол.} , м ³ /с	Год	Q _{ср.-меж.} , м ³ /с	Год	P, %
1	5629	1928	12408	1928	3369	1928	1
2	5279	1942	11842	1942	3092	1942	3
3	5056	1952	11572	1952	2884	1952	5
4	4662	1943	11400	1943	2480	1950	7
5	4648	1934	11286	1934	2461	1931	9
6	4554	1930	11052	1916	2454	1929	11
7	4540	1917	11046	1930	2435	1934	13
8	4537	1950	10915	1918	2430	1917	15
9	4502	1933	10902	1933	2416	1943	17
10	4496	1918	10868	1917	2415	1949	19
11	4475	1931	10850	1956	2413	1951	21
12	4473	1929	10707	1950	2390	1930	23
13	4451	1956	10547	1951	2369	1933	25
14	4447	1951	10529	1929	2356	1918	27
15	4440	1949	10517	1931	2318	1956	29
16	4429	1916	10517	1949	2288	1919	31
17	4135	1919	9753	1927	2282	1932	33
18	4108	1927	9675	1919	2259	1962	35
19	4017	1932	9224	1932	2226	1927	37

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.2

<i>m</i>	$Q_{\text{ср.-год.}}$, М ³ /с	Год	$Q_{\text{ср.-пол.}}$, М ³ /с	Год	$Q_{\text{ср.-меж.}}$, М ³ /с	Год	P, %
20	3699	1963	8592	1960	2222	1916	39
21	3581	1962	8430	1963	2173	1936	41
22	3567	1960	7937	1944	2122	1963	43
23	3561	1936	7846	1915	2041	1944	45
24	3515	1944	7803	1961	1980	1961	47
25	3436	1961	7726	1936	1892	1960	49
26	3341	1920	7697	1920	1889	1920	50
27	3327	1915	7545	1962	1820	1915	52
28	3226	1935	7490	1935	1804	1935	54
29	3131	1959	7187	1914	1781	1959	56
30	2948	1914	7178	1959	1584	1921	58
31	2933	1926	7066	1926	1555	1926	60
32	2875	1948	6997	1948	1536	1914	62
33	2847	1921	6770	1939	1520	1957	64
34	2762	1957	6635	1921	1503	1954	66
35	2739	1939	6487	1957	1501	1948	68
36	2634	1955	6438	1955	1490	1941	70
37	2392	1945	5769	1937	1484	1925	72
38	2268	1922	5327	1945	1413	1945	74
39	2266	1941	5052	1922	1395	1939	76
40	2254	1953	4960	1953	1376	1946	78
41	2199	1946	4707	1924	1366	1955	80
42	2188	1937	4669	1946	1355	1938	82
43	2175	1954	4622	1940	1352	1953	84
44	2153	1924	4593	1941	1340	1922	86
45	2153	1938	4548	1938	1331	1958	88
46	2126	1923	4546	1923	1319	1923	90
47	2108	1940	4258	1958	1302	1924	92
48	2063	1958	4245	1947	1279	1947	94
49	2062	1925	4190	1954	1269	1940	96
50	2020	1947	3796	1925	994	1937	98

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Расчет режимов работы по водотоку и по требованиям ВХК

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Q_{90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	813	857	951	3797	6998	2844	2373	2275	1576	1272	932	822
$\Sigma Q_{\text{пот}}, \text{ м}^3/\text{с}$	146	146	146	40	40	40	40	40	40	40	25	146
$Q_{\text{быт}}, \text{ м}^3/\text{с}$	667	711	805	3757	6958	2804	2333	2235	1536	1232	907	676
$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	1050	1050	1050	2100	2100	2100	2100	2100	2100	1050	1050	1050
Режим работы по водотоку												
$Z_{\text{вб}}, \text{ м}$	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
$Z_{\text{нб}}, \text{ м}$	5,53	5,61	5,77	7,57	7,73	7,41	7,24	7,19	6,7	6,37	5,93	5,55
$H, \text{ м}$	19,9	19,8	19,6	17,8	17,7	18	18,2	18,2	18,7	19	19,5	19,9
$N_{\text{быт}}, \text{ МВт}$	117	124	140	591	1086	445	374	359	254	207	156	118
Режим работы по ВХК												
$Z_{\text{вб}}, \text{ м}$	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
$Z_{\text{нб}}, \text{ м}$	6,14	6,14	6,14	7,12	7,12	7,12	7,12	7,12	7,12	6,14	6,14	6,14
$H, \text{ м}$	19,3	19,3	19,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	19,3	19,3	19,3
$N_{\text{ВХК}}, \text{ МВт}$	179	179	179	339	339	339	339	339	339	179	179	179

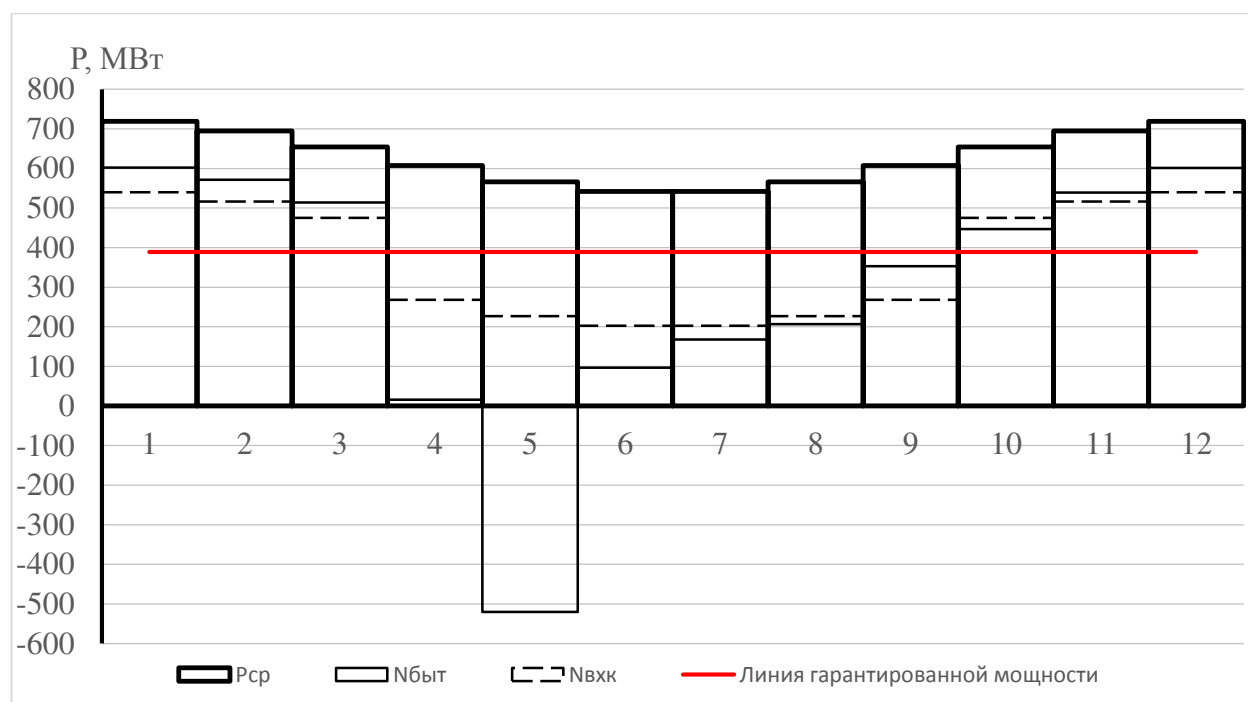


Рисунок Б.1 – Баланс энергии

Продолжение приложения Б

Таблица Б.4 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году

Мес	Расход, м ³ /с							Объем водохранилища			Отметка ВБ, м			Z _{нб} , м	H, м	Мощность, МВт	
	Q _{быт}	Q _ф	Q _{вдхр}	Q _{гэс}	Q _х	Q _{вхк}	Q _{нб}	V _н , км ³	$\frac{dV}{dt}$, км ³	V _к , км ³	Z _н	Z _к	Z _{ср}			N _{гэс}	N _{гар}
9	1536	2	564	2100	0	2100	2100	23,85	1,46	22,39	27,00	26,98	26,99	7,12	18,27	339	ВХК
10	1232	2	381	1613	0	1050	1613	22,39	0,99	21,40	26,98	26,97	26,98	6,77	18,61	265	265
11	907	2	981	1888	0	1050	1888	21,40	2,54	18,86	26,97	26,90	26,94	6,98	18,36	306	306
12	676	2	1393	2069	0	1050	2069	18,86	3,61	15,25	26,90	26,63	26,77	7,10	18,07	330	330
1	667	2	1462	2129	0	1050	2129	15,25	3,79	11,46	26,63	25,94	26,29	7,13	17,56	330	330
2	711	2	1392	2103	0	1050	2103	11,46	3,61	7,85	25,94	24,46	25,20	7,12	16,48	306	306
3	805	2	1409	2214	0	1050	2214	7,85	3,65	4,20	24,46	20,21	22,34	7,18	13,56	265	265
4	3757	2	-1657	2100	0	2100	2100	4,20	-4,29	8,49	20,21	24,83	22,52	7,12	13,80	256	ВХК
5	6958	2	-4858	2100	0	2100	2100	8,49	-12,59	21,08	24,83	26,96	25,90	7,12	17,18	319	ВХК
6	2804	2	-704	2100	0	2100	2100	21,08	-1,82	22,90	26,96	26,99	26,98	7,12	18,26	339	ВХК
7	2333	2	-233	2100	0	2100	2100	22,90	-0,60	23,50	26,99	27,00	27,00	7,12	18,28	339	ВХК
8	2235	2	-135	2100	0	2100	2100	23,50	-0,35	23,85	27,00	27,00	27,00	7,12	18,28	339	ВХК

Продолжение приложения Б

Таблица Б.5 – Рабочие мощности ГЭС

Месяц	N _{ГЭС} , МВт	Q _{сан} , м ³ /с	H, м	N _{баз} , МВт	Выработка, млн кВт·ч			Мощность, МВт	
					Эсут	Эбаз	Эпик	N _{пик}	N _{раб}
9	339	600	18,27	97	8,1	2,3	5,8	342	439
10	265	600	18,61	99	6,4	2,3	4,0	301	400
11	306	600	18,36	97	7,3	2,3	5,0	339	436
12	330	600	18,07	96	7,9	2,3	5,6	361	457
1	330	600	17,56	93	7,9	2,2	5,7	364	457
2	306	600	16,48	87	7,3	2,1	5,3	349	436
3	265	600	13,56	72	6,4	1,7	4,6	328	400
4	256	600	13,80	73	6,1	1,8	4,4	291	364
5	319	600	17,18	91	7,7	2,1	5,3	333	424
6	339	600	18,26	97	8,1	2,3	5,8	341	438
7	339	600	18,28	97	8,1	2,3	5,8	341	438
8	339	600	18,28	97	8,1	2,3	5,8	343	440

Таблица Б.6 – Расчет ремонтной способности энергосистемы в период летнего провала нагрузки

Месяц	P _{max} , МВт	P _{рез} , МВт
1	787	0
2	766	21
3	730	57
4	688	99
5	652	136
6	631	156
7	631	156
8	652	136
9	688	99
10	730	57
11	766	21
12	787	0
F _{год} , МВт·мес/год		939

Продолжение приложения Б

Таблица Б.7 – ВЭР по условиям средневодного года

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Q_{50\%},$ $\text{м}^3/\text{с}$	1356	1256	1109	4444	12556	6091	3076	2331	1808	1771	2478	1819
$Q_{исп},$ $\text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	23	23	23	23	23	23	23	23	0
$Q_{лед},$ $\text{м}^3/\text{с}$	144	144	144	0	0	0	0	0	0	0	0	144
$Q_{\phi},$ $\text{м}^3/\text{с}$	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
$\Sigma Q_n,$ $\text{м}^3/\text{с}$	146	146	146	40	40	40	40	40	40	40	25	146
$Q_{быт},$ $\text{м}^3/\text{с}$	1210	1110	963	4404	12516	6051	3036	2291	1768	1731	2453	1673
$Q_{вхк},$ $\text{м}^3/\text{с}$	1050	1050	1050	2100	2100	2100	2100	2100	2100	1050	1050	1050

Окончание приложения Б

Таблица Б.8 – Сработка-наполнение водохранилища в средневодном году

Мес	Расход, м ³ /с							Объем водохранилища			Отметка ВБ, м			Zнб, м	Н, м	Мощность, МВт		Часов в месяце	Эмес, млн кВт·ч
	Qбыт	Qф	Qвдхр	Qгэс	Qх	Qвхк	Qнб	Vн, км ³	dV, км ³	Vк, км ³	Zн	Zк	Zср			Ngэс	Nгар		
9	1768	2	332	2100	0	2100	2100	23,85	0,86	22,99	27,00	26,99	27,00	7,12	18,28	339	ВХК	720	244,1
10	1731	2	0	1731	0	1050	1731	22,99	0,00	22,99	26,99	26,99	26,99	6,87	18,52	283	278	744	210,6
11	2453	2	0	2453	0	1050	2453	22,99	0,00	22,99	26,99	26,99	26,99	7,29	18,10	392	319	720	282,2
12	1673	2	1282	2955	0	1050	2955	22,99	3,32	19,67	26,99	26,93	26,96	7,45	17,91	467	343	744	347,4
1	1210	2	1819	3029	0	1050	3029	19,67	4,71	14,96	26,93	26,59	26,76	7,47	17,69	473	343	744	351,9
2	1110	2	2003	3113	0	1050	3113	14,96	5,19	9,77	26,59	25,41	26,00	7,48	16,92	465	319	672	312,5
3	963	2	2150	3113	0	1050	3113	9,77	5,57	4,20	25,41	20,21	22,81	7,48	13,73	377	278	744	280,5
4	4404	2	-2304	2100	0	2100	2100	4,20	-5,97	10,17	20,21	25,55	22,88	7,12	14,16	263	ВХК	720	189,4
5	12516	2	-5279	3113	4124	2100	7237	10,17	-13,68	23,85	25,55	27,00	26,28	7,75	16,93	465	ВХК	744	346
6	6051	2	0	3022	3029	2100	6051	23,85	0,00	23,85	27,00	27,00	27,00	7,67	17,73	473	ВХК	720	340,6
7	3036	2	0	2988	48	2100	3036	23,85	0,00	23,85	27,00	27,00	27,00	7,47	17,93	473	ВХК	744	351,9
8	2291	2	0	2291	0	2100	2291	23,85	0,00	23,85	27,00	27,00	27,00	7,22	18,18	368	ВХК	744	273,8
																	Эср.мн.летн, млрд кВт ч		3,5

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

Таблица В.1 – Модельные гидротурбины

Марка	Горизонтальные				Вертикальные				
	ПЛ10-ГК	ПЛ15-ГК	ПЛ20-ГК	ПЛ25-ГК	ПЛ20-В	ПЛ30а-В	ПЛ30б-В	ПЛ40а-В	ПЛ40б-В
№ УХ	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Н _{пред} , м	10	15	20	25	20	30	30	40	40
Н _{min} /Н _{max}	0,33	0,33	0,35	0,35	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
n _{1 opt} , об/мин	150	145	155	150	146	126	130	125	123
Q _{1 opt} , л/с	1800	1700	1580	1680	1160	890	1270	1020	1150
η _{м opt}	0,924	0,916	0,918	0,912	0,920	0,912	0,911	0,913	0,904
Q _{1 max} , л/с	3250	3000	2750	2750	2000	1950	1900	1800	1700
σ (Q _{1 max})	2,40	2,10	1,80	1,60	1,00	1,00	1,00	0,65	0,65
D _{1м} , м	0,460	0,460	0,460	0,460	0,500	0,460	0,460	0,460	0,460
Н _{мод} , м	3	3	3	3	10	4	8	4	4
t _{мод} , °С	16	6	18	18	20	5	21	10	20

Таблица В.2 – Стандартный ряд диаметров РК

D ₁ , м						
10,60	10,00	9,50	9,00	8,50	8,00	7,50
7,10	6,70	6,30	6,00	5,60	5,30	5,00
4,75	4,50	4,25	4,00	3,75	3,55	3,35
3,15	3,00	2,80	2,65	2,50	2,36	2,24
2,12	2,00	1,90	1,80	1,60	1,40	1,25

Таблица В.3 – Значения кинематического коэффициента вязкости

t, °С	0	5	10	15	20	25	30	35
v · 10 ⁻⁶ , м ² /с	1,79	1,51	1,30	1,14	1,01	0,90	0,81	0,74

Продолжение приложения В

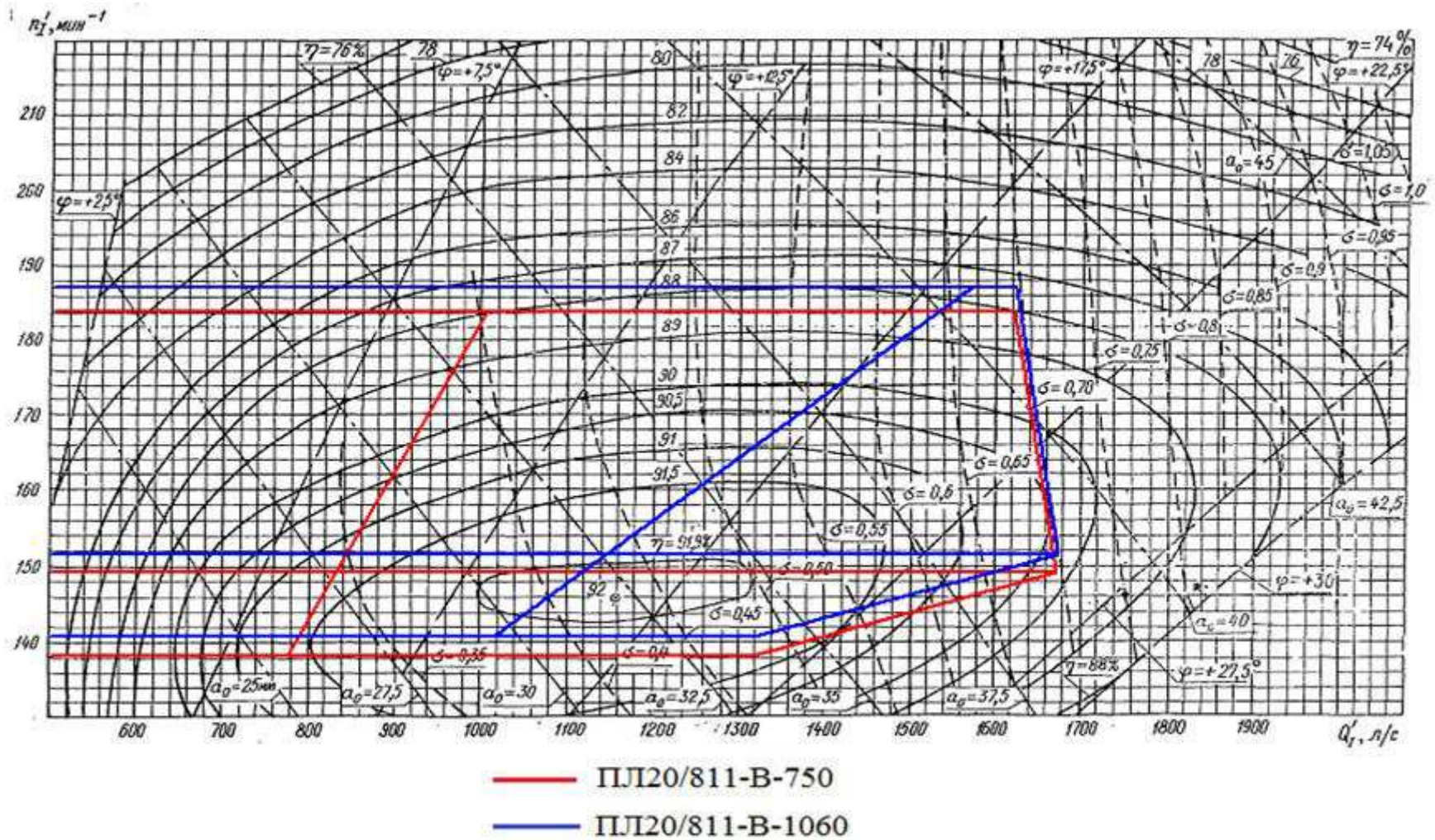


Рисунок В.1 – Главная универсальная характеристика гидротурбины ПЛ20/811-В

Окончание приложения В

Таблица В.4 – Геометрические параметры статора для бетонной СК

D_1 , мм	D_0 , мм	Z_0 , мм	D_b , мм	D_a , мм	D_4 , мм	$\sim R$, мм	h_1 , мм	h_2 , мм
1800	2200	16	-	-	-	-	-	-
2000	2400	16	-	-	-	-	-	-
2250	2750	16	-	-	-	-	-	-
2500	2900	24	3400	3900	4000	280	320	230
2800	3250	24	3820	4380	4480	300	350	250
3200	3750	24	4370	5000	5100	300	400	300
3600	4200	24	4850	5000	5700	350	400	300
4000	4650	24	5420	6200	6300	350	450	350
4500	5250	24	6100	7000	7100	400	450	350
5000	5800	24	6750	7700	7800	400	500	400
5500	6400	24	7450	8550	8050	500	500	400
6000	7000	24	8150	9350	9450	500	550	450
6500	7500	24	8850	10100	10200	600	550	450
7000	8100	24	9200	10550	10650	600	550	500
7500	8750	24	9850	11300	11400	600	550	500
8000	9300	24	10450	11950	12050	600	550	500
8500	9850	24	11150	12700	12800	600	550	500
9000	10500	32	1180	13500	13600	600	600	550
9500	11000	32	12450	14250	14350	600	600	550
10000	11500	32	13100	15000	15150	600	600	550
10500	12000	32	13750	15750	15850	600	600	550

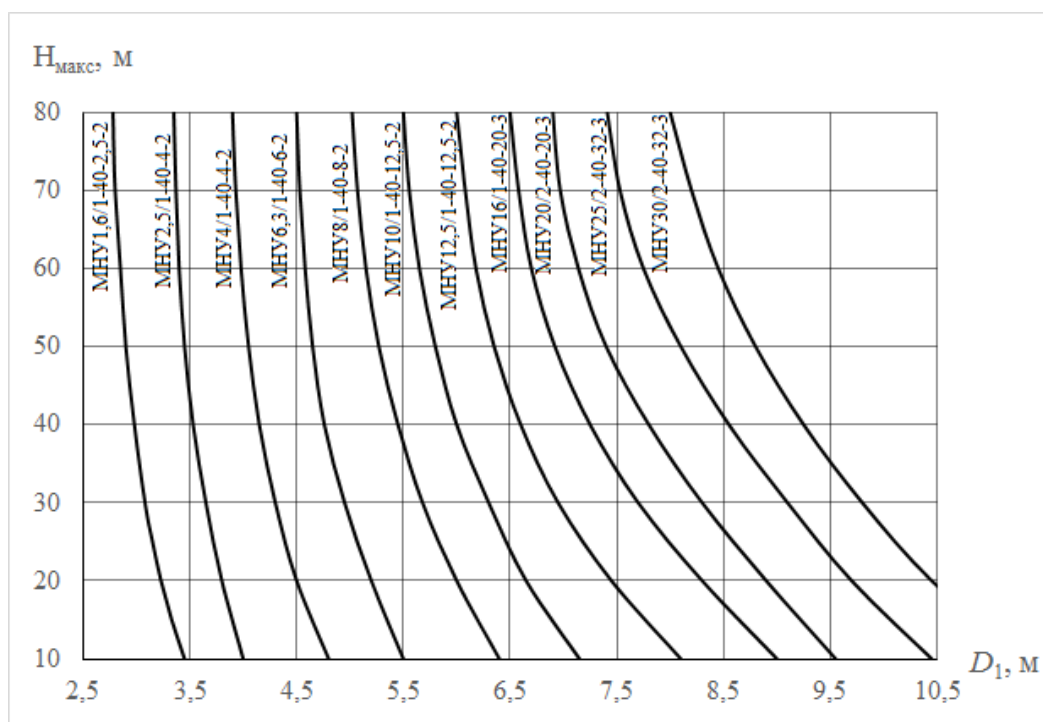


Рисунок В.2 – Номограмма выбора МНУ ПЛ-турбин

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Релейная защита и автоматика

Таблица Г.1 – Матрица отключений

Защиты		Откл. В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Откл. В-220 и ТСН	Разгрузка по Р	Предупр. сигнал	
Наименование	Обозначение								
Диф. защита, продольная	$I_{\Delta G}$	+	+	+	+	-	-	-	
ЗЗГ	U_{0G}	t_1	-	-	-	-	-	+	
		t_2	-	-	-	-	-	+	
		t_3	+	+	+	-	-	-	
	U_{03}	t	+	+	+	-	-	-	
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+	-	-	-	-	
		2 ступень t_2	+	+	-	-	-	-	
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО		-	-	-	-	+	
		ИО		+	+	-	-	-	
		ОТС I	t_1	-	-	-	-	+	-
			t_2	+	+	-	-	-	-
Защита от симм. к.з.	I_1	СО		-	-	-	-	+	
		ИО		+	+	-	-	-	
		О Т С	t_1	-	-	-	-	+	-
			t_2	+	+	-	-	-	-
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступ.	t_1	-	-	-	-	+	-
			t_2	+	+	+	-	-	-
		2 ступ.	t_1	-	-	-	-	+	-
			t_2	+	+	-	-	-	-
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО		-	-	-	-	+	
		ИО		+	+	-	-	-	
		отсечка		+	+	-	-	-	-

Окончание приложения Г

Таблица Г.2 – Уставки срабатывания защит

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение		Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. защита продольная	$I\Delta G$		Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,48 А
			Коэффициент торможения, K_T	0,3	-
			Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	1,59 А
			Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	4,77 А
Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{02G}	-	10 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	t	Коэффициент торможения, K_T	1,1	-
			Уставка срабатывания	-	0,2 В
Защита от повышения напряжения	$U >$	1 ступень	U_{CP1}	$1,2U_H$	120 В
		2 ступень	U_{CP2}	$1,4U_H$	140 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,22 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,18 \cdot I_H$	0,57 А
		ОТС I	$I_{2с.з.}$	$0,195 \cdot I_H$	0,62 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	3,4 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	3,5 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,22 \cdot I_{НОМ}$	3,89 А
			U_{cp}	-	66 В
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,045	0,113 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,36	0,9 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_p СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	4,87 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,12 \cdot I_{НОМ.Р}$	5,1 А
		Отсечка	$I_p ПУСК.$	$2,19 \cdot I_{НОМ.Р}$	9,96 А

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

Таблица Д.1 – План мероприятий по охране окружающей среды

Мероприятия	Основание для выполнения	Период
Раздел I. Охрана атмосферного воздуха		
Контроль выхлопных газов автотранспорта	Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха». №96-ФЗ от 4 Мая 1999 года.	Строительство
Разработка проекта нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу		Строительство
Контроль выбросов во время сварочных, металлообрабатывающих работ		Строительство
Установка газопылеулавливающих установок		Строительство
Раздел II. Охрана водного бассейна		
Подготовка территории, находящейся в зоне затопления (очистка от растительности, перенос могильников и кладбищ)	Водный кодекс №74-ФЗ от 3 июня 2006 года.	Строительство
Контроль за технологическим состоянием техники и насосов		Строительство и эксплуатация
Контроль выбросов при замене масел		Строительство и эксплуатация
Отвод дистиллята, используемого при охлаждении обмоток генератора		Эксплуатация Строительство
Раздел III. Охрана от промышленных отходов		
Сбор и сдача отработанных ртутьсодержащих ламп	Федеральный закон «Об отходах производства и потребления». №89-ФЗ от 24 июня 1998 года.	Строительство и эксплуатация
Сдача отработанных шин автотракторной техники, на предприятия имеющие лицензии		Строительство и эксплуатация
Контроль за сбором и временным хранением отходов производства и потребления		Строительство и эксплуатация
Разборка и удаление неиспользуемых объектов		При завершении строительства

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Вспомогательное оборудование Красноярской ГЭС, потребление мощности и потребление электроэнергии системой собственных нужд

Таблица Е.1 – Перечень вспомогательного оборудования Красноярской ГЭС

Оборудование	Данные механизма				Количество	
	Модель	Р, кВт	КПД, %	п, об/мин		
Насос вакуумный 1Г-12Г	КВН-8	3,5	94	1340	1 x 12	Агрегатные нужды
Насос циркуляционный 1Г-12Г	ЭКН-300/100-Р1	138	94	1464	2 x 12	
Насос лекажный 1Г-12Г	МВН-08	1,5	94	1360	1 x 12	
Трехвинтовой насос 1Г-12Г	ЗВ 80/40 ГТ	100	94	1500	2 x 12	
Кран водозабора 1Г-12Г	ПЭ 03-100-1,5-03К	0,22	94	140	4 x 12	
Привод Р-1Г-6Г	АО41-4А	1,7	94	1420	3 x 6	
Привод Р-7Г-12Г	HF71C4-B5	0,55	94	1420	6 x 6	
Охлаждение ТП 1Г-12Г	ТНCLF	0,37	94	2740	6 x 12	
Вентиляция ЗРУ 1Г-12Г	KR 80 1/4	0,6	94	1375	2 x 12	
Вентиляция вытяжная	ОВ-320 №7	0,6	94	1350	2 x 12	
Вентиляция приточная П1-1	АО281-6	30	94	980	1 x 6	
Вентиляция приточная П1-2	АО2 62/2	17	94	2950	1 x 6	
Вентиляция приточная П1-3	Т90S 24-4	1,1	94	1410	1 x 6	
Вн. насосы охл. тр-ров 1Г-4Г	ЭЦТЭ160/10	5,5	94	1500	6 x 4	
Вн. насосы охл. 1Г-4Г	ЭЦТЭ100/15	7,5	94	2900	4 x 4	
Вн. насосы охл. 5Г-6Г	ЭЦТЭ100/20	11	94	2900	5 x 2	
Вн. насосы охл. 7Г-12Г	ЭЦТЭ100/15	7,5	94	2900	4 x 6	
Система возбуждения 1Г-12Г	ОЗСП-3333/20 ВУЗ	2400	94	-	1 x 12	
Насос пожаротушения №1	6НДС-60	90	94	2900	6	
Насос пожаротушения №2	4К-6	45	94	3000	4	
Насос пожаротушения №11	4НДВ	70	94	2900	2	
Насос хоз.противопож. №2	ЗМС	17	94	2450	2	
Насос хоз.противопож. №2	4МС	27	94	2450	2	
Насос подготовки ЛВС №1	2К-6А	3,5	94	2800	2	
Насос подготовки ЛВС №2	4К-18	7	94	2800	2	
Насос отопления	2КМ-6	4	94	2800	2	
Насос подачи воды	4НФ	20	94	1450	2	
Насос подъема воды	ЗМС	17	94	2450	2	
Насос фекальный	1НФ-12	3	94	1400	2	
Сетевой насос отопления	К-20/30	4	94	2900	6	
Насос подпитки СО-СПК	АО51/2Н	4	94	2900	1	
Насос отопления КИА	К-20/30	4	94	800	2	
Насос артезианский	24А-18	250	94	1485	8	

Продолжение приложения Е

Продолжение таблицы Е.1

Оборудование	Данные механизма				Количество	
	Модель	Р, кВт	КПД, %	п, об/мин		
Насос откачки дренажных вод	К-150/125-315	30	94	1460	12	Общественные нужды
Насос вакуумный №1	АО2-51-4	7,5	94	1500	2	
Насос вакуумный №2	ВА061-4К	13	94	1500	1	
Вентилятор В6	ЦВ-50	1	94	2850	10	
Вентилятор ТМХ	Ц-4-70 №3	7	94	970	6	
Вентилятор В3	Ц-4-70 №4	0,8	94	1350	32	
Вентилятор В4	Ц-13-50 №6	40	94	980	2	
Вентилятор В5	Ц-4-76 №16	17	94	2950	2	
Вентилятор ОРУ-500	Ц-4-70 №6	5,5	94	1440	6	
Вентилятор ШУК1	Ц-13-50 №6	30	94	965	16	
Вентилятор ОРУ-220	Ц-13-50 №4	1	94	2850	12	
Вентилятор компрессорной	Ц-13-50 №4	1	94	2850	12	
Компрессор ВД	ВШВ 3/100	50	94	1400	4	
Компрессор НД	Шторм-3600	200	94	3000	4	
Компрессор ОРУ-500 кВ	ВШВ 2,3/230	50	94	1470	7	
Насос сист.водоподготовки	АО2 41-2	5,5	94	1800	2	
Насос МНУ	АОЛ2-81-6	30	94	970	6	
Насос МНУ (лекажный)	АОЛ2-31-4	2,2	94	1400	6	
Задвижка пожаротуш. №1	АОЛ-11-2	1,8	94	3000	28	
Задвижка пожаротуш. №2	АОЛС2-11-4	0,6	94	1500	36	
Задвижка пожаротуш. №3	АОЛ2-12-4	0,8	94	1500	36	
Насосы перекачки ТМХ	ЦНГ-70	2,8	94	1000	4	
Насосы перекачки ТМХ ВН	ВН-6Г	20	94	1000	6	
Электронасос АТ1-1	4ТТ	2,8	94	1450	6	
Электронасос АТ2-1	4ТТ	2,8	94	1450	6	
Электровентилятор АТ1-1	АДМ100/8	1,5	94	700	6	
Электровентилятор АТ2-1	АДМ100/8	1,5	94	700	6	
Маслоочистительная установка СМХ	СМ1-3000	44,5	94	700	6	
Фильтрпресс СМХ	ФП2-3000	1,7	94	1260	6	
Электронасос СМХ-1	Р3-30И	4,5	94	1400	6	
Электронасос СМХ-2	Р3-3А	1,35	94	1400	2	
Привод разъединителя 500	РЛНД-500-2000	1,1	94	1400	118	
Привод разъединителя 220	DBF4-245	0,55	94	3000	126	
Двигатель МГ-6 кВ	ГПС-3000/750	1800	94	745	1	
Обогрев раз-ей 220 кВ, 110 кВ	DBF4-245, DBF2-123	2,8	94	-	1	
Обогрев выкл-ей 220 кВ	DT-245, DT-145	224,6	94	-	1	

Продолжение приложения Е

Окончание таблицы Е.1

Оборудование	Данные механизма				Количество	
	Модель	Р, кВт	КПД, %	п, об/мин		
Обогрев разъединителей 500 кВ	РЛНД-500-2000	38,5	94	-	1	Общественные нужды
Обогрев выключателей 500 кВ	ВВБ-500А-30	125,4	94	-	1	
Обогрев помещений ОРУ-220 кВ	-	200	94	-	1	
Обогрев помещений ОРУ-500 кВ	-	230	94	-	1	
Обогрев дегазационной установки ТМХ	-	280	94	-	1	
Печь сушильной камеры ТМХ	ТСУ-120/0,5	720	94	-	1	
Индукционный нагреватель КИА	ЭДИСОН-50	50	94	-	4	
Нагреватель системы отопления ТК	ЭДИСОН-100	100	94	-	33	
Проточный водонагреватель	ДНФ-24	6	94	-	11	
Электрокалорифер вент. №1	СФО-25	25	94	-	16	
Электрокалорифер вент. №2	СФО-100	100	94	-	2	
Электрокалорифер вент. ТМХ №1	СФО-40	40	94	-	7	
Электрокалорифер вент. ТМХ №2	СФО-160	160	94	-	3	
Электрокалорифер вент. МЗ	СФО-250	250	94	-	16	
Сети постоянного тока	-	108	-	-	1	
Сети освещения МЗ	-	400	-	-	1	
Сети освещения плотины	-	100	-	-	1	
Сети освещения техн.корпуса	-	100	-	-	1	
Сети освещения СПК	-	100	-	-	1	
Сети освещения хоз.блока	-	200	-	-	1	
Архитект.освещение	-	350	-	-	1	
Сети осв. ОРУ-220 кВ, ОРУ-500 кВ	-	155	-	-	1	
Лифт грузовой №1	3000 кг	21	-	-	1	
Лифт грузовой №2	1000 кг	4	-	-	1	
Лифт пассажирский №1	350 кг	6	-	-	2	
Лифт пассажирский №2	400 кг	10	-	-	1	
Кран козловой №1	-	333	-	-	3	
Кран козловой НБ	-	140	-	-	1	
Кран мостовой №1	-	300	-	-	1	
Кран мостовой №2	-	310	-	-	1	
Кран мостовой №3	-	150	-	-	1	
Кран мостовой ТМХ	-	250	-	-	1	

Продолжение приложения Е

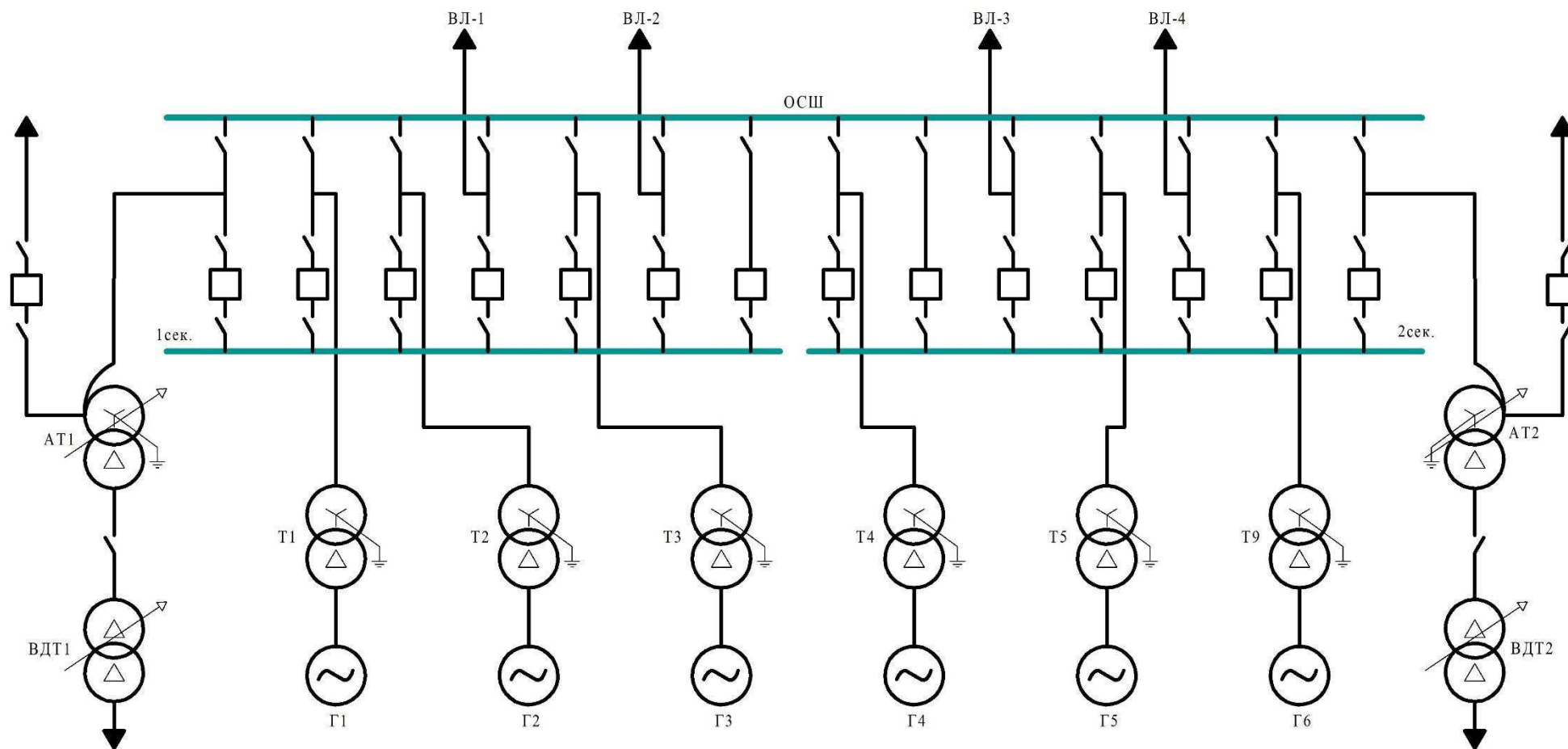


Рисунок Е.1 – Структурная схема ОРУ-220 кВ Красноярской ГЭС

Окончание приложения Е

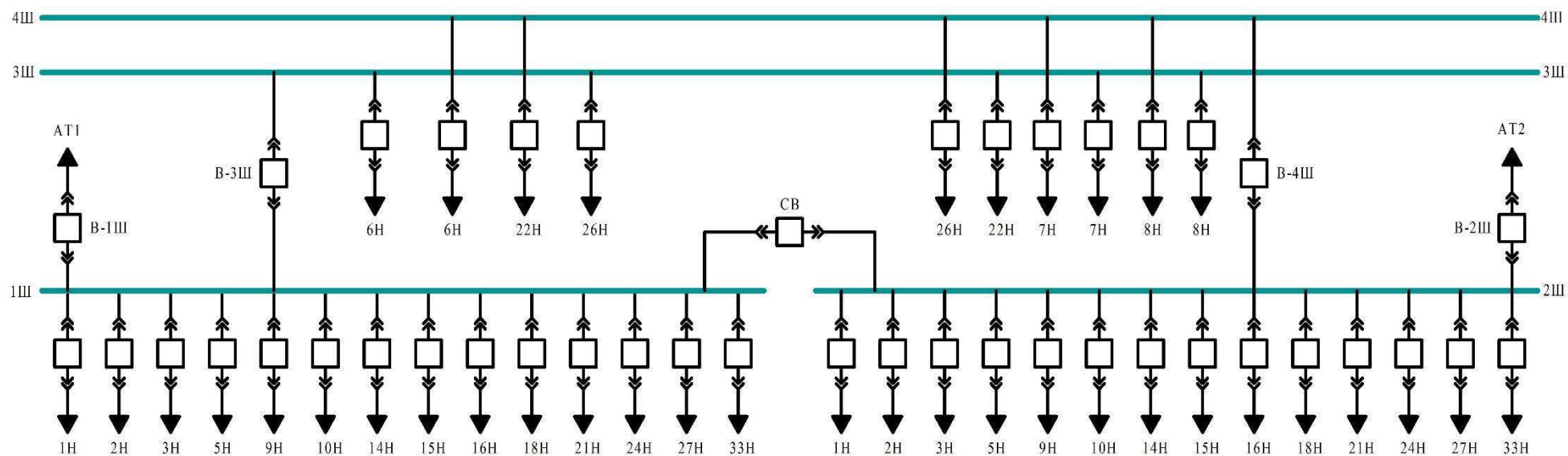
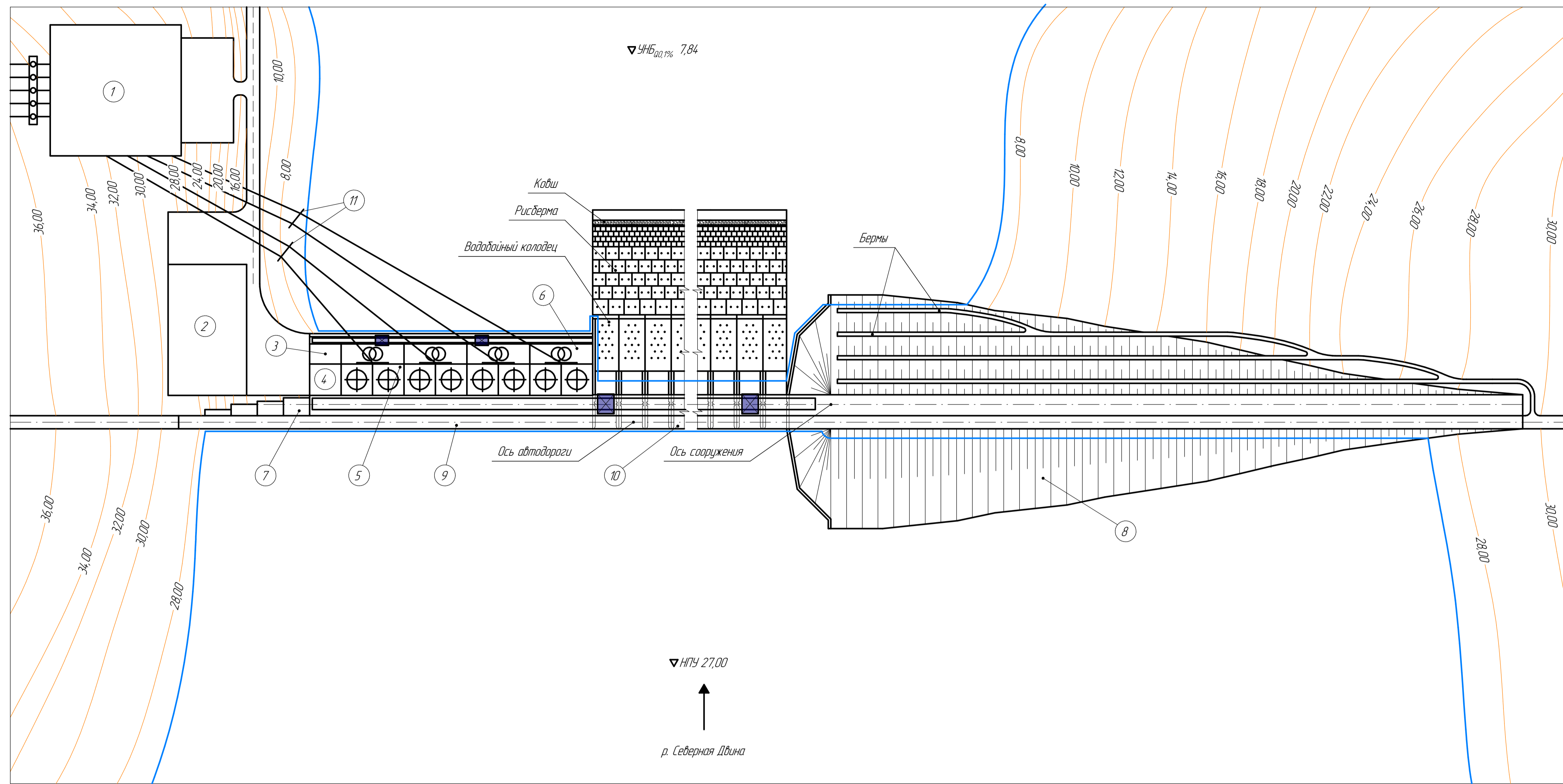


Рисунок Е.2 – Структурная схема ЦКРУ-6 кВ Красноярской ГЭС

Генеральный план
Масштаб 1:2000



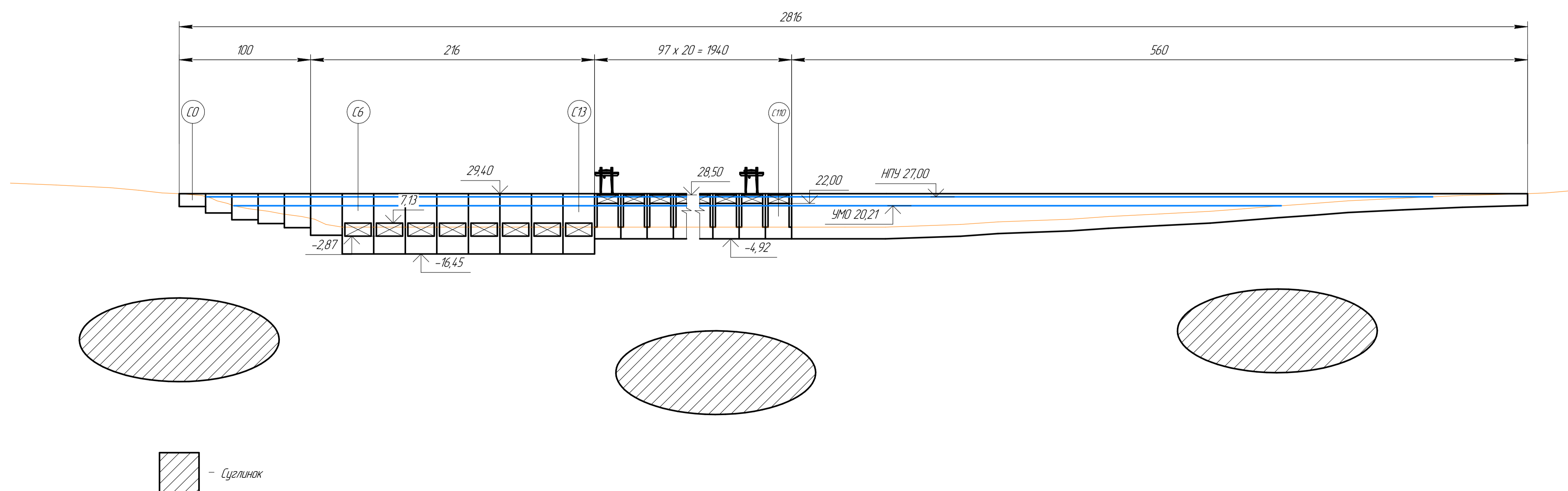
Экспликация сооружений

№	Наименование
1	КРУЭ 220 кВ
2	Административное здание
3	Площадка ремонта трансформаторов
4	Монтажная площадка
5	Машинный зал
6	Трансформаторная площадка
7	Левобережная глухая плотина
8	Правобережная грунтовая плотина
9	Станционная часть бетонной плотины
10	Водосливная плотина
11	Опоры ВЛ

Ведомость состава проекта

№	Обозначение	Наименование
1	ВКР-13.03.02-14.01644-ГП	Генеральный план. Вид с ВБ. Экспликация сооружений. Ведомость состава проекта
2	ВКР-13.03.02-14.01644-ГР1	Разрез по станционной части плотины
3	ВКР-13.03.02-14.01644-ГР2	Разрез по водосливной плетине. План водосливной плотины
4	ВКР-13.03.02-14.01644-ГР3	Нагрузки, действующие при основном сочетании нагрузок и воздействий

Вид с верхнего бьефа
Масштаб 1:2000



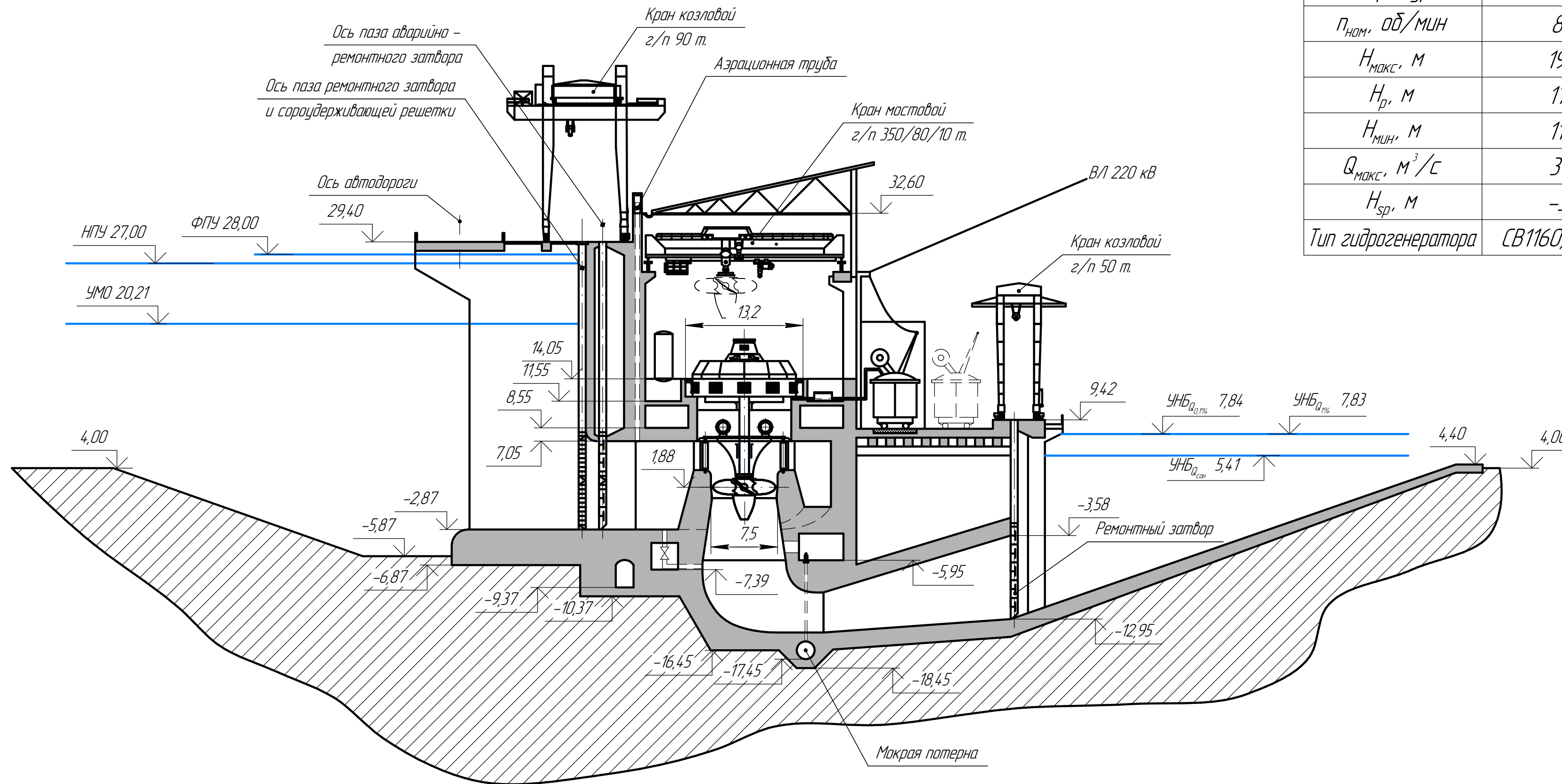
1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

ВКР-13.03.02-14.01644-ГП					
Саяно-Шушенский Филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол. изм.	Лист	№ дж.	Подп.	Дата
Разраб.					
Проект.					
Т. Констр.					
Н. Констр.					
Утв.					
Проектирование Северодвинской ГЭС на реке Северная Двина				Страница	Лист
Генеральный план. Вид с ВБ. Экспликация сооружений. Ведомость состава проекта				1	4
				Кафедра ГЭС, ГЭИ-036, 2018г.	
Формат А1					

Разрез по стационарной части плотины
Масштаб 1 : 400

Основные характеристики гидросилового оборудования

Тип гидротурбины	П120/811-В-750
$n_{ном}$, об/мин	83,3
$H_{макс}$, м	19,99
$H_{р}$, м	17,21
$H_{мин}$, м	11,29
$Q_{макс}$, м ³ /с	3152
$H_{сп}$, м	-3,10
Тип гидрогенератора	СВ1160/180-72



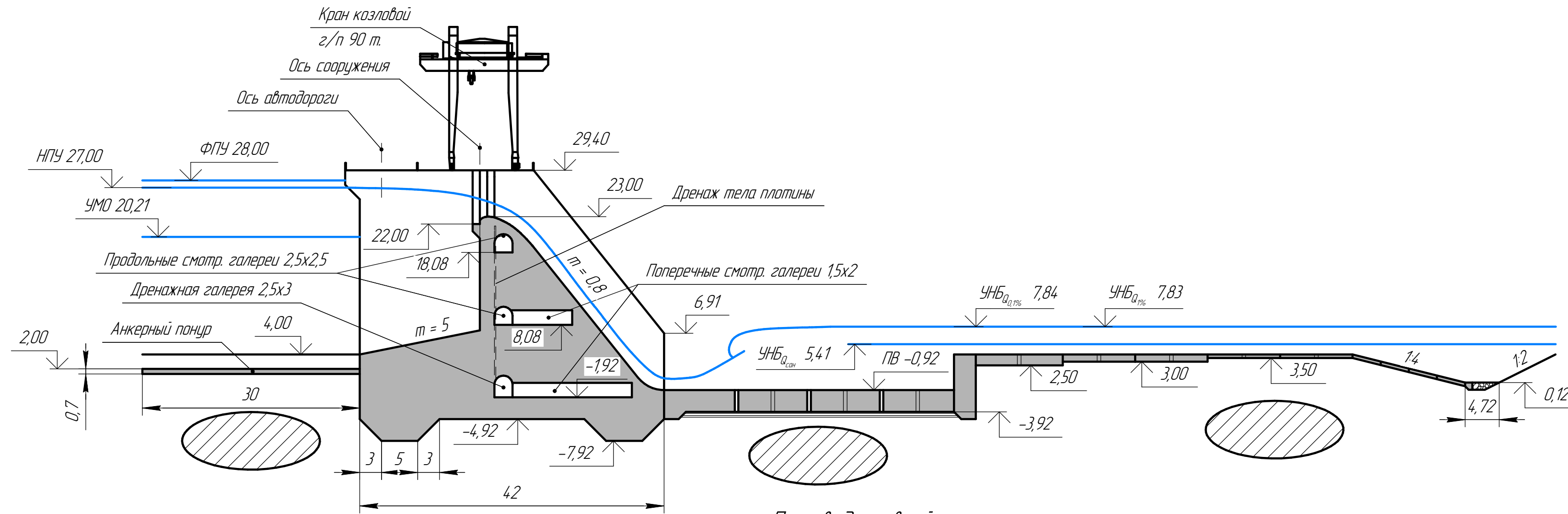
 - Сузглинак

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-14.01644-ГП1

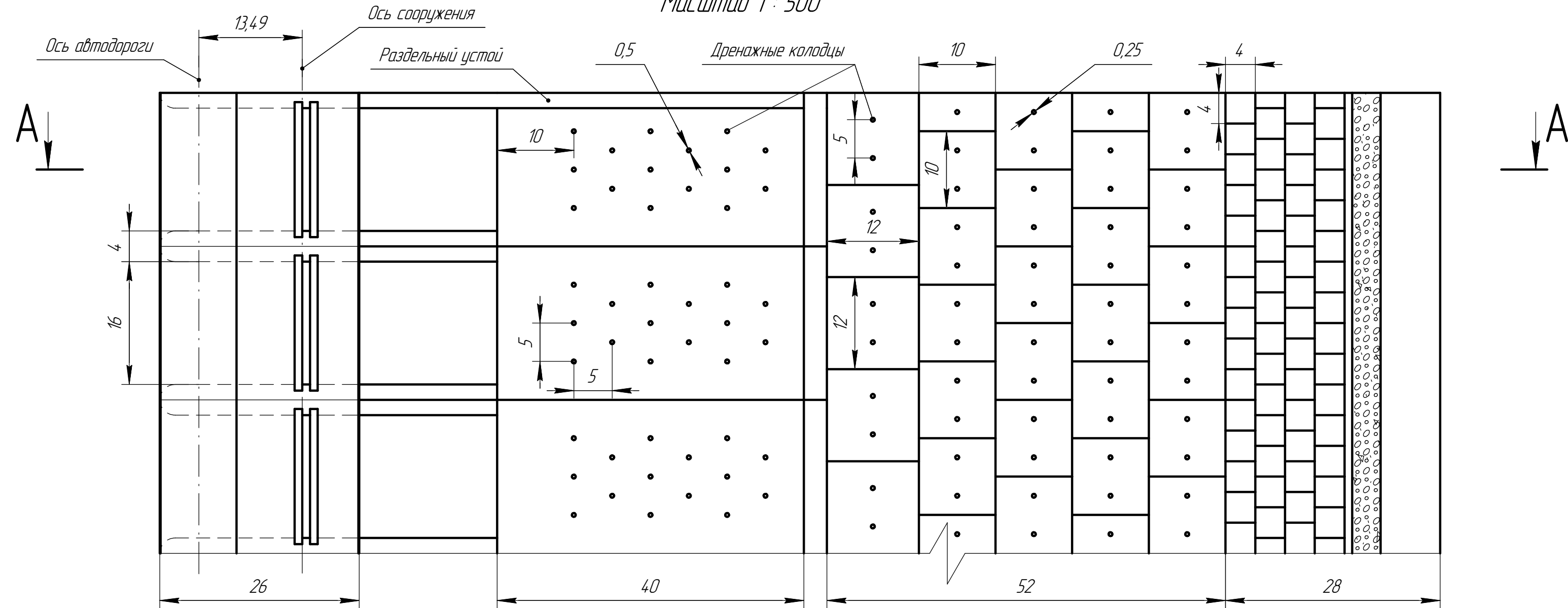
ВКР-13.03.02-14.01644-ГП1					
Саяно-Шушенский Филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подг.	Дата
Разраб.					
Проб.					
Т. Контр.					
Н. Контр.					
Утв.					
Проектирование Северодвинской ГЭС на реке Северная Двина				Стадия	Лист
Разрез по стационарной части плотины				2	4
Кафедра ГЭСЭС, ГЭ14-036, 2018г.					
Формат А2					

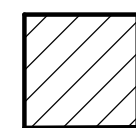
Перв. примен. / Спраб. № / Подп. и дата / Взам. инв. № / Инв. № дубл. / Подп. и дата / Инв. № подл.

Разрез по водосливной плотине (А-А)
Масштаб 1 : 500



План водосливной плотины
Масштаб 1 : 500



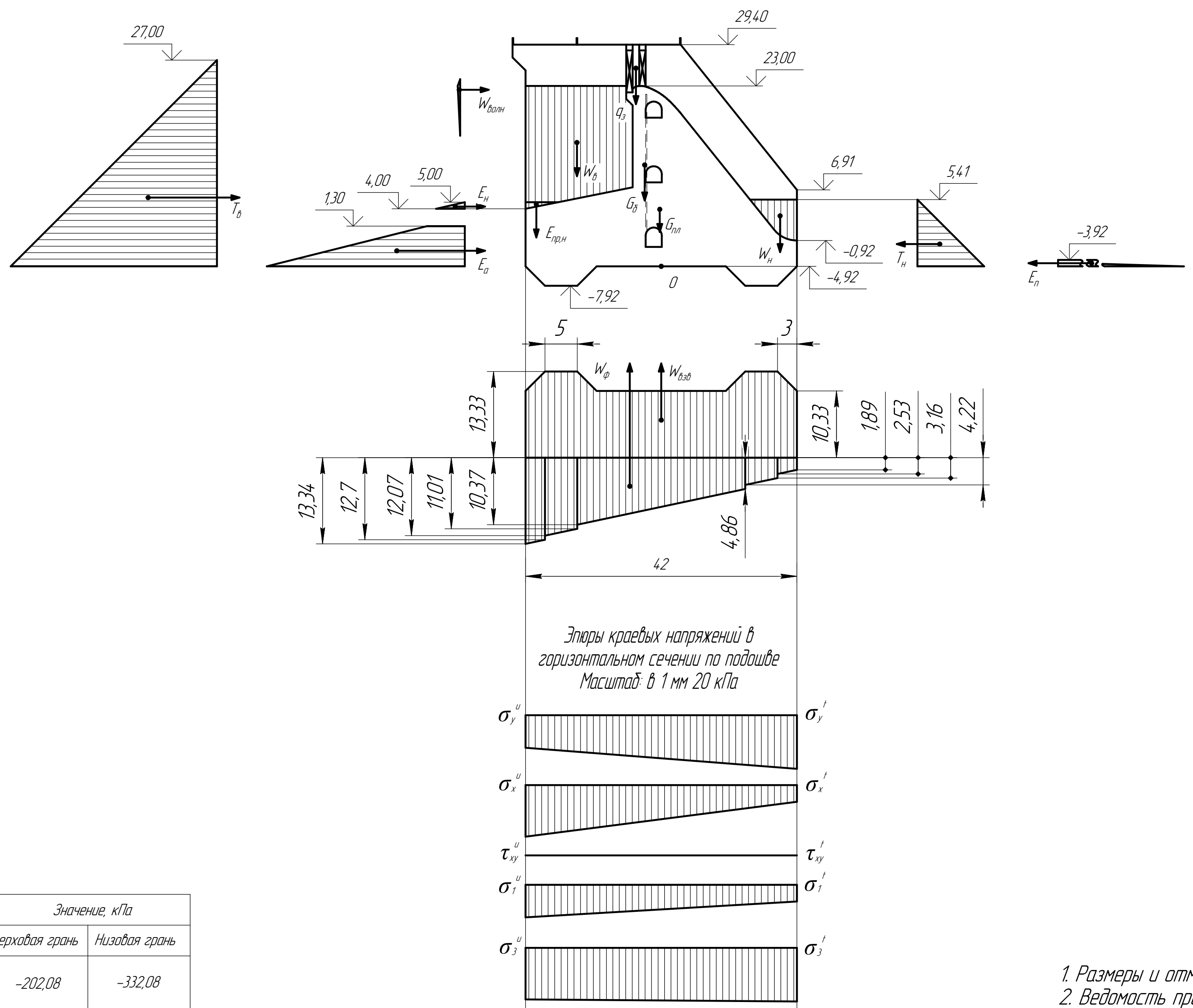
 - Сузглинак

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-14.01644-ГП

ВКР-13.03.02-14.01644-ГР2					
Саяно-Шушенский Филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подг.	Дата
Разрад.					
Пров.					
Т. Контр.					
Н. Контр.					
Утв.					
Проектирование Северодвинской ГЭС на реке Северная Двина				Стадия	Лист
Разрез по водосливной плотине. План водосливной плотины				3	4
				Кафедра ГЭС, ГЭИ-036, 2018г.	

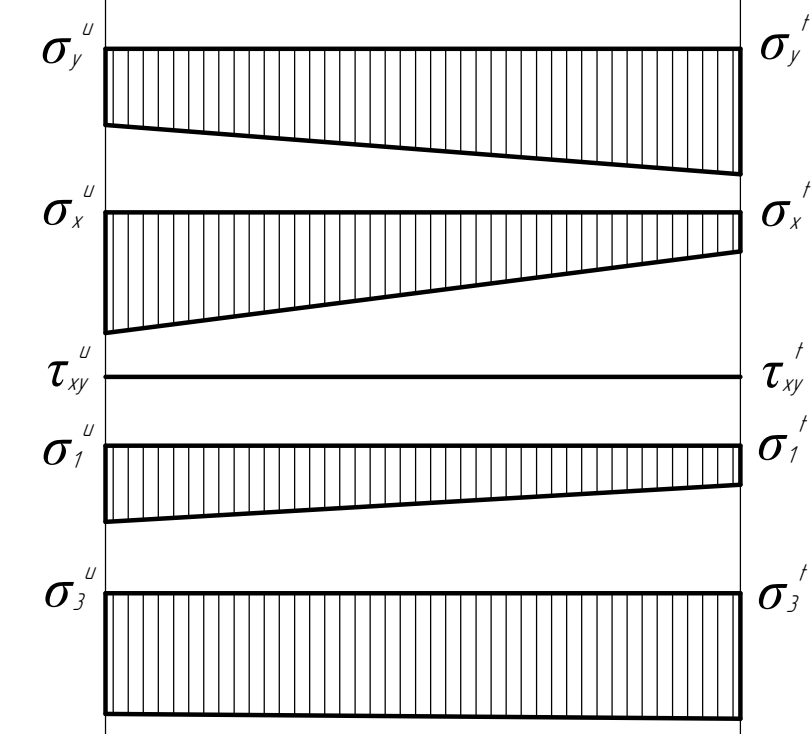
Перв. примен.
Справ. №
Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Нагрузки, действующие при основном сочетании нагрузок и воздействий
Масштаб 1 : 500



Нагрузка	Обозначение	Значение, кН
Вес плотины	$G_{пл}$	10464,08
Вес дька	$G_{д}$	5488,50
Горизонтальная сост. гидростатического давления со стороны ВБ	$T_{б}$	4997,61
Горизонтальная сост. гидростатического давления со стороны НБ	$T_{н}$	523,36
Вертикальная сост. гидростатического давления со стороны ВБ	$W_{б}$	2796,73
Вертикальная сост. гидростатического давления со стороны НБ	$W_{н}$	287,83
Волновое давление	$W_{волн}$	16,46
Взвешивающее давление	$W_{взв}$	4727,05
Фильтрационное давление	$W_{ф}$	3137,53
Давление наносов	$E_{н}$	2,68
Пригруз наносов	$E_{пр,н}$	24,75
Активное давление грунта	$E_{а}$	136,22
Пассивное давление грунта	$E_{п}$	206,38

Эпюры крайних напряжений в горизонтальном сечении по подошве
Масштаб: в 1 мм 20 кПа



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-14.01644-ГП

ВКР-13.03.02-14.01644-ГРЗ					
Саяно-Шушенский Филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подг.	Дата
Разраб.					
Пров.					
Т. Контр.					
Н. Контр.					
Чтв.					
Проектирование Северодвинской ГЭС на реке Северная Двина				Стадия	Лист
					4
				Листов	4
Нагрузки, действующие при основном сочетании нагрузок и воздействий				Кафедра ГЭСЭС, ГЭ14-036, 2018г.	
Формат А2					

Перв. примен.
Справ. №
Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Напряжение	Значение, кПа	
	Верховая грань	Низовая грань
Нормальное напряжение, действующее по гор-ой площадке σ_y	-202,08	-332,08
Нормальное напряжение, действующее по вер-ой площадке σ_x	-319,20	-103,30
Касательное напряжение по гор-ой площадке τ_{xy}	0	0
Главное минимальное сжимающее напряжение σ_1	-202,08	-103,30
Главное максимальное сжимающее напряжение σ_3	-319,20	-332,08

Главная схема электрических соединений

Номер ячейки	1	2	3	4	5
Дистанционное наименование	ВЛ 220 кВ Северодвинская ГЭС - ЛС Обозерская №1	ВЛ 220 кВ Северодвинская ГЭС - ЛС Обозерская №2	ВЛ 220 кВ Северодвинская ГЭС - ЛС Обозерская №3	ВЛ 220 кВ Северодвинская ГЭС - ЛС Обозерская №4	ВЛ 220 кВ Северодвинская ГЭС - ЛС Обозерская №5
Конструкция фазы линии	АС 300/39	АС 300/39	АС 300/39	АС 300/39	АС 300/39

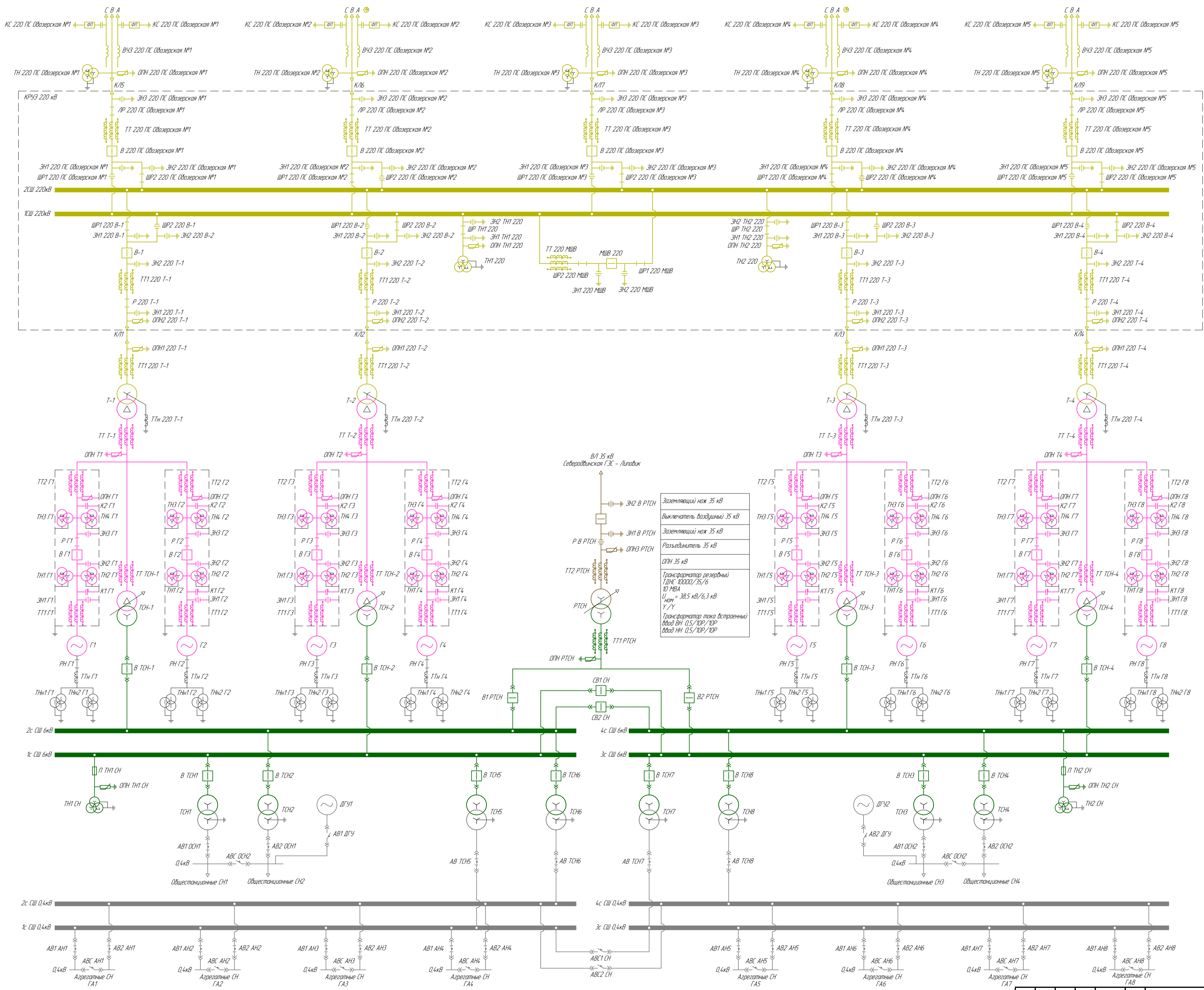
Конденсатор связи 220 кВ, 6400 пФ; Фильтр гармоник 77-1000 кГц ВЧ заградитель 220 кВ, 630 А
ОПН 220 кВ
Трансформатор напряжения 220 кВ, 100В, 0,5/ЗР
Заземляющий нах 220 кВ, 50 кА
Разъединитель 220 кВ, 3150 А, 50 кА
Трансформатор тока 220 кВ, 50 кА, 0,5/0,5/10Р
Выключатель элегазовый 220 кВ, 3150 А, 50 кА
Заземляющий нах 220 кВ, 50 кА
Разъединитель 220 кВ, 3150 А, 50 кА
Оборные шины 220 кВ, 4000 А
ОПН 220 кВ
Междупольный выключатель элегазовый 220 кВ, 4000 А, 50 кА
Трансформатор напряжения 220 кВ, 100В, 0,5/ЗР
Разъединитель 220 кВ, 3150 А, 50 кА
Выключатель элегазовый 220 кВ, 3150 А, 50 кА
Заземляющий нах 220 кВ, 50 кА
Трансформатор тока 220 кВ, 50 кА, 0,5/0,5/10Р
Разъединитель 220 кВ, 3150 А, 50 кА
Заземляющий нах 220 кВ, 50 кА
ОПН 220 кВ

ОПН 220 кВ
Трансформатор трансформы Т-1 Т-2 Т-3 Т-4 ТДЛ 200000/220/13,8 200 МВА $U_{ном} = 242 кВ/13,8 кВ$ Y_n/Δ
Трансформатор тока встраиваемый Обод ВН 0,5/10Р/10Р Обод НН 0,5/10Р/10Р Обод нулевой 10Р/10Р
ОПН 13,8 кВ

Трансформатор тока 20 кВ, 120 кА, 0,5/10Р/10Р
ОПН 13,8 кВ
Конденсатор 20 кВ
Трансформатор напряжения 20 кВ, 100В, 0,5/ЗР
Заземляющий нах 20 кВ, 90 кА
Разъединитель 20 кВ, 6300 А, 90 кА
Выключатель элегазовый ВТ-20 6300 А, 90 кА
Заземляющий нах 20 кВ, 90 кА
Трансформатор напряжения 20 кВ, 100В, 0,5/ЗР
Конденсатор 20 кВ
Заземляющий нах 20 кВ, 90 кА
Трансформатор тока 20 кВ, 120 кА, 0,5/10Р/10Р
Генератор СВ-160/180-72 $S_{ном} = 76 МВА$ $U_{ном} = 13,8 кВ$ Y_n
Трансформатор тока 20 кВ, 10Р/10Р
Трансформатор напряжения 20 кВ, ЗР/ЗР
Разъединитель 20 кВ, 6300 А, 90 кА

Предохранитель 6 кВ
ОПН 6 кВ
Трансформатор напряжения 6 кВ, 0,5/ЗР
Ячейка выключателя электромагнитного 6 кВ
Трансформатор собственных нужд ТСЗ 2500/6/0,4 25 МВА $U_{ном} = 6,3 кВ/0,4 кВ$ Y/Y_n
Автоматический выключатель 0,4 кВ, 2500А, 85 кА

Дизель-генераторная установка 0,4 кВ, 650 кВт
Автоматический выключатель 0,4 кВ, 630А, 65 кА



Заземляющий нах 35 кВ
Выключатель воздушный 35 кВ
Заземляющий нах 35 кВ
Разъединитель 35 кВ
ОПН 35 кВ
Трансформатор резервный ТДЛК 10000/35/6 10 МВА $U_{ном} = 38,5 кВ/6,3 кВ$ Y/Y_n
Трансформатор тока встраиваемый Обод ВН 0,5/10Р/10Р Обод НН 0,5/10Р/10Р

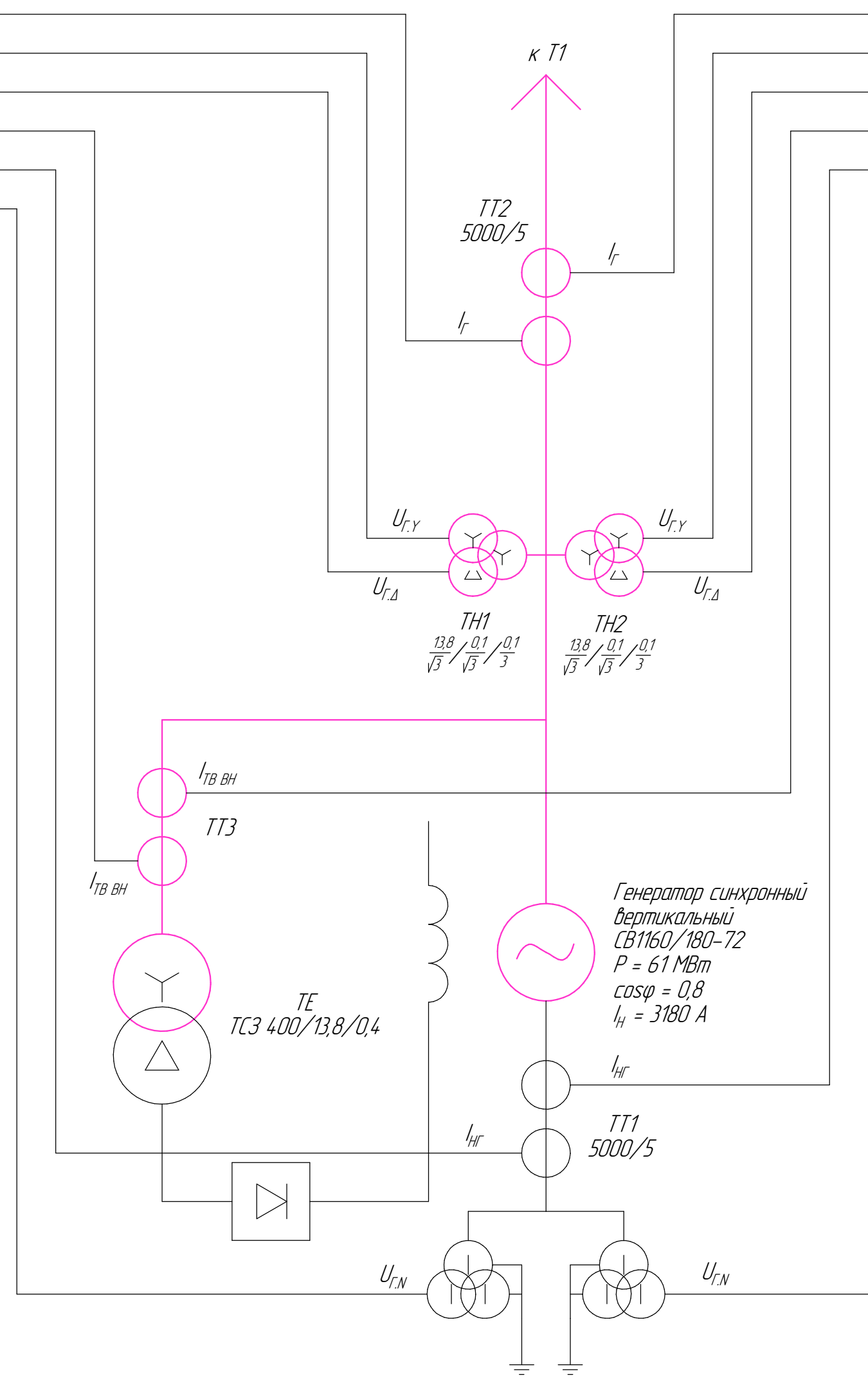
Трансформатор собственных нужд ТДЛ 2500/13,8/6 25 МВА $U_{ном} = 13,8 кВ/6 кВ$ Y/Δ
Трансформатор тока встраиваемый Обод ВН 0,5/10Р/10Р
Ячейка выключателя электромагнитного 6 кВ

ВКР-13.03.02-14.01644-ЭС1		
Саяно-Шушенский Филиал Сибирского федерального университета		
Изм.	Кол. уч.	Лист
Разраб.	№ док.	Листов
Пров.	Год	1
Т. Констр.	Дата	1
Н. Констр.		
Утв.		
Проектирование Северодвинской ГЭС на реке Северная Двина		Страница
Главная схема электрических соединений		Лист
		1
		Листов
		1
Кафедра ТЭЭС, ГЭ-035, 2018г.		
Формат А1		

Лист 1 из 1

ШЭ1113(Система А)		
ΔG	I_r	Y
Z1<, Z2<, U1<, U2<, КИИ	$U_{r,Y}$	Y
КИИ, Un(U ₀)	$U_{r,Δ}$	Δ
I>TB	$I_{TB,ВН}$	Y
ΔG, I2, I2>, I1, Z1<, Z2<	$I_{НГ}$	Y
Un(U ₀)	$U_{r,N}$	—

ШЭ1113(Система Б)		
Y	I_r	ΔG
Y	$U_{r,Y}$	Z1<, Z2<, U1<, U2<, КИИ
Δ	$U_{r,Δ}$	КИИ, Un(U ₀)
Y	$I_{TB,ВН}$	I>TB
Y	$I_{НГ}$	ΔG, I2, I2>, I1, Z1<, Z2<
—	$U_{r,N}$	Un(U ₀)



Перв. измен.
Справ. №

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	а.е.	и.е.
Диф. защита продольная	ΔG	Ток срабатывания $I_{ср.0}$	$0,15 \times I_{НГ}$	0,48 А
		Коэффициент торм. K_T	0,3	—
		Уставка начального торможения $I_{НТ}$	$0,5 \times I_{НГ}$	1,59 А
		Тормозной ток В	$1,5 \times I_{НГ}$	4,77 А
ЗЗГ	U ₀	t ₁	U _{01G}	5 В
		t ₂	U _{02G}	10 В
		t ₃	U _{03G}	15 В
	U ₀₃	t	Коэффициент торм. K_T	1,1
ЗПН	U>	1 ступень	U _{ср1}	120 В
		2 ступень	U _{ср2}	140 В
Защита обратной последовательности от несимметричных КЗ и перегрузок	I2	CO	I _{2СИГН}	0,22 А
		ИО	I _{2ПЫСК}	0,57 А
		ОТС	I _{2СЗ}	0,62 А
Защита от симметричных перегрузок	I1	CO	I _{1СИГН}	3,40 А
		ИО	I _{1ПЫСК}	3,50 А
		ОТС	I _{1СЗ}	3,89 А
ДЗ	Z>	1 ступень	Z ₁	0,113 Ом
		2 ступень	Z ₂	0,90 Ом
Защита ротора от перегрузки	I _p	CO	I _{pСИГН}	4,87 А
		ИО	I _{pПЫСК}	5,10 А
		ОТС	I _{pСЗ}	9,96 А

Защиты		Действие						
Наименование	Обозначение	Отключение В/Л	Гашение полей	Остановка турбины и сброс АРЗ	Пуск ПНТ ПТ	Отключение ВЭЭС и ТЭН	Разгрузка по мощности	Предуп. сигнал
Диф. защита продольная	ΔG	+	+	+	+			
ЗЗГ	U ₀	t ₁						+
		t ₂						+
		t ₃	+	+	+			
ЗПН	U>	1 ступень	+	+				
		2 ступень	+	+				
Защита обратной последовательности от несимметричных КЗ и перегрузок	I2	CO						+
		ИО	+	+				
		ОТС	t ₁				+	
Защита от симметричных перегрузок	I1	CO						+
		ИО	+	+				
		ОТС	t ₁				+	
ДЗ	Z>	t ₁						+
		t ₂	+	+				
		t ₁					+	
Защита ротора от перегрузки	I _p	CO						+
		ИО	+	+				
		ОТС	+	+				

Подп. и дата
Изм. № дробл.
Взам. инв. №
Подп. и дата
Изм. № подл.

ВКР-13.03.02-1401644-ЭС2
Саяно-Шушенский Филиал Сибирского федерального университета

Проектирование Северодвинской ГЭС на реке Северная Двина

Защиты генератора

Кафедра ГТЭС, ГЭИ-036, 2018г.

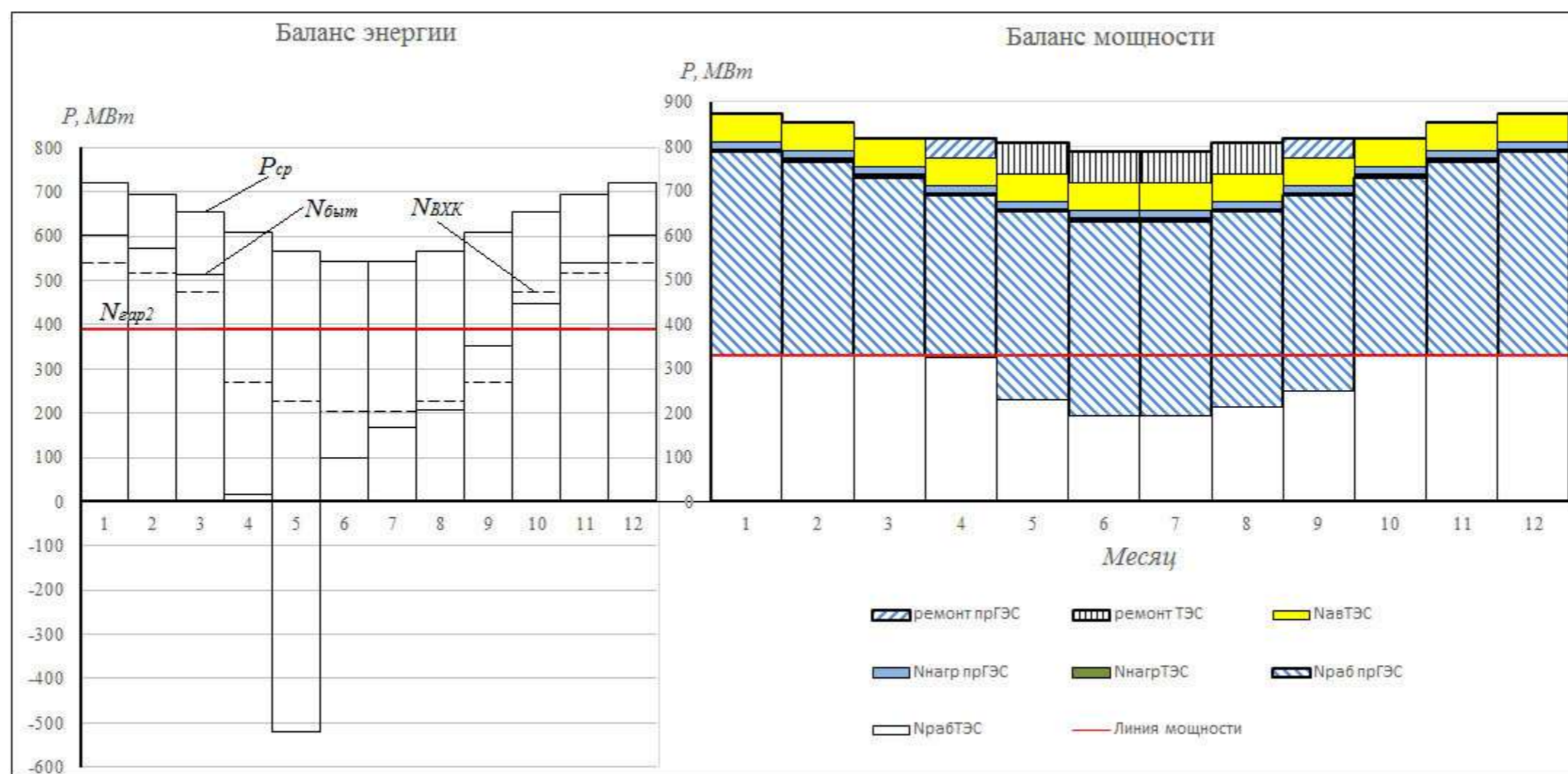
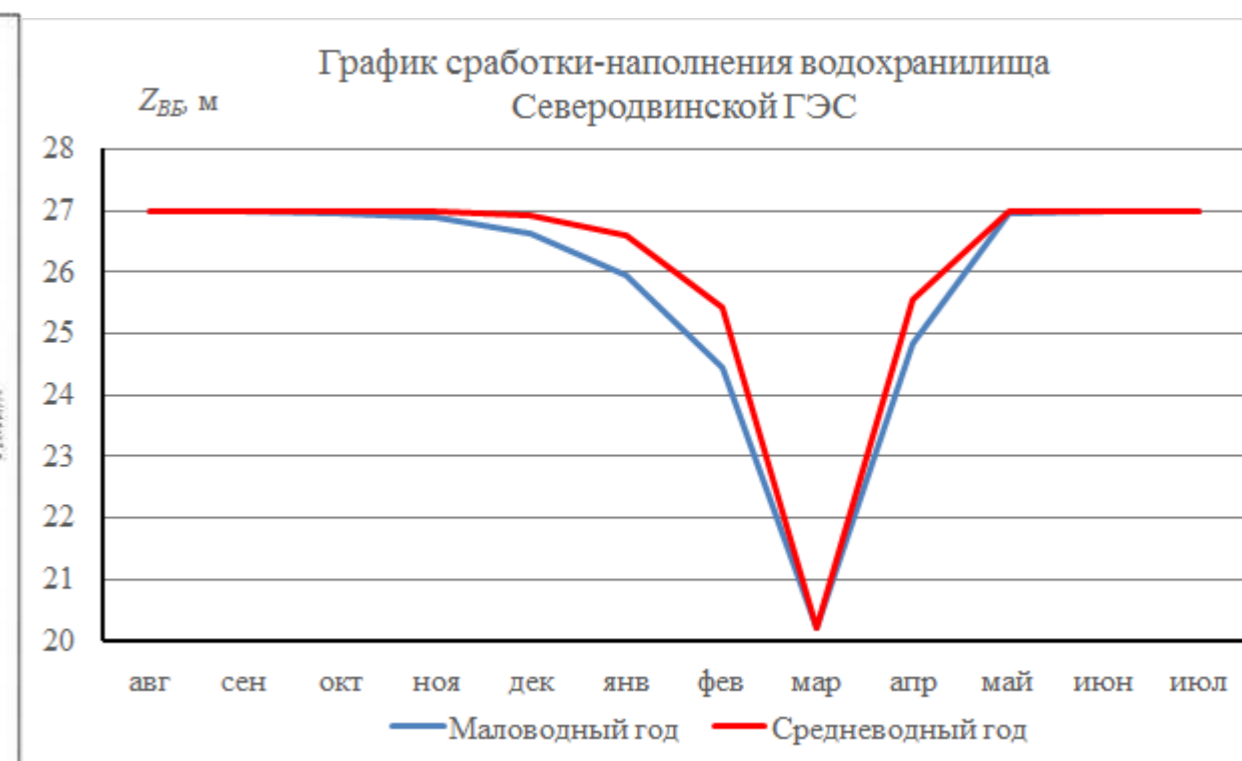
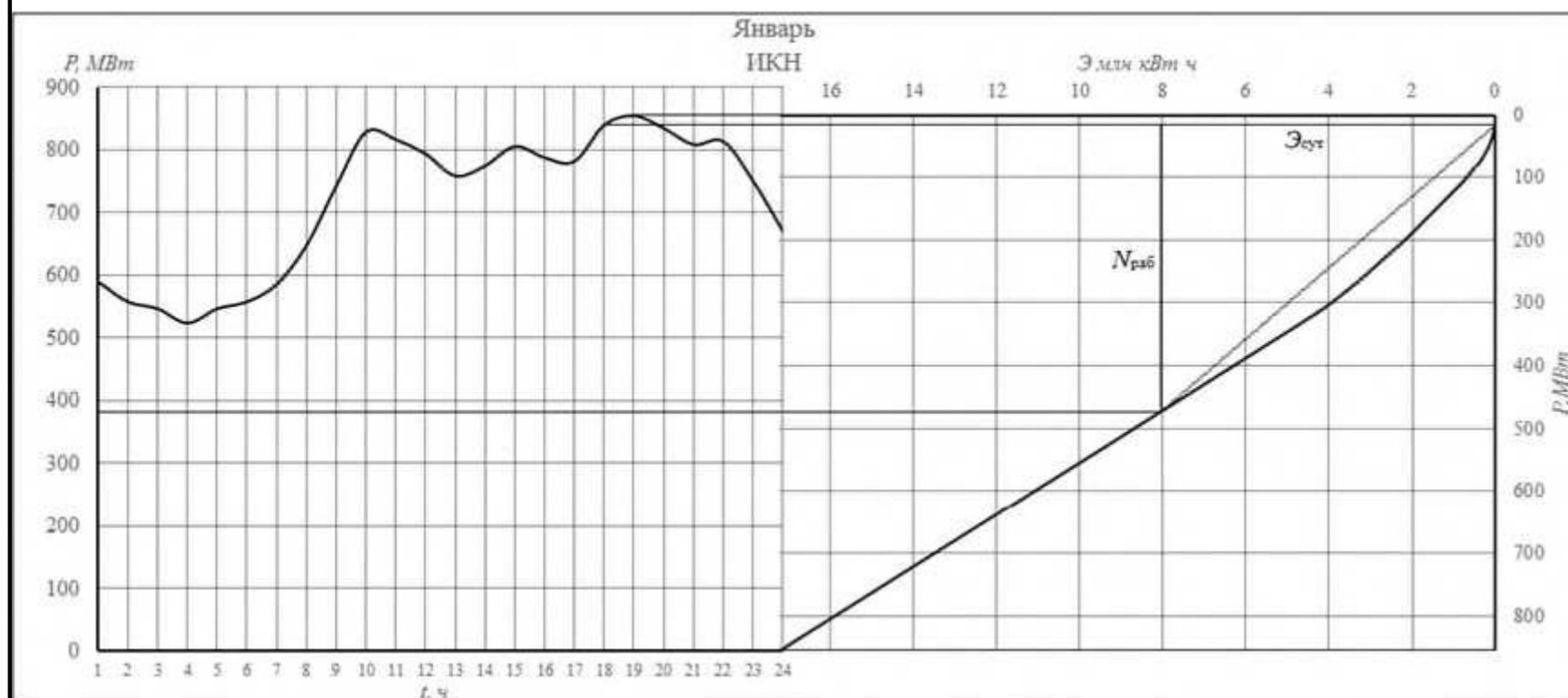
Формат А2

Использование водной энергии Северодвинской ГЭС на реке Северная Двина

Гарантированная мощность $N_{\text{гар}} = 330$ МВт;

Установленная мощность $N_{\text{уст}} = 480$ МВт;

Среднеголетняя выработка $\mathcal{E}_{\text{ср.мн.лет.}} = 3,5$ млрд кВтч.



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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


подпись В.В. Луференко
инициалы, фамилия

«17» 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика, электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ СЕВЕРОДВИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ СЕВЕРНАЯ
ДВИНА. ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ КРАСНОЯРСКОЙ
ГЭС, ПОТРЕБЛЕНИЕ МОЩНОСТИ И ПОТРЕБЛЕНИЕ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ СИСТЕМОЙ СОБСТВЕННЫХ НУЖД**

Руководитель


подпись, дата

Заместитель главного
инженера по эксплуатации
филиала ПАО «РусГидро» –
«Саяно-Шушенская ГЭС
имени П.С. Непорожного»
должность

В.В. Луференко
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

В.С. Гузенков
инициалы, фамилия

Саяногорск, Черемушки 2018