

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

В.И. Татарников

подпись

« 16 » 06 2016 г.

**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**

140209.65 Гидроэлектростанции

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЛАНАДАНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ХАНТАЙКА.  
АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ДИАГНОСТИЧЕСКОГО  
КОНТРОЛЯ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ (АСДК ГТС) НА  
ПРИМЕРЕ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ГЭС**

Пояснительная записка

Руководитель

  
14.06.16  
подпись, дата

Инженер СМГТС

Филиала ОАО

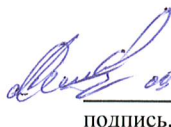
«РусГидро» - «Саяно-

Шушенская ГЭС имени

П.С. Непорожного»

Т.С. Сусла

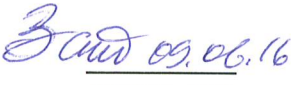
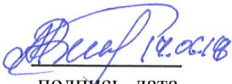
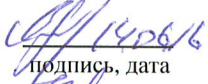
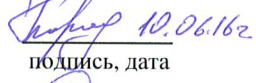
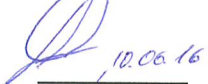

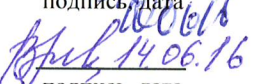
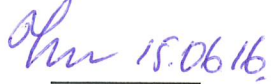
Выпускник

  
06.06.16  
подпись, дата

Д.Е. Анчугов

Продолжение титульного листа ДП по теме Проектирование Ланаданской ГЭС на реке Хантайка. Автоматизированная система диагностического контроля гидротехнических сооружений (АСДК ГТС) на примере проектируемой ГЭС

Консультанты по  
разделам:

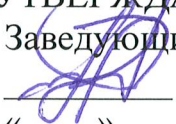
Водноэнергетические расчёты	 подпись, дата	<u>Е.Ю. Затеева</u>
Основное и вспомогательное оборудование	 подпись, дата	<u>А.В. Масленникова</u>
Электрическая часть	 подпись, дата	<u>Ю.А. Мальцев</u>
Устройства РЗА	 подпись, дата	<u>А.А Коршунов</u>
Компоновка и сооружения гидроузла	 подпись, дата	<u>С.Е. Лонский</u>
Техника безопасности. Противопожарная техника безопасности. Мероприятия по охране окружающей среды	 подпись, дата	<u>В.И. Татарников</u>
Технико-экономические показатели	 подпись, дата	<u>В.В. Лапасова</u>
Нормоконтролер	 подпись, дата	<u>А.А. Чабанова</u>

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В.И. Татарников

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
**в форме дипломного проекта**

Студенту Анчугову Дмитрию Егорович.

Группа ЗГ10-01. Направление (специальность) 140209.65  
Гидроэлектростанции.

Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование Ланаданской ГЭС на реке Хантайка. Автоматизированная система диагностического контроля гидротехнических сооружений (АСДК ГТС) на примере проектируемой ГЭС

Утверждена приказом по университету № 20 от 09.03.2016 г.

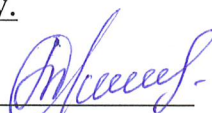
Руководитель ВКР Т.С. Сусла, Инженер Службы мониторинга гидротехнических сооружений Филиала ОАО «РусГидро» - «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного».

Исходные данные для ВКР: среднемесячные расходы реки Хантайка, кривая зависимости объемов водохранилища от уровня воды в нем  $V = f(Z_{вб})$ , кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе  $Q=f(Z_{нб})$ , гарантированная мощность существующих ГЭС по зиме 600 МВт и по лету 480 МВт, установленная мощность существующих ГЭС 1041 МВт, коэффициент мощности  $k_N = 8,9$ , потери напора в водоподводящих сооружениях  $\Delta h = 0,4$  м, отметка НПУ 60 м.

Перечень разделов ВКР: анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС, водно-энергетические расчеты, основное и вспомогательное оборудование, электрическая часть станции, релейная защита и автоматика, компоновка и основные сооружения гидроузла, охрана труда, противопожарная безопасность, охрана природы, технико-экономические показатели, автоматизированная система диагностического контроля гидротехнических сооружений (АСДК ГТС) на примере проектируемой ГЭС.

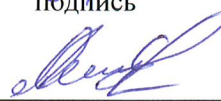
Перечень графического материала: водно-энергетические показатели гидроузла Ланаданской ГЭС, поперечный разрез станционной части Ланаданской ГЭС, главная схема электрических соединений Ланаданской ГЭС, генеральный план Ланаданской ГЭС на реке Хантайка, поперечный разрез водосливной плотины Ланаданской ГЭС, технико-экономические показатели Ланаданской ГЭС, иллюстрационные материалы к спецвопросу.

Руководитель ВКР

  
подпись

Т.С. Сусла

Задание принял к исполнению

  
подпись

Д.Е. Анчугов

«09» марта 2016 г.

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

**ОТЗЫВ**

руководителя Т.С. Сусла, инженера Службы мониторинга ГТС  
Филиала ПАО «РусГидро» - «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного»  
на дипломный проект Д.Е. Анчугова «Проектирование Ланаданской ГЭС на реке  
Хантайка. Автоматизированная система диагностического контроля  
гидротехнических сооружений (АСДК ГТС) на примере проектируемой ГЭС»

Дипломный проект, разработанный Д.Е. Анчуговым, выполнен в полном объеме в соответствии с выданным заданием. Проект представлен на 155 листах пояснительной записки, 4 листах чертежей и трех плакатах. Достаточно подробно разработаны все части проекта. В дипломном проекте разработаны и рассчитаны гидросооружения, основное и вспомогательное гидротурбинное оборудование, силовое электрооборудование и электрические аппараты. Выбрана главная схема электрических присоединений ГЭС. Выполнены водно-энергетические и технико-экономические расчеты.

Следует отметить, что все принятые в проекте решения соответствуют действующим нормам и правилам, а также техническим требованиям компании «РусГидро» действующим в настоящее время.

В объеме индивидуального задания была рассмотрена автоматизированная система диагностического контроля гидротехнических сооружений (АСДК ГТС) на примере проектируемой ГЭС.

Основными замечаниями данного дипломного проекта является проектирование глухой левобережной и правобережной бетонной плотины при средней высоте сооружения, вместо строительства грунтовых плотин, что является экономически нецелесообразным.

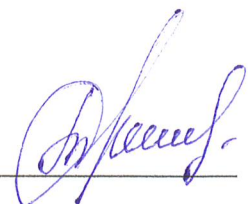
Следует отметить полноту, аккуратность, четкость и последовательность изложения пояснительной записки.

В процессе работы над дипломным проектом Д.Е. Анчугов показал себя трудолюбивым человеком, проявил творческий подход к выполнению проекта и самостоятельность в выборе технических решений.

Дипломный проект «Проектирование Ланаданской ГЭС на реке Хантайка.» заслуживает положительной оценки, а автор проекта Д.Е. Анчугов присвоения квалификации «инженер-гидроэнергетик».

Дата 15.06.2016 г.

Подпись \_\_\_\_\_



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

**РЕЦЕНЗИЯ**

на дипломный проект студента 6 курса Дмитрия Егоровича Анчугова  
по специальности «Гидроэлектростанции»

Рецензент Наумкин Николай Сергеевич, к.ф.-м.н., доцент кафедры  
фундаментальной подготовки СШФ СФУ, инженера 2 категории  
информационной группы Службы мониторинга ГТС Филиала ПАО «РусГидро» -  
«Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного»

Дипломный проект состоит из девяти разделов. Пояснительная записка содержит 155 страниц текста и 7 листов графической части.

Содержание проекта на тему «Проектирование Ланаданской ГЭС на реке Хантайка. Автоматизированная система диагностического контроля гидротехнических сооружений (АСДК ГТС) на примере проектируемой ГЭС» полностью соответствует дипломному заданию.

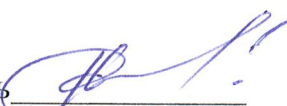
Основной целью при постановке дипломного задания была детальная проверка знаний и глубины подготовленности студента Дмитрия Егоровича Анчугова по специальности «Гидроэлектростанции».

Автор дипломного проекта в своей работе полностью выполнил поставленную перед ним задачу по проектированию Ланаданской ГЭС на реке Хантайка. Технические вопросы изложены грамотно, логично, последовательно, доступно. Чертежи, приложенные к дипломному проекту, тоже выполнены грамотно, качественно, аккуратно, в соответствии с необходимыми расчетами. Все принятые в проекте решения соответствуют действующим нормам и правилам.

Основным замечанием данного дипломного проекта является отсутствие решений связанных с территориальным расположением гидроузла в северной климатической зоне.

Дипломный проект заслуживает оценки «хорошо», а Дмитрий Егорович Анчугов присвоения квалификации инженер по специальности «Гидроэлектростанции».

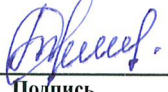
Дата 15.06.2016г.

Подпись 



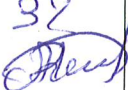
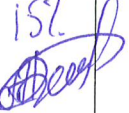

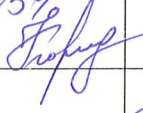
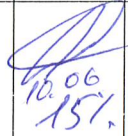
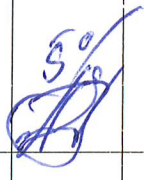
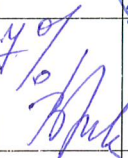
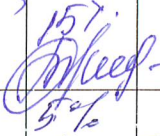
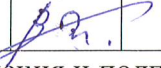
## График выполнения выпускной квалификационной работы

на тему проектирование Мамаданской БЭС на реке Кантайка. АСДК БЭС.

Студент Муров Владимир Сергеевич группа 387 10-01

Руководитель ВКР  / Сусла Т.Л. /

Подпись Ф.И.О

№ п/п	Основные этапы (разделы) проекта	Дата контроля					15-17 июня Пред-защита
		01 – 15 апреля	16 – 30 апреля	1 – 15 мая	16 – 31 мая	1 - 14 июня	
1	Систематизация собранных материалов, составление общей части проекта (глава 1) – 5%	5% 					
2	Водно-энергетические расчеты выбор установленной мощности (глава 2) – 15%			100% 			
3	Выбор основного и вспомогательного оборудования (глава 3) – 15%			3% 		15% 	
4	Электрическая часть (глава 4) – 15%				15% 		
5	Релейная защита и автоматика (глава 5) – 5%				5% 		
6	Компоновка гидроузла, выбор типа и расчет основных сооружений (глава 6) – 15%					10.06 15% 	
7	Разработка мероприятий по охране труда, противопожарной безопасности и по охране природы (глава 7) – 5%					5% 	
8	Определение технико-экономических показателей (глава 8) – 5%				4% 		
9	Спецвопрос – 15%					15% 	
10	Иллюстративные материалы – 5%					5% 	

**Примечание!** в соответствующей ячейке проставляются: процент выполнения и подпись руководителя или консультанта по данному разделу.

## СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт ГЭС .....	7
Введение.....	9
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС .....	10
1.1 Климатические особенности расположения гидроузла .....	10
1.2 Гидрологические особенности реки.....	10
1.3 Геология в створе гидроузла.....	13
1.4 Энергоэкономическая характеристика региона.....	14
2 Водно-энергетические расчеты .....	16
2.1 Гидрологические расчеты. Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока .....	16
2.2 Построение графиков нагрузки энергосистемы .....	20
2.2.1 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы.....	20
2.2.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.....	26
2.2.3 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими гидроэлектростанциями .....	27
2.3 Перераспределение стока с полноводного на зимний период .....	29
2.3.1 Расчет мощности ГЭС без регулирования (по бытовому стоку) ..	29
2.3.2 Расчет мощности ГЭС по требованиям ВХК.....	29
2.3.3 Перераспределение стока.....	30
2.4 Водно-энергетический расчёт.....	32
2.4.1 ВЭР по условиям маловодного года .....	32
2.4.2 ВЭР по условиям средневодного года .....	33
2.5 Баланс мощности энергосистемы.....	34
2.6 Определение максимального расчетного расхода.....	37
3 Выбор основного и вспомогательного оборудования.....	41
3.1. Выбор числа и типа агрегатов.....	41
3.2 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы .....	48
3.2.1 Работа одного агрегата при отметке НПУ .....	48
3.2.2 Работа одного агрегата при минимальном напоре и соответствующей мощности на линии ограничения по пропускной способности турбины .....	49
3.2.3 Работа одного агрегата с установленной мощностью при расчетном напоре .....	50

ДП 140209.65-0907991 ПЗ					
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	
Разраб.	Анчугов				
Пров.	Сусла				
Н.контр.	Чабанова				
Утв.	Татарников				
Проектирование Ланаданский ГЭС на реке Хантайка. Автоматизированная система диагностического контроля гидротехнических сооружений (АСДК ГТС) на примере проектируемой ГЭС					
			Лит	Лист	Листов
			3	155	ГГЭЭС



3.3	Определение геометрических размеров проточной части гидротурбины .....	51
3.4	Выбор типа и габаритных размеров маслonaпорной установки и колонки управления .....	51
3.5	Выбор типа серийного гидрогенератора.....	52
3.6	Определение установленной мощности ГЭС .....	53
3.7	Расчет параметров здания ГЭС.....	53
4	Электрическая часть станции .....	54
4.1	Выбор главной электрической схемы ГЭС.....	54
4.2	Выбор схемы электроснабжения собственных нужд ГЭС.....	55
4.3	Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС .....	56
4.3.1	Выбор синхронных генераторов.....	56
4.3.2	Выбор трансформаторов .....	56
4.3.3	Выбор трансформаторов собственных нужд .....	57
4.3.4	Выбор линий электропередач .....	57
4.4	Выбор схем распределительных устройств на основе анализа надежности и экономических затрат.....	59
4.5	Расчет токов короткого замыкания .....	60
4.5.1	Составление схемы замещения.....	61
4.5.2	Расчёт исходных данных .....	61
4.5.3	Расчет тока трехфазного КЗ в точке К1 .....	63
4.5.4	Расчет тока однофазного КЗ в точке К1 .....	63
4.5.5	Расчет тока трехфазного КЗ в точке К2 .....	65
4.5.6	Расчёт апериодической составляющей и ударного тока КЗ в точке К1.....	65
4.5.7	Расчёт апериодической составляющей и ударного тока КЗ в точке К2.....	66
4.5.8	Расчёт термического действия тока КЗ. Определение импульса квадратичного тока КЗ.....	67
4.5.9	Результаты расчёта токов короткого замыкания .....	67
4.6	Выбор электрических аппаратов .....	67
4.6.1	Выбор и расчет токоведущих частей аппаратов и проводников ...	67
4.6.2	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов.....	68
4.6.3	Выбор выключателей и разъединителей .....	68
4.6.4	Выбор ограничителей перенапряжения.....	70
5	Релейная защита и автоматика.....	71
5.1	Перечень защит основного оборудования .....	71
5.2	Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты.....	73
5.3	Продольная дифференциальная защита генератора.....	73
6	Компоновка и сооружения гидроузла.....	77
6.1	Определение класса сооружения.....	77
6.3	Гидравлический расчет водосливной плотины.....	78

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

6.3.1	Определение длины водосбросного фронта .....	78
6.3.2	Определение отметки гребня водослива .....	80
6.3.3	Проверка на пропуск поперечного расхода .....	82
6.3.4	Определение формы водосливной поверхности.....	83
6.3.5	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе .....	84
6.3.6	Расчет дальности отлета струи и ямы размыва.....	86
6.4	Определение ширины подошвы плотины .....	88
6.5	Определение отметки гребня плотины .....	89
6.5.1	Расчет превышения гребня плотины при основном и особом сочетании нагрузок .....	89
6.5.2	Результаты расчета .....	90
6.6	Основные конструктивные элементы плотины .....	91
6.6.1	Элементы подземного контура плотины.....	91
6.6.2	Швы плотины и их уплотнения. ....	93
6.6.3	Быки.....	94
6.7	Статические расчеты плотины.....	95
6.7.1	Определение основных нагрузок на плотину .....	95
6.7.2	Вес сооружения и механизмов .....	95
6.7.3	Сила гидростатического давления воды.....	96
6.7.4	Равнодействующая взвешивающего давления .....	97
6.7.5	Фильтрационный расчет .....	97
6.7.6	Давление грунта .....	100
6.7.7	Волновое давление.....	101
6.8	Оценка общей прочности плотины .....	103
6.8.1	Основное сочетание нагрузок.....	104
6.8.2	Особое сочетание нагрузок.....	106
6.9	Оценка прочности плотины .....	107
6.10	Расчет устойчивости плотины на сдвиг по основанию.....	109
7	Анализ мероприятий по безопасности жизнедеятельности, обеспечению экологической чистоты проектируемого объекта .....	111
7.1	Требования по охране труда и техники безопасности.....	111
7.2	Пожарная безопасность .....	113
7.3	Охрана окружающей среды.....	116
7.3.1	Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов .....	117
7.3.2	Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции .....	118
7.3.3	Мероприятия по обращению с отходами производства и потребления .....	119
7.3.4	Охрана атмосферного воздуха.....	120
8	Технико-экономические показатели строительства ГЭС .....	122
8.1	Оценка объемов реализации электроэнергии .....	122
8.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	122

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

8.3	Налоговые расходы.....	124
8.3	Прибыль .....	124
8.4	Оценка инвестиционного проекта.....	125
8.4.1	Коммерческая эффективность .....	126
8.4.1	Бюджетная эффективность .....	126
8.5	Анализ рисков инвестиционного проекта .....	127
9	Автоматизированная система диагностического контроля гидротехнических сооружений (АСДК ГТС) на примере проектируемой ГЭС .....	130
9.1	Требования к АСО КИА .....	131
9.2	Натурные наблюдения за состоянием ГТС .....	133
9.3	Общая концепция и архитектура построения АСДК ГТС.....	134
9.3.1	Функции АСДК.....	135
9.3.2	Состав АСО КИА .....	135
9.4	Принцип действия АСО КИА.....	139
9.5	Критерии и пределы безопасного состояния работы АСДК ГТС .....	139
9.6	Результат внедрения АСДК ГТС.....	141
	Заключение .....	142
	Список использованных источников .....	144
	Приложение А-Л .....	146

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

## Сокращенный паспорт ГЭС

- |     |  |                              |
|-----|--|------------------------------|
| 1.  | Наименование реки  | <u>Хантайка.</u>             |
| 2.  | Местонахождение ГЭС  | <u>Красноярский Край.</u>    |
| 3.  | Тип проектируемой установки                                      | <u>ГЭС.</u>                  |
| 4.  | Характерные расходы воды:  |                              |
|     | а) среднемноголетний   | <u>2502 м<sup>3</sup>/с.</u> |
|     | б) всех турбин   | <u>972 м<sup>3</sup>/с.</u>  |
|     | в) максимальный расход с обеспеченностью 0,01%                   | <u>4961 м<sup>3</sup>/с.</u> |
|     | г) максимальный расход с обеспеченностью 0,1%                    | <u>4494 м<sup>3</sup>/с.</u> |
|     | д) минимальный   | <u>150 м<sup>3</sup>/с.</u>  |
| 5.  | Параметры водохранилища:   |                              |
|     | а) характер регулирования стока                                  | <u>годовой.</u>              |
|     | б) отметки: ФПУ  | <u>61 м.</u>                 |
|     | НПУ  | <u>60 м.</u>                 |
|     | УМО  | <u>45.2 м.</u>               |
|     | в) объемы:           полный                                      | <u>15,2 км<sup>3</sup>.</u>  |
|     | полезный   | <u>7,3 км<sup>3</sup>.</u>   |
| 6.  | Напоры ГЭС:  |                              |
|     | а) максимальный  | <u>39 м.</u>                 |
|     | б) расчетный   | <u>32,5 м.</u>               |
|     | г) минимальный   | <u>22 м.</u>                 |
| 7.  | Энергетические характеристики:                                   |                              |
|     | а) мощность:           установленная                             | <u>274,5 МВт.</u>            |
|     | гарантированная  | <u>159 МВт.</u>              |
|     | б) среднемноголетняя выработка энергии                           | <u>1,36 млрд.кВт·ч.</u>      |
| 8.  | Плотины:   |                              |
|     | а) русловая <u>гравитационная</u> материал                       | <u>бетон.</u>                |
|     | б) правобережная <u>гравитационная</u> материал                  | <u>бетон.</u>                |
|     | в) левобережная <u>гравитационная</u> материал                   | <u>бетон.</u>                |
|     | г) общая длина   | <u>510 м.</u>                |
|     | д) максимальная высота   | <u>46 м.</u>                 |
| 9.  | Водосбросные сооружения:   |                              |
|     | а) тип <u>поверхностный водослив.</u>                            |                              |
|     | б) число и размер пролетов                                       | <u>8 (16 м×8 м).</u>         |
|     | в) общая длина   | <u>156 м.</u>                |
|     | г) максимальная высота   | <u>46 м.</u>                 |
| 10. | Здание ГЭС:  |                              |
|     | а) тип здания <u>приплотинный</u> число агрегатов                | <u>3.</u>                    |
|     | б) грунты в основании  | <u>долерит.</u>              |
|     | в) тип спиральной камеры <u>бетонная прямоугольного сечения.</u> |                              |
|     | г) тип отсасывающей трубы  | <u>изогнутая.</u>            |

д) расстояние между осями агрегатов	<u>18 м.</u>
е) размеры:	
общая длина	<u>79 м.</u>
11. Основное оборудование:	
а) тип турбины	<u>ПЛ406-В,</u>
диаметр	<u>6,3 м,</u>
б) тип генератора	<u>СВ-850/190-52,</u>
мощность	<u>91,5 МВт,</u>
в) частота вращения	<u>115,4 об/мин,</u>
г) тип трансформаторов	<u>ТДЦ-125000/220-У1;</u>
их число	<u>3.</u>
12. Техничко-экономические показатели:	
а) удельные показатели	<u>59124 руб/кВт,</u>
б) себестоимость энергии	<u>0,18 коп/кВт·ч,</u>
в) показатели эффективности	
ЧДД	<u>12,7 млрд. руб.,</u>
СО	<u>75 месяц.</u>

## ВВЕДЕНИЕ

Целью дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции, с применением и закреплением теоретических знаний, а также путем инженерной мысли и творческого подхода к решению конкретных задач, найти правильные проектные решения.

В данном дипломном проекте приведён расчёт Ланаданской ГЭС на реке Хантайка, включая компоновочные решения и применяемое оборудование, рассчитана экономическая эффективность проекта и проработана автоматизированная система диагностического контроля (АСДК ГЭС) на примере проектируемой ГЭС.

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

# 1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

## 1.1 Климатические особенности расположения гидроузла

Климат района проектируемой ГЭС суровый, с продолжительной зимой, сравнительно теплым летом и неустойчивой погодой в переходные месяцы года, сильными ветрами и обилием осадков. Среднегодовая температура воздуха составляет  $-9,3^{\circ}\text{C}$ , абсолютный минимум  $-64^{\circ}\text{C}$ , абсолютный максимум  $+33^{\circ}\text{C}$ . Снежный покров держится 240–265 дней в году, а безморозный период составляет 78 дней.

## 1.2 Гидрологические особенности реки

Ланаданская ГЭС запроектирована на реке Хантайка. Хантайка — река на севере Сибири в Красноярском крае, правый приток Енисея. Истоком реки считается Малое Хантайское озеро. Питание реки смешанное — снеговое и дождевое. Замерзает раньше и вскрывается позже Енисея — в октябре и в первой половине июня, соответственно. Территориально река располагается в Таймырском (Долгано-Ненецком) автономном округе. Часть реки скрыта в Хантайском водохранилище, которое сформировано Усть-Хантайской ГЭС. Сток зарегулирован, средний расход в 62 км от устья составляет  $568 \text{ м}^3/\text{с}$ . Река судоходна до плотины существующей гидроэлектростанции, которая не оборудована шлюзами и проход судов в верхний бьеф невозможен.

Исходными данными заданы среднемесячные расходы реки за 21 год (1950-1971 гг.) и представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Среднемесячные расходы воды в створе Ланаданской ГЭС

Года	Показатели в $\text{м}^3/\text{с}$											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1950-1951	62	35	21	17	463	3597	1220	483	380	282	128	97
1951-1952	66	52	44	44	66	1471	519	403	325	158	142	89
1952-1953	69	56	50	45	48	1809	2540	999	730	362	206	109
1953-1954	79	49	44	39	37	2757	2003	871	581	296	167	119
1954-1955	75	58	45	44	142	2924	2013	907	640	404	171	112
1955-1956	99	68	53	48	79	1637	1777	1160	1190	599	284	159
1956-1957	64	45	28	22	37	1701	1993	834	539	421	149	99
1957-1958	109	84	70	69	292	1786	1480	865	816	414	250	148
1958-1959	151	101	77	62	70	3063	1547	649	601	814	324	238
1959-1960	36	20	12	11	123	2155	3377	1840	990	368	166	67
1960-1961	79	54	36	23	31	2653	1453	929	656	302	146	118





Координаты зависимости расходов от уровней воды представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Координаты зависимости расходов от уровней воды

Qнб, м <sup>3</sup> /с	Zнб, м
0	20,00
600	21,71
1200	23,06
1800	24,05
2400	24,86
3000	25,49
3600	25,90
4200	26,21
4800	26,48

Принимая во внимание, что зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе равен 0,88, построим кривые зависимости расходов от уровней воды р. Хантайка в створе сооружения Ланаданской ГЭС по зиме и лету (рис.1.2).

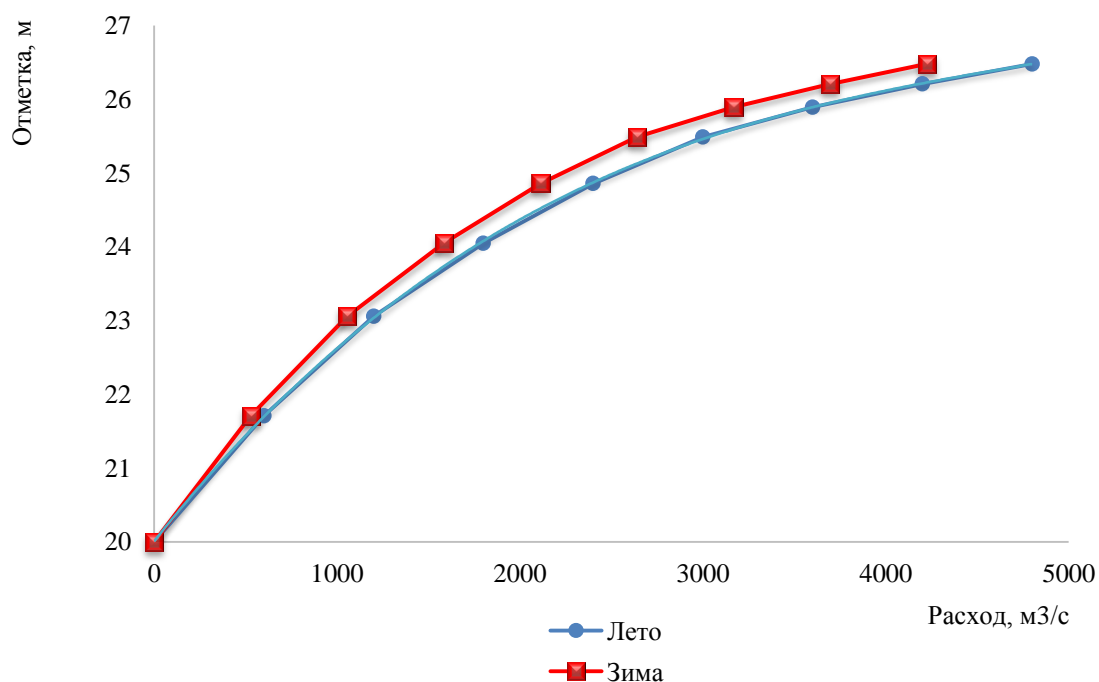


Рисунок 1.2 – Кривые зависимости расходов от уровней воды р. Хантайка по зиме и лету

Координаты кривых объемов водохранилища р. Хантайка в створе сооружения проектируемой ГЭС представлены в табл.1.3 (см.рис.1.3).

Таблица 1.3 - Координаты кривых объемов водохранилища р. Хантайка

Zвб, м	V, км <sup>3</sup>
20	0
31,08	2,4
32,8	2,8
34,84	3,2
37,28	3,8
40,16	4,6
43,52	5,6
47,36	6,8
51,6	8,2
56,24	10
61,04	12,2
65,8	15
70,08	18,4
73,64	22,8
76,72	28,2

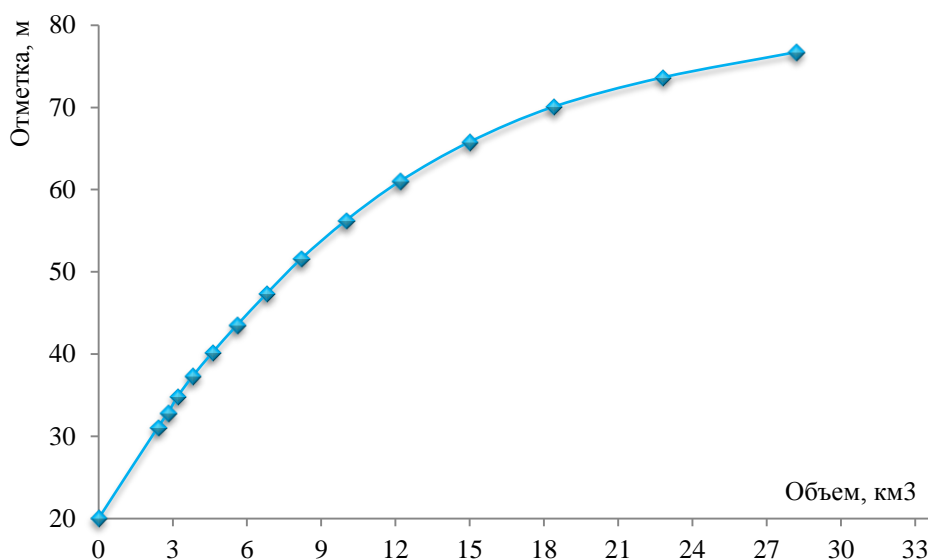


Рисунок 1.3 – Кривая зависимости объемов водохранилища от уровня воды

### 1.3 Геология в створе гидроузла

Бассейн реки Хантайки расположен за полярным кругом, в лесотундровой зоне с невысокой лесистостью и большими пространствами болот и тундры в районе распространения вечной мерзлоты.

В створе гидроузла берега реки крутые высотой до 70 метров. Место строительства русловой плотины представляет собой узкий, глубоко врезанный каньон, сложенный в основании и берегах долеритами.

## 1.4 Энергоэкономическая характеристика региона

Общая численность населения экономического района составляет 20 млн. чел. Средняя плотность населения в районе - 7 чел./км<sup>2</sup>.

Проектируемая ГЭС будет работать на акционерное общество «Норильско-Таймырская энергетическая компания» (ПАО «НТЭК») – энергосистему территориально и технологически изолированную от Единой энергетической системы России, что предъявляет к ней повышенные требования по надежности и живучести. Географическое положение усиливает эти требования.

Норильская энергосистема - это пять электростанций: из них три теплоэлектроцентрали - ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, ТЭЦ-3; две гидроэлектростанции — Усть-Хантайская и Курейская, обеспечивающие регулирование частоты электрического тока в энергосистеме. Четыре системных подстанции — «Приёмная», «Районная», «Надежда», «Опорная», 25 воздушных линий связи напряжением 110–220 кВ, которые образуют единую энергетическую систему (рисунок 1.4).

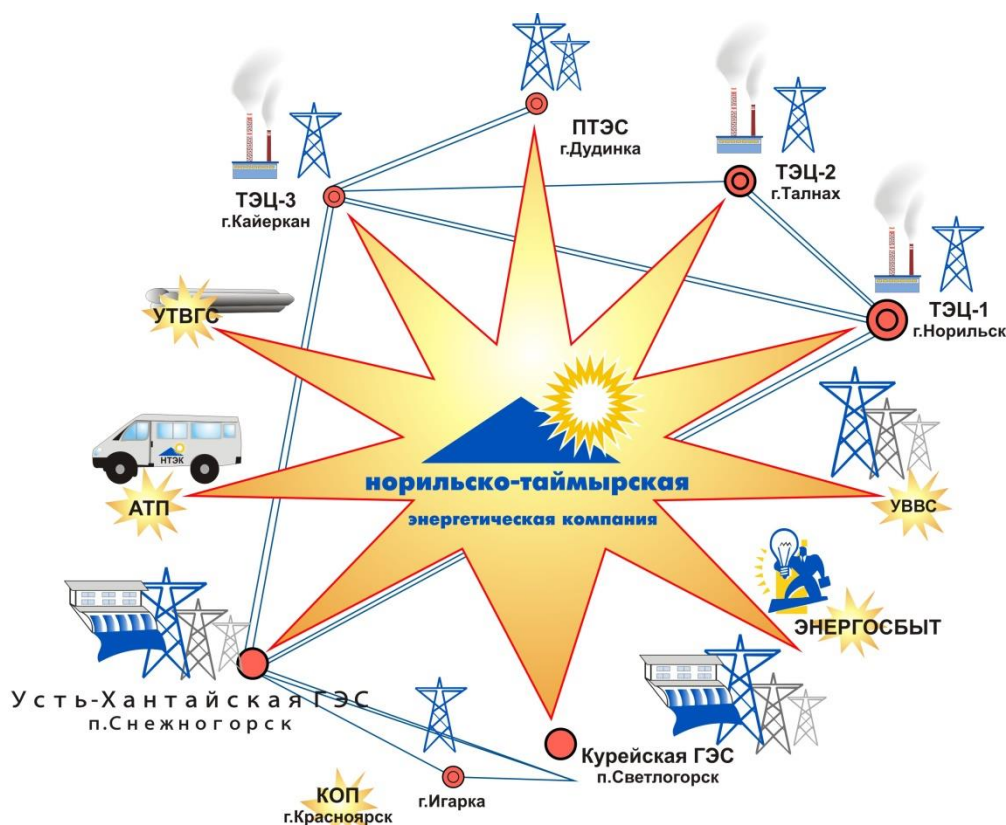


Рисунок 1.4 - Состав ПАО «Норильско-Таймырская энергетическая компания»

Установленная электрическая мощность тепловых электростанций составляет 1205 МВт, установленная мощность существующих ГЭС 1041 МВт.

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист 14
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Основные направления деятельности ПАО «НТЭК»: производство, передача и распределение электрической энергии; производство, передача и распределение тепловой энергии; забор, очистка, передача и распределение воды технической и питьевой (рисунок 1.5).

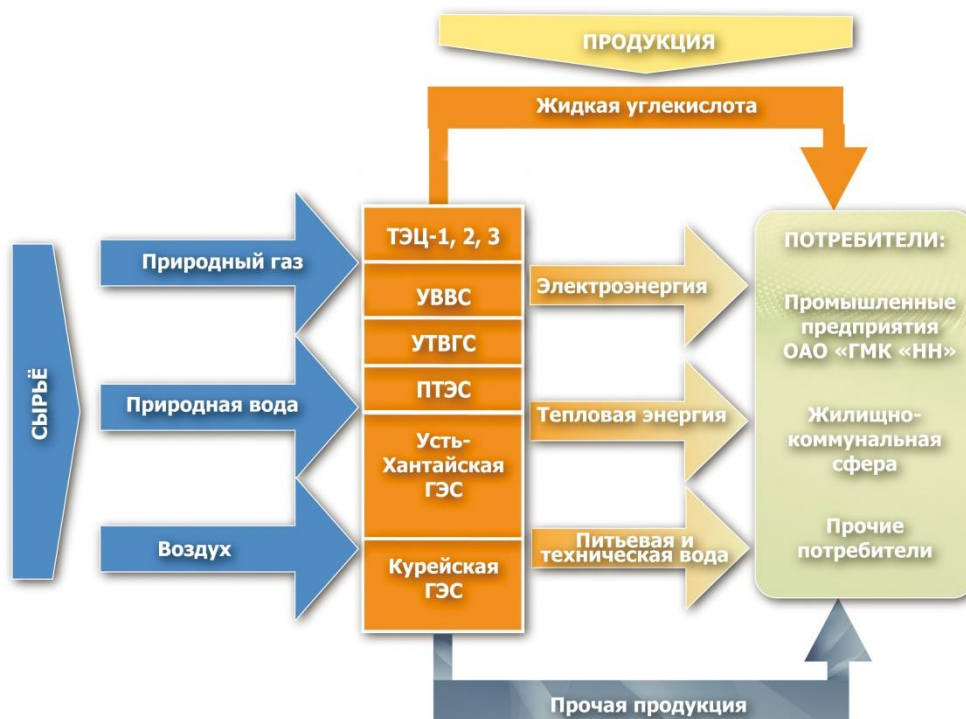


Рисунок 1.5 – Направления деятельности предприятий региона

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата



последовательность ранжируется в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

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

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

$n$  – общее число членов ряда.

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаются равными 91 и 50% соответственно.

Результаты приводятся в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Данные для построения кривых обеспеченности

m	P, %	Годы	Q <sub>Ср.год</sub> , м <sup>3</sup> /с	Годы	Q <sub>Ср.пав.</sub> , м <sup>3</sup> /с	Годы	Q <sub>Ср.меж</sub> , м <sup>3</sup> /с
1	4,55	1959-1960	764	1959-1960	2091	1958-1959	230
2	9,09	1962-1963	671	1962-1963	1778	1963-1964	206
3	13,64	1958-1959	641	1954-1955	1621	1964-1965	203
4	18,18	1963-1964	632	1953-1954	1553	1957-1958	180
5	22,73	1954-1955	628	1966-1967	1545	1955-1956	174
6	27,27	1964-1965	618	1952-1953	1520	1950-1951	138
7	31,82	1955-1956	596	1965-1966	1514	1954-1955	131
8	36,36	1953-1954	587	1963-1964	1482	1961-1962	128
9	40,91	1952-1953	585	1958-1959	1465	1952-1953	118
10	45,45	1965-1966	583	1967-1968	1461	1965-1966	118
11	50,00	1966-1967	581	1964-1965	1449	1962-1963	117
12	54,55	1950-1951	565	1955-1956	1441	1968-1969	115
13	59,09	1967-1968	552	1960-1961	1423	1956-1957	108
14	63,64	1960-1961	540	1969-1970	1420	1953-1954	104
15	68,18	1969-1970	534	1950-1951	1420	1959-1960	100
16	72,73	1957-1958	532	1970-1971	1380	1970-1971	99
17	77,27	1961-1962	530	1961-1962	1335	1966-1967	99
18	81,82	1970-1971	526	1956-1957	1267	1960-1961	99
19	86,36	1956-1957	494	1957-1958	1237	1967-1968	97
20	90,91	1968-1969	465	1968-1969	1165	1969-1970	92
21	95,45	1951-1952	282	1951-1952	680	1951-1952	83

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

При заданной расчетной обеспеченности по кривой среднегодовых расходов определяется соответствующий расчетный год и гидрограф. Проверяется выполнение критерия одинаковой обеспеченности выбранного

расчетного года по трем кривым, т.е. на трех кривых должен фигурировать один и тот же год. В противном случае необходимо выполнить приведение расчетного года к заданной обеспеченности.

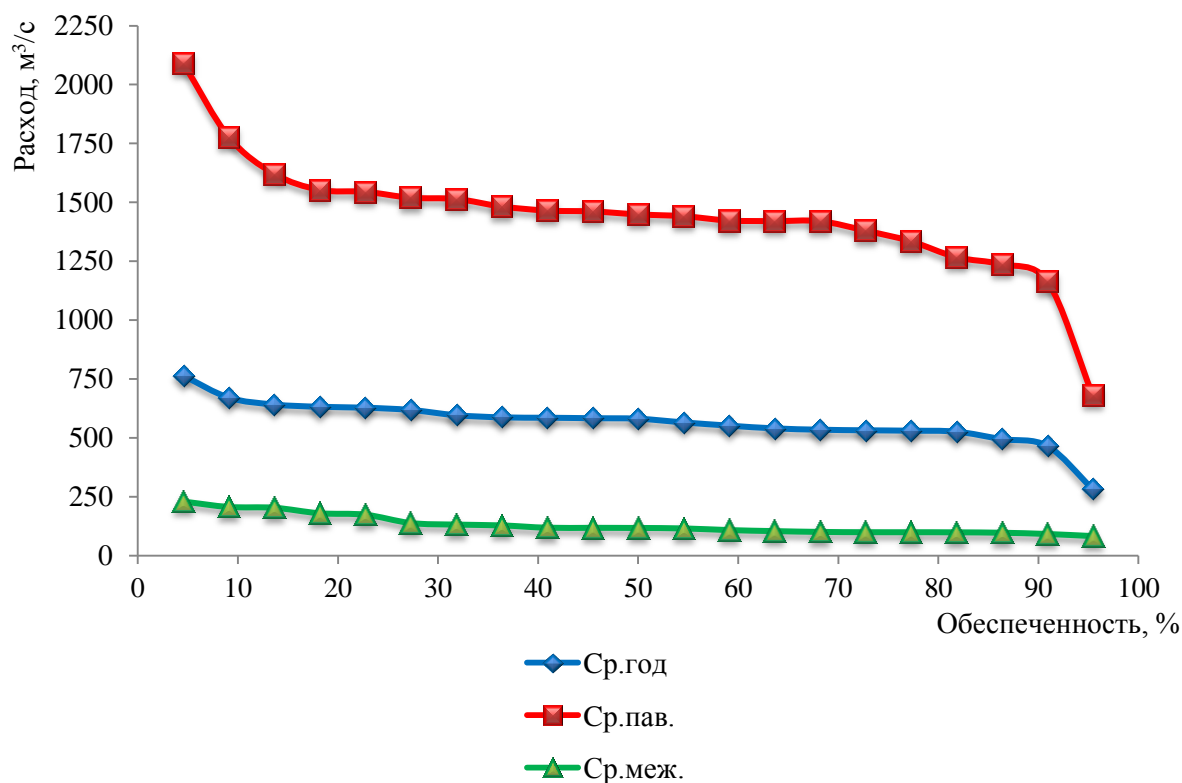


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

Выбирается эталонный год по обеспеченности среднегодовых расходов. Этот год 1968-1969. Внутригодовое распределение расходов не типично для заданной обеспеченности, поэтому из среднеполоводных и среднемеженных расходов берутся те, которые соответствуют расчётной обеспеченности, а также находятся расходы соответствующие эталонному году, если они не совпадают, то вычисляются коэффициенты приведения по формуле 2.2:

$$k = \frac{Q_{91\%}}{Q_{\text{эт}}}, \quad (2.2)$$

где  $Q_{91\%}$  – расход расчётной обеспеченности;  
 $Q_{\text{эт}}$  – расход в эталонном году.

Аналогично считаются коэффициенты для среднегодового года (обеспеченность 50%).

Значения коэффициентов занесены в таблицы 2.3 и 2.4.

Таблица 2.3 – Коэффициенты приведения для маловодного года

Р = 91%	Год	Расход	Коэффициент
Эталонный год	1968-1969		-
Половодье	1968-1969	1165	1
Межень	1969-1970	92	0,79
	1968-1969	115	

Таблица 2.4 – Коэффициенты приведения для средневодного года

Р = 50%	Год	Расход	Коэффициент
Эталонный год	1966-1967	581	-
Половодье	1964-1965	1449	0,94
	1966-1967	1545	
Межень	1962-1963	117	1,18
	1966-1967	99	

Далее корректируются эталонные года: расходы умножаются на соответствующие коэффициенты (табл.2.5 и 2.6):

Таблица 2.5 – Корректировка расходов маловодного года

VI	VII	VIII	IX	X	XI	XI	I	II	III	IV	V	$\bar{Q}$
1680	1397	813	768	387	235	140	45	38	26	19	32	465
1680	1397	813	768	307	187	111	36	30	21	15	25	449

Таблица 2.6 – Корректировка расходов средневодного года

VI	VII	VIII	IX	X	XI	XI	I	II	III	IV	V	$\bar{Q}$
2729	2000	876	575	294	168	119	40	20	13	12	126	581
2559	1875	821	539	348	199	141	47	24	15	14	149	561

Окончательная проверка производится по условию, что расход в каждом месяце средневодного года с 50% обеспеченностью, должен быть больше расхода в этом же месяце маловодного года с 91% обеспеченностью (табл.2.7).

Таблица 2.7 – Сопоставление расходов маловодного и средневодного годов

	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XI	I	II	III	IV	V
Р=50%	2559	1875	821	539	348	199	141	47	24	15	14	149
Р=91%	1680	1397	813	768	307	187	111	36	30	21	15	25
Разница	879	478	8	-229	41	12	30	12	-7	-5	-1	124

Из таблицы 2.7 видно, что данное условие не выполняется в некоторых месяцах. Для исправления корректируется средневодный год, повышение расхода производится за счёт лишней воды соседних месяцев того же периода (межени или паводка). В итоге имеем расчётные маловодный и средневодный года с обеспеченностью 91% и 50% соответственно (табл.2.8).



Таблица 2.8 – Расчётный маловодный и средневодный год

50%	47	42	27	24	109	2259	1805	891	839	348	199	141
91%	36	30	21	15	25	1680	1397	813	768	307	187	111

Гидрографы маловодного и средневодного года представлены на рисунке 2.2.

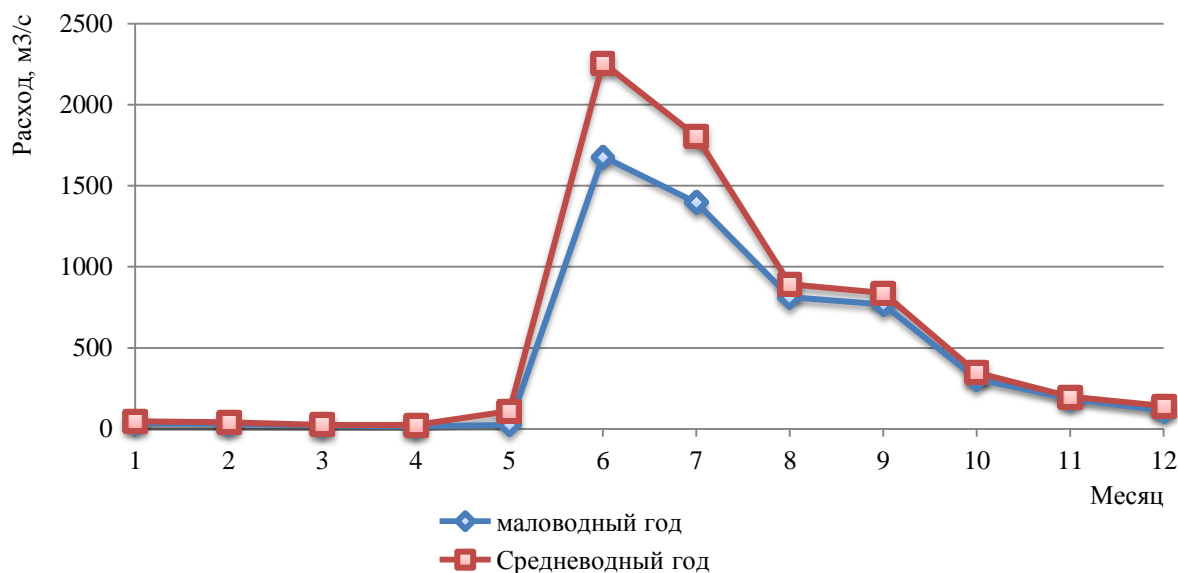


Рисунок 2.2 – Расчётные гидрографы

## 2.2 Построение графиков нагрузки энергосистемы

### 2.2.1 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Ланаданская ГЭС будет работать на изолированную систему (п.1.4). Данные суточных графиков нагрузки за зимние и летние сутки представлены в таблице 2.9 и на рисунке 2.3.

Таблица 2.9 – Суточные графики нагрузки

Часы суток	Зима, МВт	Лето, МВт
1	2	3
0	1408	1196
1	1340	1279
2	1364	1201
3	1286	1304
4	1290	1242
5	1352	1205
6	1332	1212
7	1408	1217

Продолжение таблицы 2.9

1	2	3
8	1362	1189
9	1342	1260
10	1304	1258
11	1418	1270
12	1386	1162
13	1400	1288
14	1370	1231
15	1450	1240
16	1480	1357
17	1442	1352
18	1544	1346
19	1480	1449
20	1520	1288
21	1502	1378
22	1446	1221
23	1376	1281

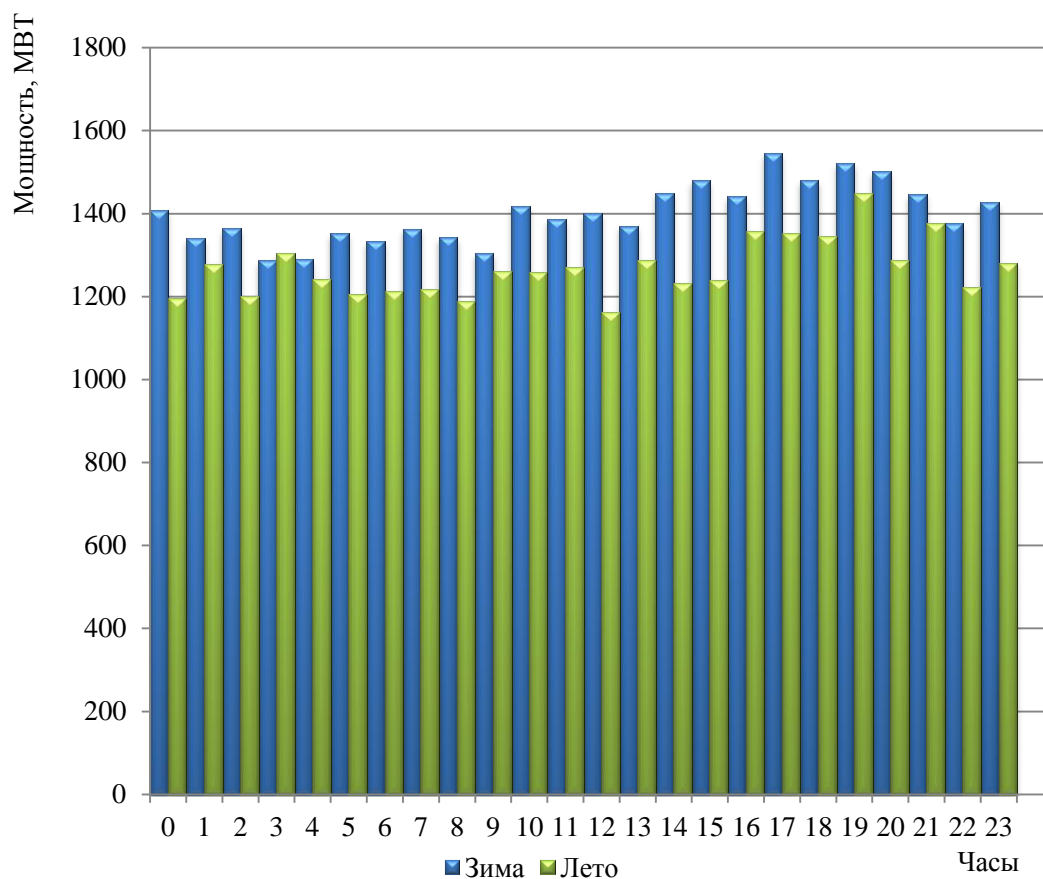


Рисунок 2.3 – Суточные графики нагрузки

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

Для построения интегральной кривой нагрузки ранжируется мощность в убывающем порядке, вычисляются приращения нагрузки, определяется приращение выработки электроэнергии. Координаты интегральной кривой нагрузки рассчитываются суммированием приращений. Расчёт сведён в таблицы 2.10 и 2.11 для летнего и зимнего периодов соответственно. Суточные графики нагрузки и интегральные кривые нагрузки представлены на рисунках 2.4 и 2.5.

Таблица 2.10 – Расчёт координат интегральной кривой нагрузки для летнего периода

Время	Нагрузка	Ранжиров.	$\Delta P$	$\Delta t$	$\Delta \mathcal{E}$	$\Sigma \mathcal{E}$	$\Sigma P$
0	1196	1449	71,3	1	71,3	71	71
1	1279	1378	20,7	2	41,4	113	92
2	1201	1357	4,6	3	13,8	127	97
3	1304	1352	6,9	4	27,6	154	104
4	1242	1346	41,4	5	207,0	361	145
5	1205	1304	16,1	6	96,6	458	161
6	1212	1288	0,0	7	0,0	458	161
7	1217	1288	6,9	8	55,2	513	168
8	1189	1281	2,3	9	20,7	534	170
9	1260	1279	9,2	10	92,0	626	179
10	1258	1270	9,2	11	101,2	727	189
11	1270	1260	2,3	12	27,6	754	191
12	1162	1258	16,1	13	209,3	964	207
13	1288	1242	2,3	14	32,2	996	209
14	1231	1240	9,2	15	138,0	1134	219
15	1240	1231	9,2	16	147,2	1281	228
16	1357	1221	4,6	17	78,2	1359	232
17	1352	1217	4,6	18	82,8	1442	237
18	1346	1212	6,9	19	131,1	1573	244
19	1449	1205	4,6	20	92,0	1665	248
20	1288	1201	4,6	21	96,6	1762	253
21	1378	1196	6,9	22	151,8	1914	260
22	1221	1189	27,6	23	634,8	2548	288
23	1281	1162	1161,5	24	27876,0	30424	1449

Таблица 2.11 – Расчёт координат интегральной кривой нагрузки для зимнего периода

Время	Нагрузка	Ранжиров.	$\Delta P$	$\Delta t$	$\Delta \Sigma$	$\Sigma \Sigma$	$\Sigma P$
0	1408	1544	24,0	1	24,0	24	24
1	1340	1520	18,0	2	36,0	60	42
2	1364	1502	22,0	3	66,0	126	64
3	1286	1480	0,0	4	0,0	126	64
4	1290	1480	30,0	5	150,0	276	94
5	1352	1450	4,0	6	24,0	300	98
6	1332	1446	4,0	7	28,0	328	102
7	1362	1442	16,0	8	128,0	456	118
8	1342	1426	8,0	9	72,0	528	126
9	1304	1418	10,0	10	100,0	628	136
10	1418	1408	8,0	11	88,0	716	144
11	1386	1400	14,0	12	168,0	884	158
12	1400	1386	10,0	13	130,0	1014	168
13	1370	1376	6,0	14	84,0	1098	174
14	1450	1370	6,0	15	90,0	1188	180
15	1480	1364	2,0	16	32,0	1220	182
16	1442	1362	10,0	17	170,0	1390	192
17	1544	1352	10,0	18	180,0	1570	202
18	1480	1342	2,0	19	38,0	1608	204
19	1520	1340	8,0	20	160,0	1768	212
20	1502	1332	28,0	21	588,0	2356	240
21	1446	1304	14,0	22	308,0	2664	254
22	1376	1290	4,0	23	92,0	2756	258
23	1426	1286	1286,0	24	30864,0	33620	1544

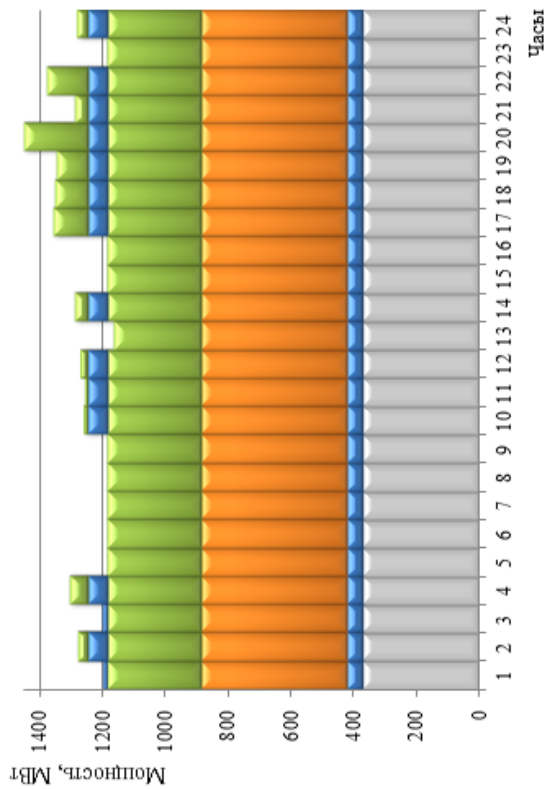
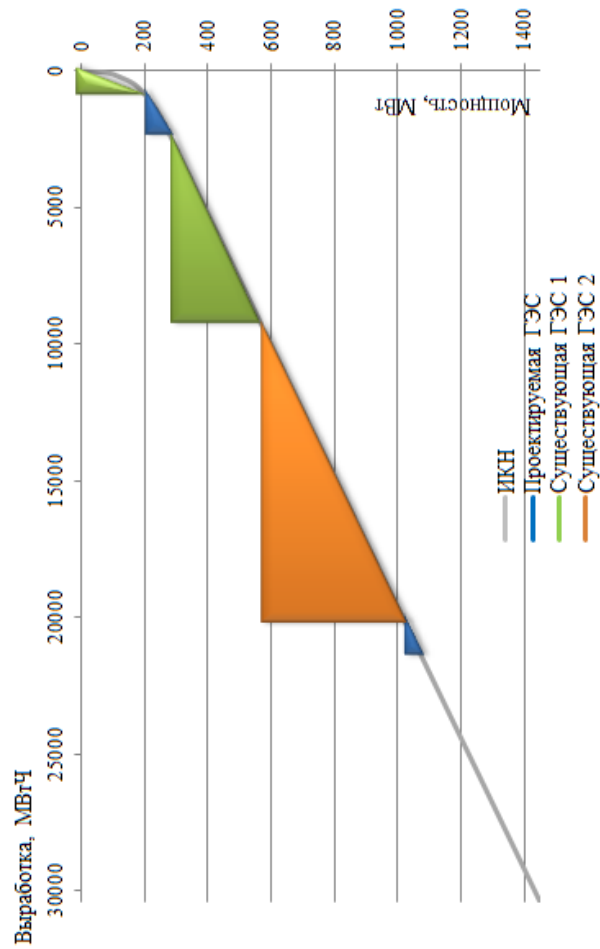


Рисунок 2.4 – Суточные графики нагрузки и интегральные кривые нагрузки за летний период

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

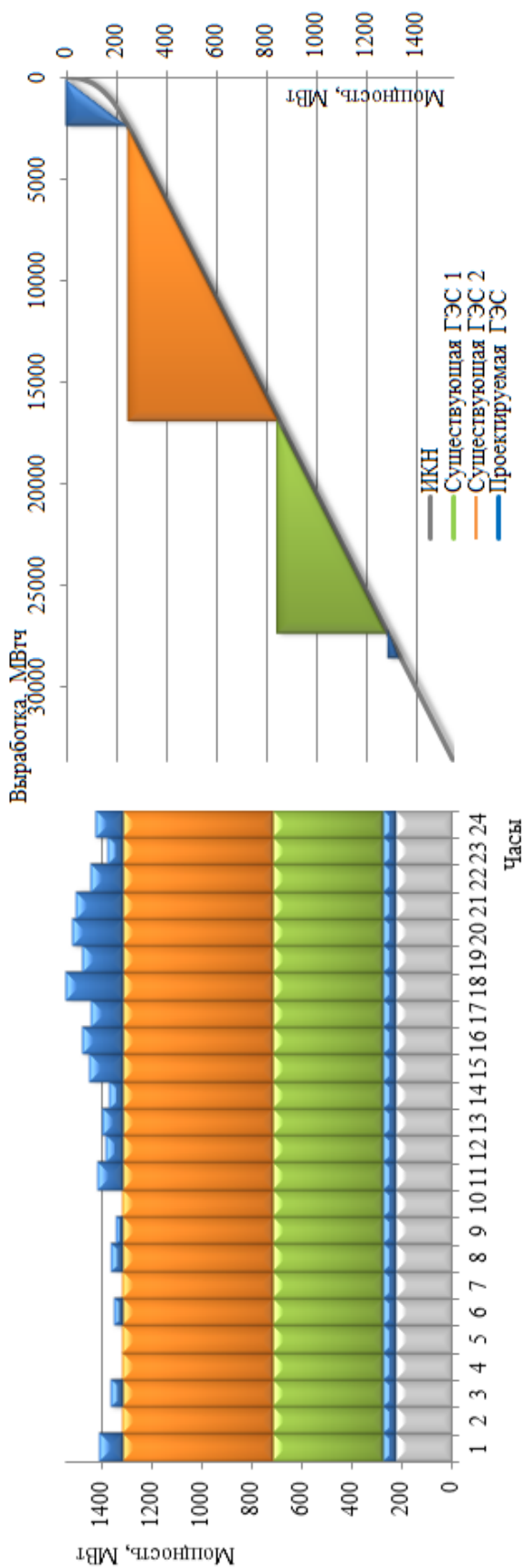


Рисунок 2.5 – Интегральная кривая нагрузки и суточный график нагрузки за зимние сутки

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

## 2.2.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Годовой график максимальных нагрузок энергосистемы носит синусоидальный характер и определяется по формуле:

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos(30 \cdot t - 15), \quad (2.3)$$

где  $t$  – порядковый номер месяца в году;

$a, b$ , – коэффициенты, которые определяются по формулам:

$$a = \frac{\bar{P}_{зим} + \bar{P}_{лет}}{2} = 1251,6; \quad (2.4)$$

$$b = \frac{\bar{P}_{зим} - \bar{P}_{лет}}{2} = 149,3. \quad (2.5)$$

Годовой график среднемесячных нагрузок энергосистемы рассчитывается аналогично с использованием средних мощностей. Результаты расчета представлены в таблице 2.12 и на рисунке 2.6.

Таблица 2.12 – Годовые графики нагрузки

Среднемесячные		Максимальные	
Месяц	Мощность	Месяц	Мощность
1	1396	1	1539
2	1357	2	1502
3	1290	3	1439
4	1213	4	1365
5	1146	5	1302
6	1107	6	1265
7	1107	7	1265
8	1146	8	1302
9	1213	9	1365
10	1290	10	1439
11	1357	11	1502
12	1396	12	1539

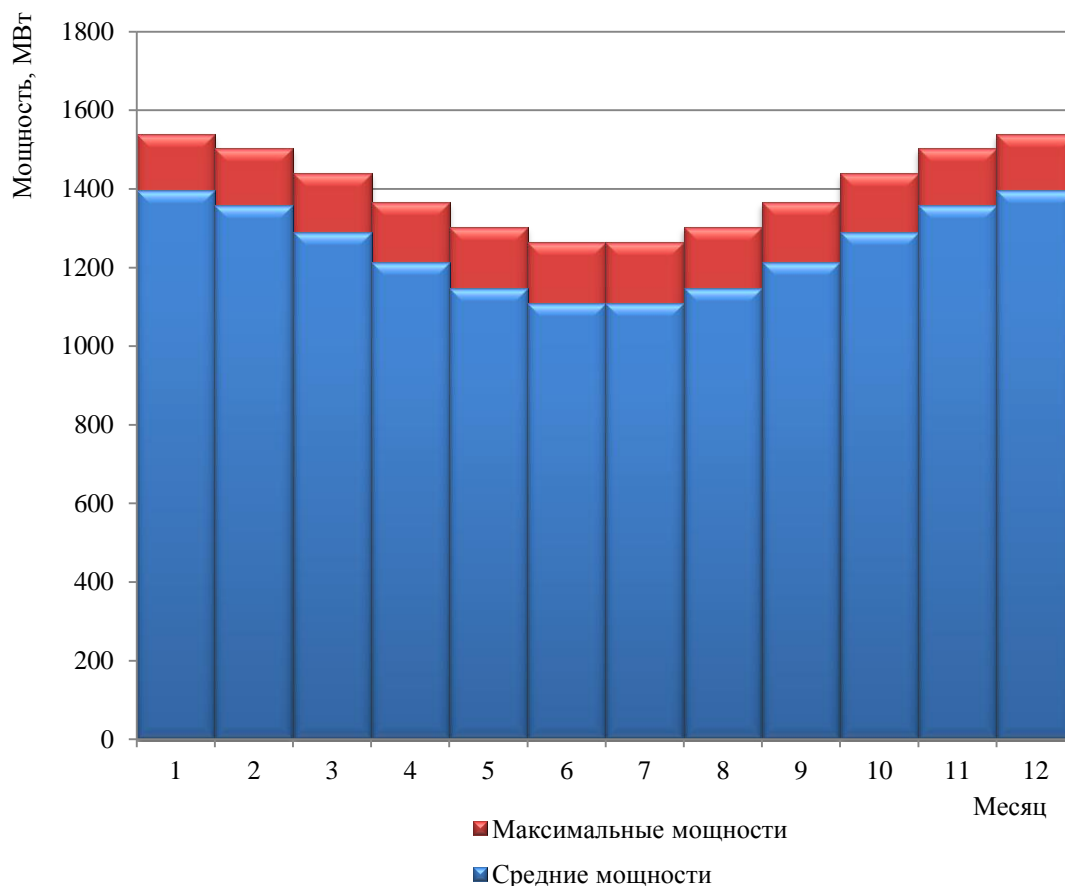


Рисунок 2.6 - Годовые графики нагрузки

### 2.2.3 Покрывтие графиков нагрузки энергосистемы существующими гидроэлектростанциями

Расчетные суточные и годовые графики нагрузки энергосистемы должны в первую очередь покрываться существующими станциями, для чего необходимо вписать эти станции в графики, используя заданную по ним исходную информацию по гарантированной мощности (рис.2.7).



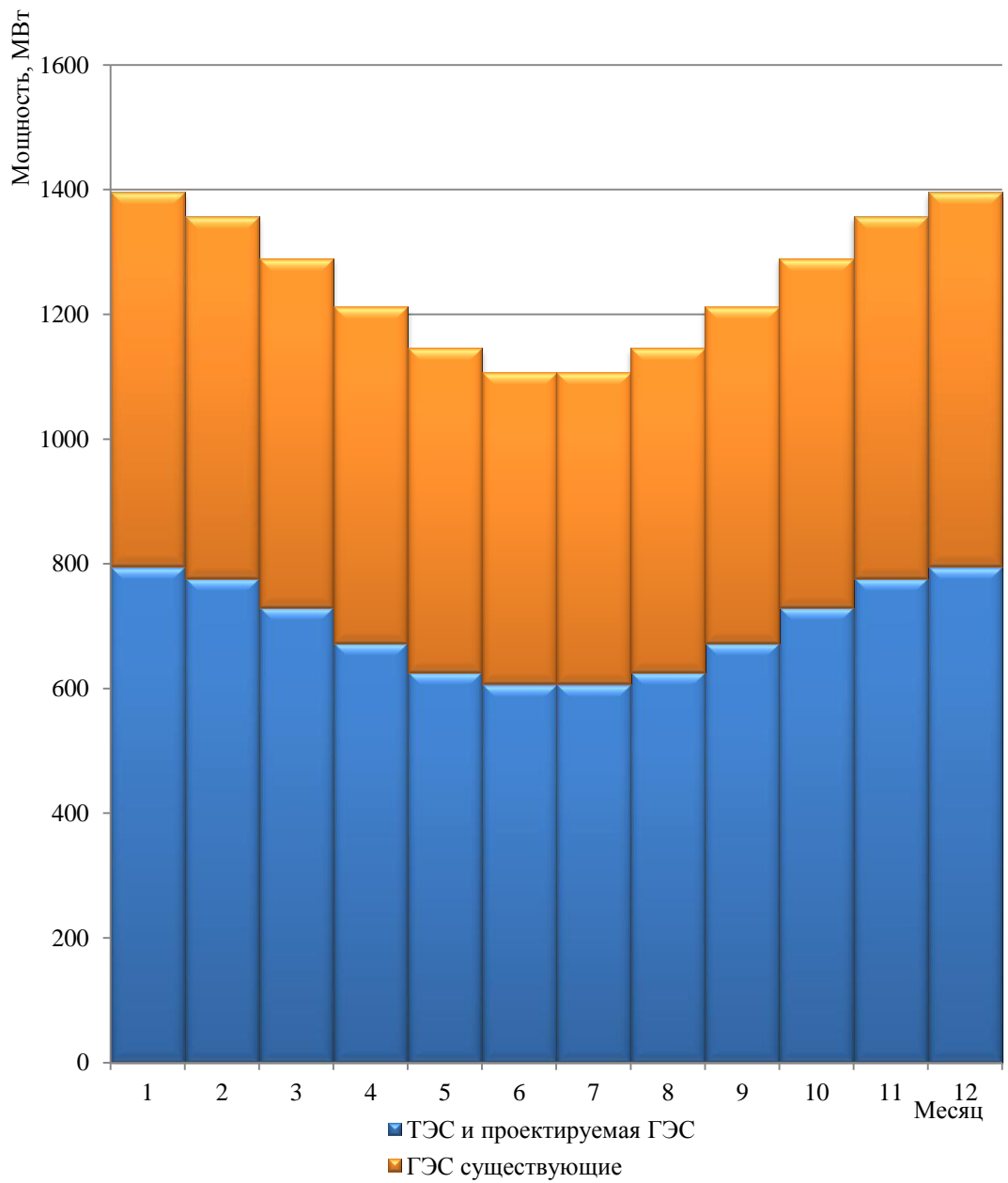


Рисунок 2.7 – Существующие ГЭС на годовом графике среднемесячных нагрузок

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

## 2.3 Перераспределение стока с полноводного на зимний период

### 2.3.1 Расчет мощности ГЭС без регулирования (по бытовому стоку)

Задача данного этапа для условий маловодного года в первом приближении перераспределить сток с полноводного периода на зимний период, дефицитный как по воде, так и по электроэнергии.

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

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

$$N_t^{\text{быт}} = k_N \cdot Q_t^{90\%} \cdot H_t^{\text{ГЭС}}, \quad (2.6)$$

где  $k_N = 8,9$  – коэффициент мощности;

$Q_t^{90\%}$  – полезный бытовой расход расчётного маловодного года (табл. 2.5);

$H_t^{\text{ГЭС}}$  – напор на станции, зависит только от величины составляющей  $\nabla\text{НБ}$ , т.к. она зависит от расходов в НБ,  $\nabla\text{ВБ}$  принимается равным НПУ.

Уровень НБ вычисляется по кривой связи  $Z=f(Q_{\text{НБ}})$  (рис.1.2).

Полезный бытовой расход – это разность подведенного расхода и потерь из водохранилища (на испарение, льдообразование, фильтрацию и потребление из водохранилища).

Расчёт приведён в таблице 2.13.

### 2.3.2 Расчет мощности ГЭС по требованиям ВХК

Следующим этапом рассчитывается мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК по формуле:

$$N_t^{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_t^{\text{ВХК}} \cdot H_t^{\text{ГЭС}}, \quad (2.7)$$

где  $k_N = 8,9$  – коэффициент мощности;

$Q_t^{\text{ВХК}}$  – расход воды по требованию участников ВХК;

$H_t^{\text{ГЭС}}$  – напор на ГЭС.

Расчёт приведён в таблице 2.14.

Полученные мощности откладываются на годовом графике среднемесячных мощностей ниже существующих ГЭС.

Таблица 2.13 - Расчёт мощности по бытовому стоку

Параметр	январь	февраль	март	апрель	май	июнь
Приток, м3/с	36	30	21	15	25	1680
Потребление из водохранилища, м3/с	10	10	10	10	10	10
Фильтрация, м3/с	2	3	4	5	6	6
Испарение, м3/с	0	0	0	0	0	1
Льдообразование, м3/с	1	1	0	0	-9	0
Полезный расход, м3/с	23	16	7	0	18	1663
Отметка НБ, м	20,08	20,06	20,02	20,00	20,06	23,85
Напор, м,	42,02	42,04	42,08	42,10	42,04	38,25
Мощность, МВт	8	6	2	0	7	566

Продолжение таблицы 2.13

Параметр	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Приток, м3/с	1397	813	768	307	187	111
Потребление из водохранилища, м3/с	10	10	10	10	10	10
Фильтрация, м3/с	7	7	6	5	4	3
Испарение, м3/с	2	1	0	0	0	0
Льдообразование, м3/с	0	0	0	2	2	3
Полезный расход, м3/с	1378	795	752	290	171	95
Отметка НБ, м	23,37	22,19	22,09	21,00	20,60	20,34
Напор, м,	38,73	39,91	40,01	41,10	41,50	41,76
Мощность, МВт	475	282	268	106	63	35

Таблица 2.14 - Расчёт мощности по требованиям ВХК

Параметр	январь	февраль	март	апрель	май	июнь
Требования ВХК	300	300	300	450	450	450
Отметка НБ,м	21,03	21,03	20,91	21,33	21,33	21,33
Напор,м	41,07	41,07	41,19	40,77	40,77	40,77
Мощность, МВт	110	110	110	163	163	163

Продолжение таблицы 2.14

Параметр	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Требования ВХК	450	450	450	300	300	300
Отметка НБ,м	21,33	21,33	21,33	21,03	21,03	21,03
Напор,м	40,77	40,77	40,77	41,07	41,07	41,07
Мощность, МВт	163	163	163	110	110	110

### 2.3.3 Перераспределение стока

Для вытеснения тепловых мощностей необходимо увеличить зимнюю выработку электроэнергии ГЭС, что может быть достигнуто за счет водохранилища. Поэтому в период половодья проектируемого гидроузла ГЭС

работает с мощностями, соответствующими требованиям ВХК. При этом избытки притока воды во время половодья аккумулируются в водохранилище для последующего использования в зимний период.

Мощность, которую можно использовать для вытеснения, рассчитывается по формуле 2.8:

$$N_{\text{изл.}} = \Sigma N_{\text{быт.}} - \Sigma N_{\text{вхк.}} \quad (2.8)$$

Полученный излишек в 182 кВт распределяется на 4 зимних месяца – с ноября по февраль. В остальные месяцы ГЭС будет работать по требованиям ВХК.

Баланс энергий представлен на рисунке 2.8.

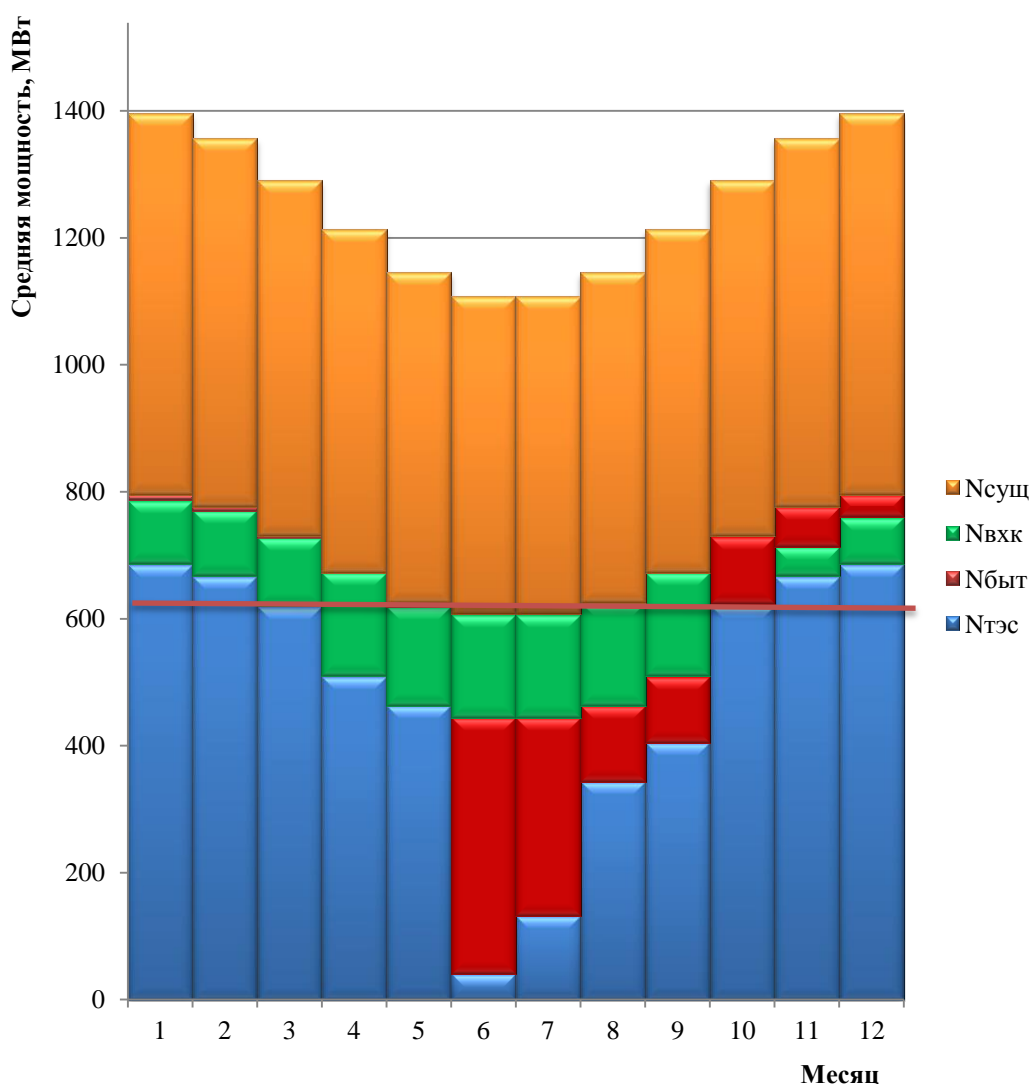


Рисунок 2.8 – Баланс энергий энергосистемы

## 2.4 Водно-энергетический расчёт

Основной задачей водно-энергетического расчёта (далее ВЭР) является определение: гарантированных мощностей для каждого месяца, уровня мёртвого объёма (далее УМО), среднемноголетней выработки. Так же на основе ВЭР производится определение вытесняющей рабочей мощности и установленной мощности проектируемой станции.

### 2.4.1 ВЭР по условиям маловодного года

В маловодном году режим работы определяется выдачей гарантированной мощности в ноябре-феврале, а в остальные главным условием будет выдача в НБ расхода по требованиям ВХК.

Расчет начинается с первого месяца, следующего за половодьем, когда необходимо использовать воду из водохранилища на покрытие нагрузки, т.е. когда бытового стока недостаточно, чтобы работать той мощностью, которая определена предыдущим расчетом.

Из таблицы 2.15 видно, что сработку нужно начинать с X месяца.

Таблица 2.15 – Определение месяца начала сработки

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Мощность ВХК	110	110	110	163	163	163	163	163	163	<b>110</b>	110	110
Бытовая мощность	8	6	2	0	7	566	475	282	268	<b>106</b>	63	35
Разность	-101	-104	-107	-163	-156	403	312	119	104	<b>-3</b>	-47	-74

Уровень ВБ в конце месяца определяется по кривой связи  $Z=f(V)$  (рис.1.3).

Начальная отметка первого месяца сработки – отметка НПУ. Отметка ВБ в начале следующих месяцев принимается равной отметке в конце предыдущего месяца.

Расход в НБ:

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{пол}} + Q_{\text{водохр}} + Q_{\text{фильтр}} + Q_{\text{х.сбр}} \quad (2.9)$$

Расход проходящий через ГЭС:

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{пол}} + Q_{\text{водохр}} \quad (2.10)$$

Напор на станции 2.11:

$$H_{\text{ГЭС}} = z_{\text{ВБ ср.}} - z_{\text{НБ}} - \Delta h. \quad (2.11)$$

Вырабатываемая мощность в МВт:

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q_{ГЭС} \cdot H_{ГЭС} / 1000 \quad (2.12)$$

Выработка электроэнергии:

$$\mathcal{E}_{гар} = N_{гар} \cdot 24. \quad (2.13)$$

Окончательный вариант сработки представлен в приложении А.

Из сработки по условиям маловодного года определяется отметка УМО = 45,2 м, а также гарантированная выработка за зимние сутки. По полученным данным определяется зона работы проектируемой ГЭС и установленная мощность (рис.2.4 и 2.5). Проектируемая станция будет работать в пике.

Установленная мощность рассчитывается с учётом установки части нагрузочного резерва системы по формуле 2.13:

$$N_{уст} = N_{раб} + N_{рез} = 268 + 6,8 = 275 \text{ МВт}. \quad (2.13)$$

#### 2.4.2 ВЭР по условиям средневодного года

По условиям средневодного года также проводится режим сработки-наполнения. Цель расчета сработки-наполнения по условиям средневодного года – определение среднемноголетней выработки.

Сработать водохранилище можно несколькими способами:

- первый: в начале сработки выдаются мощности маловодного года, сработка может задерживаться по сравнению с условиями маловодного года, тогда ГЭС будет работать на повышенных напорах. Но так как принято условие ежегодной сработки до отметки УМО, весь накопленный запас воды сработается к началу половодья (в последнем месяце периода сработки);

- второй: по графику сработки маловодного года (т.е. по отметкам ВБ) с увеличением мощности за счет большего притока в средневодном году в сравнении маловодного.

Принимается тот способ, при котором имеется наибольшая выработка электроэнергии, которая объявляется, как среднемноголетняя выработка.

ВЭР по условиям средневодного года приведены в приложении Б и В соответственно.

График сработки-наполнения водохранилища представлен на рисунке 2.9.

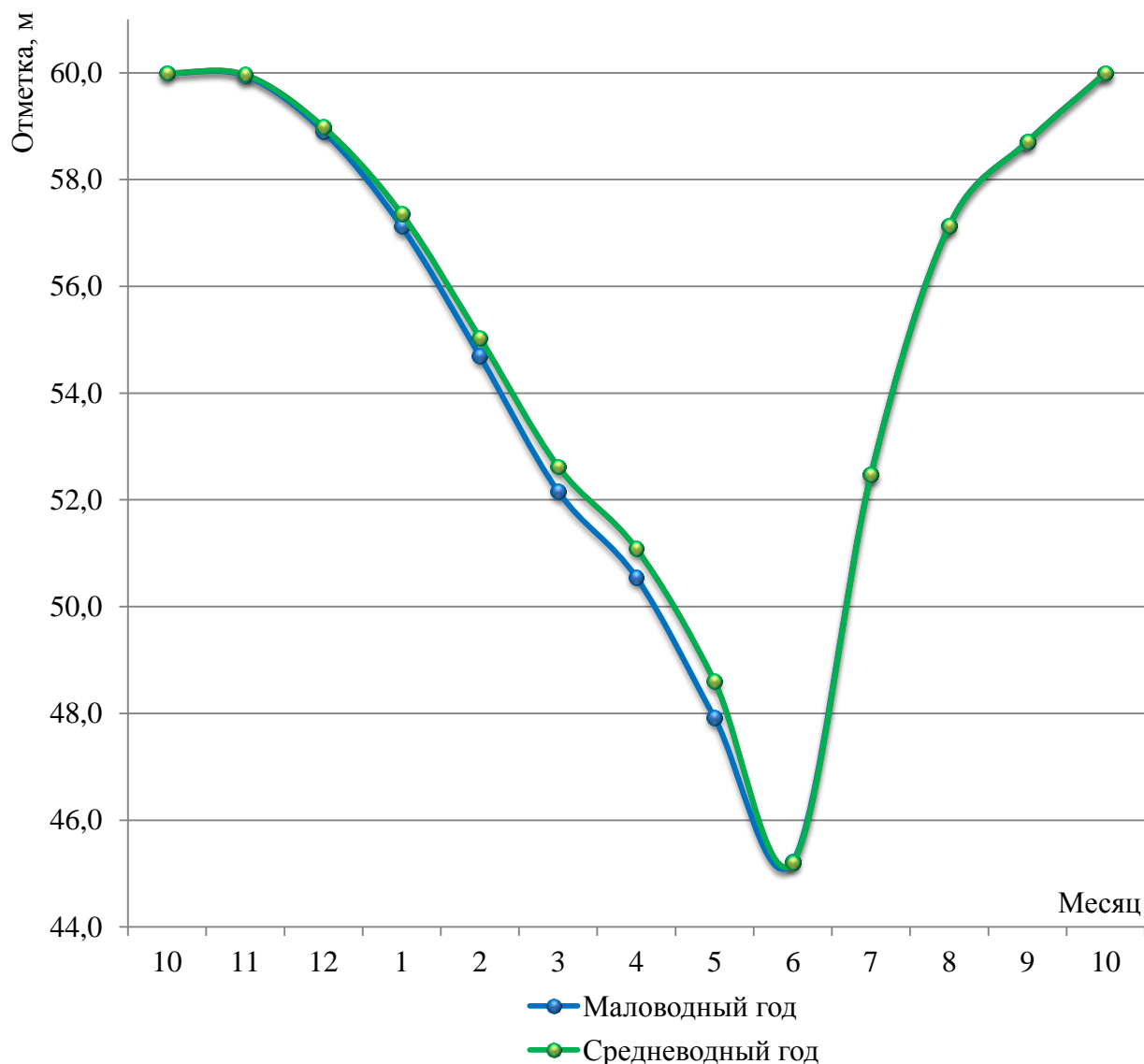


Рисунок 2.9 – График сработки-наполнения водохранилища

Среднемноголетняя выработка проектируемой ГЭС – 1358 млн. кВт·ч

### 2.5 Баланс мощности энергосистемы

Баланс мощностей системы строится на графике максимальных нагрузок и представляет собой распределение мощностей на покрытие нагрузки между всеми участниками энергосистемы, а также размещение резервов и ремонты электростанций во времени.

Площади ремонта вычисляются как:

$$F_{\text{рем}}^{\text{ГЭСпр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{4} \cdot \frac{1}{2} = \frac{275}{8} = 34,4. \quad (2.14)$$

$$F_{\text{рем}}^{\text{ГЭСсущ}} = \frac{N_{\text{уст}}}{4} \cdot \frac{1}{2} = \frac{1041}{8} = 130$$

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}}{2} \cdot \frac{1}{2} + \frac{N_{\text{уст}}}{2} \cdot 1 = \frac{780}{4} + \frac{780}{2} = 585. \quad (2.15)$$

Ремонты распределяются на 4 месяца. Ремонт ГЭС не рекомендуется производить в периоды выдачи гарантированной мощности, а также в период половодья. Расчет представлен в таблице 2.16.

Таблица 2.16 - Баланс мощности энергосистемы

Месяцы	Макс. сист	Раб. Мощн. ГЭС	Нагр.рез сущ. ГЭС	Нагр.рез проект.	Аварийн ый резерв	Сущ. ГЭС	ТЭС	Ремонт ГЭС сущ.	Ремонт ГЭС	Ремонт ТЭС
1	1539	268	16,3	6,8	107,7	600	108	-	-	-
2	1502	235	15,9	6,6	105,1	576	105	-	-	-
3	1439	202	15,2	6,4	100,7	552	101	60	-	-
4	1365	169	14,4	6,0	95,6	528	96	-	34,4	50
5	1302	136	13,8	5,8	91,1	504	91	-	-	105
6	1265	103	13,4	5,6	88,6	480	89	-	-	137
7	1265	103	13,4	5,6	88,6	480	89	-	-	137
8	1302	136	13,8	5,8	91,1	504	91	-	-	105
9	1365	169	14,4	6,0	95,6	528	96	-	-	50
10	1439	202	15,2	6,4	100,7	552	101	70	-	-
11	1502	235	15,9	6,6	105,1	576	105	-	-	-
12	1539	268	16,3	6,8	107,7	600	108	-	-	-

График баланса мощности энергосистемы представлен на рисунке 2.10.



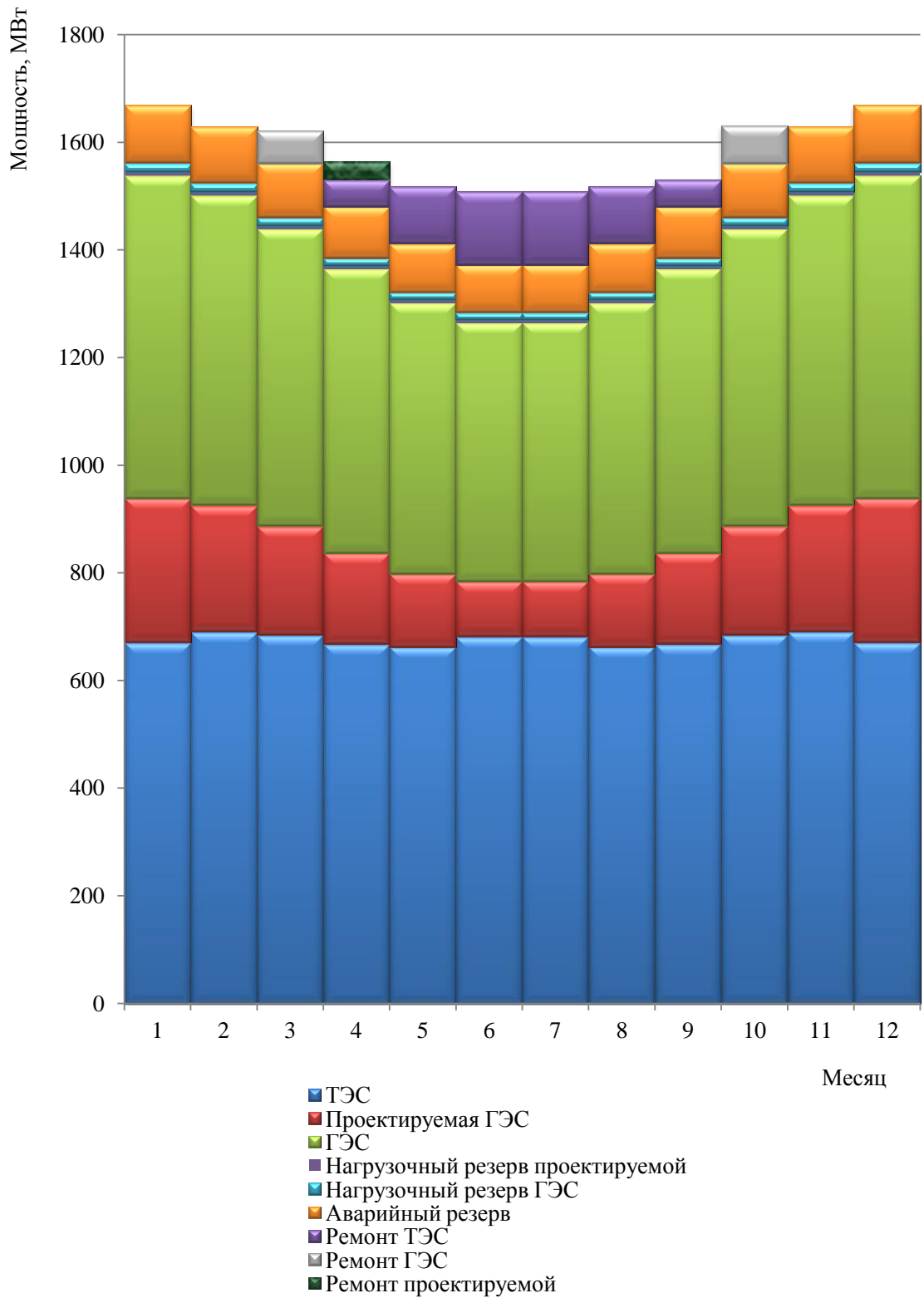


Рисунок 2.10 – Баланс мощности энергосистемы

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

## 2.6 Определение максимального расчетного расхода

Согласно [п.6.1], проектируемая бетонная водосливная плотина имеет I класс гидротехнического сооружения. Сооружение данного класса должно быть рассчитано на пропуск половодья с расходом, ежегодная вероятность превышения которого составляет 0,01 %. Размеры водосливных отверстий и их число определяется по данным расчетного случая (пропуск половодья с расходом, ежегодная вероятность превышения которого составляет 0,1 %).

Расход воды заданной обеспеченностью найдем по формуле (2.16):

$$Q_{P\%} = (\varphi_{P\%} \cdot C_V + 1) \cdot Q_{\text{ср.год}}, \quad (2.16)$$

где  $\varphi_{P\%}$  – коэффициент отклонения ординат кривой обеспеченности среднеполоводных расходов от середины, определяемый в зависимости от коэффициента асимметрии  $C_s$ .

$C_V$  – коэффициент вариации, найденный по формуле (2.17);

$Q_{\text{ср.год}}$  – среднее значение паводковых расходов (таблица 2.1).

$$C_V = \sqrt{\frac{\sum(K_i - 1)^2}{n}}, \quad (2.17)$$

где  $K_i$  – модульный коэффициент (таблица 2.17), который определяется по формуле (2.18).

$$K_i = \frac{Q_{\text{ср.}i}}{Q_{\text{ср.}max}}. \quad (2.18)$$

Коэффициент асимметрии определяется по формуле 2.19:

$$C_s = \frac{\sum(K - 1)^3}{n \cdot C_V^3}. \quad (2.19)$$

Результаты расчета представлены в таблицу 2.17.

Таблица 2.17 – Данные для вычисления параметров кривой обеспеченности средних годовых расходов воды р. Хантайка за 1950-1971 гг.

$Q_{max}, \text{м}^3/\text{сек}$	K	K - 1	(K - 1) <sup>2</sup>	(K - 1) <sup>3</sup>	P, %
1	2	3	4	5	6
3597	1,44	0,44	0,191	0,08	4,5
3377	1,35	0,35	0,122	0,04	9,1



$$\delta_{C_s} = \pm \frac{\sqrt{6/n} \cdot \sqrt{1 + 6C_V^2 + 5C_V^4}}{C_s} \cdot 100\%, \quad (2.21)$$

$$\delta_{C_s} = \pm \frac{\sqrt{3} \cdot \sqrt{1 + 6 \cdot 0,231^2 + 5 \cdot 0,231^4}}{0,126} \cdot 100\% = \pm 488 \%$$

По данным таблицы 2.17 ошибка  $\pm 488\%$  получилась выше среднего значения, поэтому для построения кривой обеспеченности принимаем

$$C_s = 2 * 0,231 = 0,462.$$

Зная величины  $Q_{cp} = 2502 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  $C_V = 0,231$ ,  $C_s = 0,462$  вычислим теоретическую кривую обеспеченности средних годовых расходов воды. Результаты расчета представлены в таблице 2.18.

Таблица 2.18 – Вычисление теоретической кривой обеспеченности средних годовых расходов воды

P, %	0,01	0,1	0,5	1	2	5	10	20	25	30
1	2	3	4	5	6	7	7	8	10	11
Ф или φ	4,27	3,45	2,81	2,5	2,18	1,71	1,3	0,82	0,64	0,49
$M_s = C_V \cdot \Phi$	0,99	0,80	0,65	0,58	0,50	0,39	0,30	0,19	0,15	0,11
$K_s = M_s + 1$	1,99	1,80	1,65	1,58	1,50	1,39	1,30	1,19	1,15	1,11
$Q = Q_{cp} \cdot K_s$	4968	4494	4125	3946	3761	3489	3253	2976	2872	2785

Продолжение таблицы 2.18

P, %	40	50	60	70	75	80	90	95	97	99
1	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Ф или φ	0,21	-0,04	-0,29	-0,56	-0,7	-0,85	-1,25	-1,56	-1,77	-2,14
$M_s = C_V \cdot \Phi$	0,05	-0,01	-0,07	-0,13	-0,16	-0,20	-0,29	-0,36	-0,41	-0,49
$K_s = M_s + 1$	1,05	0,99	0,93	0,87	0,84	0,80	0,71	0,64	0,59	0,51
$Q = Q_{cp} \cdot K_s$	2623	2479	2335	2179	2098	2011	1780	1601	1480	1266

Расход воды заданной обеспеченности будет равен:

$$Q_{0,01\%} = 4968 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{0,1\%} = 4494 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Теоретическая и практическая кривые обеспеченности паводковых расходов представлены на рисунке 2.11.

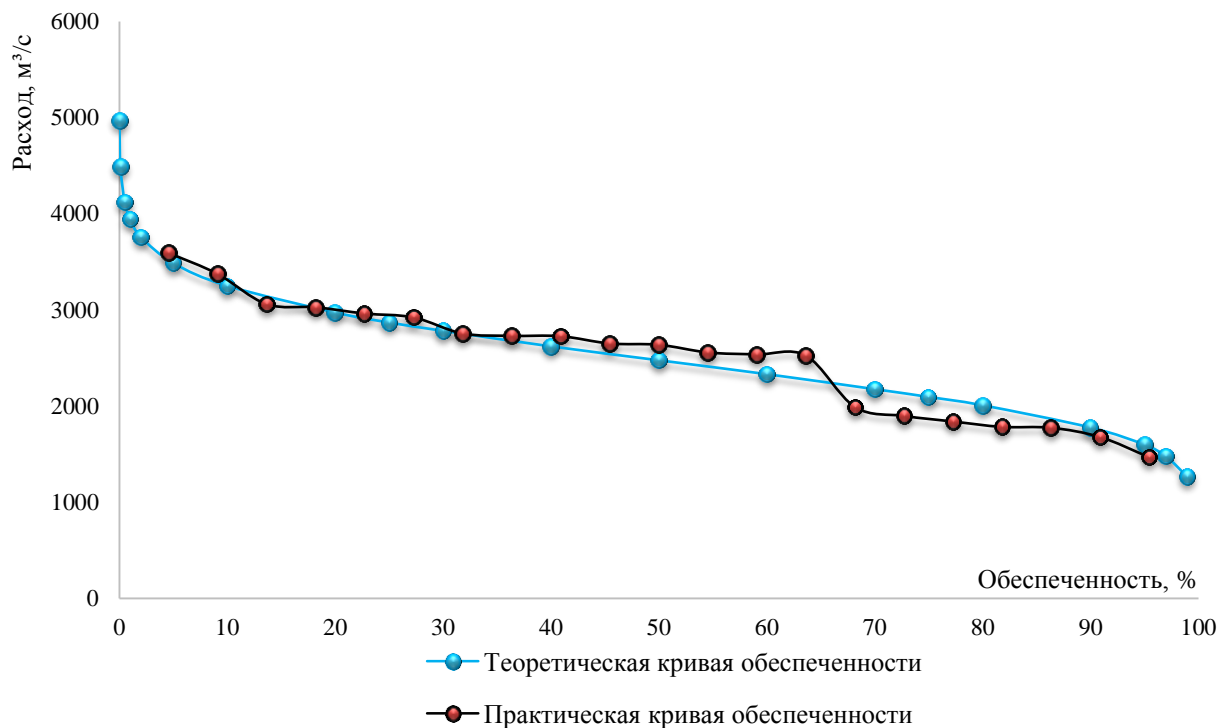


Рисунок 2.11 - Теоретическая и практическая кривые обеспеченности паводковых расходов

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

### 3 Выбор основного и вспомогательного оборудования

#### 3.1. Выбор числа и типа агрегатов

Выбор оборудования начинается с построения режимного поля. Верхней границей режимного поля является напорная характеристика, соответствующая работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижняя - напорная характеристика, соответствующая работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО. Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

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

где  $\nabla ВБ$  – отметка уровня воды в верхнем бьефе; для верхней границы  $\nabla ВБ = \nabla НПУ$ ; для нижней границы  $\nabla ВБ = \nabla УМО$ ;  
 $z_{НБ}(Q_{НБ})$  – отметка уровня воды в НБ в зависимости от расхода в НБ;  
 $\Delta h = 0,4$  – потери напора в водоподводящих устройствах.

Линия расчётного напора считается по формуле (3.1), где  $\nabla ВБ$  является средняя отметка января из графика сработки-наполнения водохранилища по условию маловодного года.

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый минимальным санитарным попуском, который составляет  $Q_{ВХК \min} = 100 \text{ (М}^3/\text{с)}$ .

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

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

где  $N_{уст}$  – по формуле (2.13);

$k_N = 8,9$  – коэффициент напора (исходные данные);

$H_{ГЭС}$  – напор на ГЭС (выбирается произвольно от напора при НПУ до напора, в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с расчетным напором).

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

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

где  $Q_{ГЭС}^{max}$  – максимальный расход через ГЭС;  
 $H_{ГЭС}$  – напор на ГЭС (выбирается произвольно);  
 $H_p$  – расчётный напор.

Результаты расчета представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

Кривая связи нижнего бьефа		Напорные характеристики			Линия ограничения по установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{Нб},$ $м^3/с$	$Z_{Нб.з},$ м	$H_{НПУ},$ м	$H_{УМО},$ м	$H_{Звб1},$ м	Н, м	$Q, м^3/с$	Н, м	$Q, м^3/с$
0	20,00	39,60	24,82	34,30	907	34,0	1009	35,0
150	20,53	39,07	24,29	33,77	935	33,0	994	34,0
300	21,03	38,57	23,80	33,27	964	32,0	979	33,0
450	21,49	38,11	23,33	32,81	995	31,0	964	32,0
600	21,92	37,68	22,90	32,38	1028	30,0	949	31,0
750	22,32	37,28	22,50	31,98	1064	29,0	934	30,0
900	22,69	36,91	22,13	31,61	1102	28,0	918	29,0
1050	23,03	36,57	21,79	31,26	1143	27,0	902	28,0
1200	23,35	36,25	21,47	30,95	1187	26,0	886	27,0
1350	23,64	35,96	21,18	30,65	1234	25,0	869	26,0
1500	23,92	35,68	20,90	30,38	1285	24,0	853	25,0
1650	24,18	35,42	20,65	30,12	1341	23,0	835	24,0

По полученным значениям построено режимное поле с учетом ограничений по мощности и пропускной способности (рис. 3.1).

По режимному полю определяем следующие параметры:

- расчетный напор  $H_p = 32,5$  м;
- минимальный напор  $H_{min} = 22$  м;
- максимальный напор  $H_{max} = 39$  м;
- максимальный расход  $Q_{max} = 972$  м<sup>3</sup>/с.

Систему гидромашины рекомендуется выбирать в зависимости от максимального напора с учетом заданных режимов работы и диапазона изменения напора [1].





Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		Турбина	
Наименование	Обозначение	ПЛ 40а-В	ПЛ 40б-В
1 Максимальный напор гидротурбин, м	$H_{пред}$	40	40
2 Диапазон регулирования	$H_{min}/H_{max}$	0,50	0,50
3 Оптимальная приведенная частота вращения, об/мин	$n'_{opt}$	125	123
4 Оптимальный приведенный расход, л/с	$Q'_{opt}$	1020	1150
5 Оптимальный КПД модели	$\eta_{м opt}$	0,913	0,904
6 Приведенный максимальный расход, л/с	$Q'_{max}$	1250-1700	1270-1750
7 Коэффициент кавитации	$\sigma(Q'_{max})$	0,40-0,65	0,35-0,65
8 Приведенный диаметр рабочего колеса, м	$D_{lm}$	0,460	0,460
9 Напор модельной турбины, м	$H_{мод}$	4	4
10 Температура воды при которой проведены испытания, °С	$t_{мод}$	10	20

На главной универсальной характеристике турбин намечаем расчетную точку Р, предварительно проведя линию  $n'_{opt}$  через оптимум КПД и определим приведенный расход воды в расчётной точке необходимый в дальнейшем для расчета.

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполняем расчеты для ряда стандартных диаметров (начиная с максимально возможного для каждого типа турбин [1]) по нижеприведённым формулам.

КПД натурной турбины  $\eta_T$  определим по формуле:

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

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

$D_1, H_p$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$\vartheta_H, \vartheta_M$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий  $t_H$  и  $t_M$  (по [1]  $\vartheta_H = 1,30 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$ ,  $\vartheta_{M1} = 1,30 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$ ;  $\vartheta_{M2} = 1,01 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$ );

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

Мощность одного агрегата, кВт:

$$N_a^* = 9,81 \cdot D_1^2 \cdot Q'_1 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.5)$$

где  $Q'_1$  – приведенный расход в расчетной точке;  
 $\eta_r$  – средний КПД генератора (принимаем  $\eta_r = 0,97$  [1]).  
 Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле 3.6:

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

где  $N_{уст} = 275$  МВт – расчетная установленная мощность.  
 Рассчитанное число агрегатов  $Z_a^*$  округляется в большую сторону ( $Z_a$ ).  
 После чего уточняется мощность агрегата:

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

Синхронная частота вращения, об/с:

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

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

По полученной синхронной частоте вращения принимаем ближайшее большее стандартное значение  $n_c$  [1].

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

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

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

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

Результаты расчета приведены в таблицах 3.3.

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

На главных универсальных характеристиках проводим линии  $n'_{I_{max}}, n'_{I_p}, n'_{I_{min}}$ . Определяем окончательно положение расчетной точки. Для этого на универсальной характеристике на линии  $n'_{I_p}$  подбираем такое сочетание  $\eta_T$  и  $Q'_I$ , чтобы выполнялось равенство:

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

Проведем расчет на примере турбины ПЛ 40б с диаметром 6,3 м.  
Координаты точки линии ограничения по генератору  $Q'_I = 1,46 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  
 $\eta_T = 0,9$ .

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{91500}{9,81 \cdot 6,3^2 \cdot 32,5 \cdot \sqrt{32,5} \cdot 0,97} = 1,31 \text{ м}^3/\text{с}.$$

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

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{91500}{9,81 \cdot 6,3^2 \cdot 39 \cdot \sqrt{39} \cdot 0,97} = 0,99 \text{ м}^3/\text{с},$$

где  $Q'_I = 0,090 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  $\eta_T = 0,910$ .

Линия ограничения по турбине соответствует открытию направляющего аппарата  $a_{опI} = 30 \text{ мм}$ .

Результаты расчета параметров оборудования для двух турбин при различных значений  $D_1$  представлены в таблице 3.3 и 3.4.

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛ40а

$D_1, \text{ м}$	4	5	5,3	5,6	6	<b>6,3</b>	6,7	7,1	7,5
1	2	3	4	5	6	<b>7</b>	8	9	10
$\eta_T$	0,944	0,945	0,945	0,946	0,947	<b>0,947</b>	0,948	0,948	0,944
$N_a^*, \text{ МВт}$	45,3	57,3	70,8	88,9	102,1	<b>112,6</b>	143,2	159,8	45,3
$Z_a^*, \text{ шт}$	6,1	4,8	3,9	3,1	2,7	<b>2,4</b>	1,9	1,7	6,1
$Z_a, \text{ шт}$	7	5	4	4	3	<b>3</b>	2	2	7
$N_a, \text{ МВт}$	39,2	54,9	68,6	68,6	91,5	<b>91,5</b>	137,3	137,3	39,2
$\Delta p$	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	<b>1,04</b>	1,04	1,04	1,03
$n_c^*, \text{ об/мин}$	181,1	161,1	145,0	129,5	120,9	<b>115,2</b>	102,3	96,8	181,1
$n_c, \text{ об/мин}$	187,5	166,7	150	130,4	125	<b>115,4</b>	103,4	96,8	187,5

Продолжение таблицы 3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$n'_{lmin}$ , об/мин	118	118	118	115	118	<b>114</b>	115	114	118
$n'_{lр}$ , об/мин	129	129	129	126	129	<b>125</b>	126	125	129
$n'_{lmax}$ , об/мин	157	157	157	153	157	<b>152</b>	154	152	157
$Q'_i \cdot \eta_T$ (при Нр)	1,39	1,54	1,56	1,24	1,44	<b>1,31</b>	1,54	1,38	1,390
$Q'_i$ (при Нр)	-	-	-	-	-	<b>1450</b>	-	-	-
$\eta_T$ (при Нр)	-	-	-	-	-	<b>0,906</b>	-	-	-
$Q'_i \cdot \eta_T$ (при Нmax)	1,06	1,17	1,18	0,94	1,10	<b>0,99</b>	1,18	1,05	1,06
$Q'_i$ (при при Нmax)	-	-	-	-	-	<b>1090</b>	-	-	-
$\eta_T$ (при при Нmax)	-	-	-	-	-	<b>0,9107</b>	-	-	-
$Q'_i$ (по Qmin)	1476	1166	944	752	655	<b>594</b>	468	419	1476
$Q'_i$ (по Qmin)	1966	1553	1257	1002	872	<b>791</b>	623	558	1966

Таблица 3.4 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛ40б

$D_1$ , м	4	5	5,3	5,6	6	6,3	6,7	7,1	7,5
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\eta_T$	0,936	0,937	0,938	0,939	0,939	<b>0,940</b>	0,940	0,941	0,936
$N_a^*$ , МВт	42,78	54,20	66,97	84,08	96,6	<b>106,5</b>	135,4	151,16	42,78
$Z_a^*$ , шт	6,4	5,1	4,1	3,3	2,8	<b>2,6</b>	2,0	1,8	6,4
$Z_a$ , шт	6	5	4	3	3	<b>3</b>	2	2	6
$N_a$ , МВт	45,8	54,9	68,6	91,5	91,5	<b>91,5</b>	137,3	137,3	45,8
$\Delta p$	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	<b>1,04</b>	1,04	1,04	1,04
$n_c^*$ , об/мин	178	159	143	128	119	<b>113</b>	101	95	178
$n_c$ , об/мин	187,5	166,7	142,9	130,4	120	<b>115,4</b>	103,4	96,8	187,5
$n'_{lmin}$ , об/мин	118	118	112	115	113	<b>114</b>	115	114	118
$n'_{lр}$ , об/мин	129	129	123	126	124	<b>125</b>	126	125	129
$n'_{lmax}$ , об/мин	157	157	150	153	151	<b>152</b>	153	152	157
$Q'_i \cdot \eta_T$ (при Нр)	1,62	1,54	1,56	1,66	1,44	<b>1,31</b>	1,54	1,38	1,62
$Q'_i$ (при Нр)	-	-	-	-	-	<b>1460</b>	-	-	-
$\eta_T$ (при Нр)	-	-	-	-	-	<b>0,9</b>	-	-	-
$Q'_i \cdot \eta_T$ (при Нmax)	1,23	1,17	1,18	1,26	1,10	<b>0,99</b>	1,18	1,05	1,23
$Q'_i$ (при при Нmax)	-	-	-	-	-	<b>1100</b>	-	-	-
$\eta_T$ (при при Нmax)	-	-	-	-	-	<b>0,901</b>	-	-	-
$Q'_i$ (по Qmin)	1475	1165	943	752	655	<b>594</b>	467	419	1475
$Q'_i$ (по Qmin)	1964	1551	1256	1001	872	<b>790</b>	622	557	1964

Из анализа вариантов подходит турбина ПЛ40а с диаметром  $D_1 = 6,3$  м,  $Z_a = 3$  и  $n_c = 115,4$  об/мин и ПЛ40б с диаметром  $D_1 = 6,3$  м,  $Z_a = 3$  и  $n_c = 115,4$  об/мин. При выбранных параметрах турбины могут работать при минимальном расходе, так как линия ограничения, соответствующая приведенным расходам, не выходит за пределы рабочего диапазона универсальной характеристики. ГУХ представлены в приложении Г и Д. Дальнейший расчет проведем только для двух вариантов.

### 3.2 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы

Отметку рабочего колеса находится по формуле:

$$\nabla Z_{P.K.} = Z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_s, \quad (3.13)$$

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

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

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

Высоту отсасывания определим по формуле:

$$H_s = B - \frac{\nabla Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - k_\sigma \cdot \sigma \cdot H + \Delta Z_{X.ПЛ}, \quad (3.14)$$

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

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

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

$\sigma$  – коэффициент кавитации, определяемый по универсальной характеристике для расчетных условий;

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

Далее проведем подробный расчет высоты отсасывания при трех режимах для гидротурбины ПЛ40а. Для турбины ПЛ40б полученные результаты расчета сведем в итоговую таблицу 3.5.

#### 3.2.1 Работа одного агрегата при отметке НПУ

На ГУХ турбины ПЛ40а находим точку при отметке НПУ, соответствующую величине установленной мощности одного агрегата:

$$N_{1a} = 8,6 \cdot Q_a \cdot H_a, \quad (3.15)$$

$$N_{1a} = N_a \cdot 1 = 91,5 \cdot 1 = 91,5 \text{ МВт}. \quad (3.16)$$

Координаты точки:

$$Q'_1 = 1,08 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$H_{\max} = 39 \text{ м.}$$

Рассчитаем расход:

$$Q_1 = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p \cdot H_{\max}} = 1,08 \cdot 6,3^2 \cdot \sqrt{1,04 \cdot 39} = 273 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.17)$$

Пересчитаем точку в координаты  $n'_1$ :

$$n'_1 = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{\max} \cdot \Delta_1}} = \frac{115,4 \cdot 6,3}{\sqrt{39 \cdot 1,04}} = 114,3 \text{ об/мин.} \quad (3.18)$$

На главной универсальной характеристике турбины ПЛ40а-В-630 проводим линию  $n'_1 = 114,3$  об/мин до пересечения с линией ограничения по генератору. В этой точке определяем  $\sigma = 0,3$ . По кривой связи нижнего бьефа определяем  $Z_{\text{нб}}(Q_1) = 20,9$  м.

Определяем высоту отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{20,9}{900} - 0,3 \cdot 39 - 1,5 = -2,9 \text{ м.}$$

### 3.2.2 Работа одного агрегата при минимальном напоре и соответствующей мощности на линии ограничения по пропускной способности турбины

На ГУХ турбины ПЛ40а-В-630 находим точку при минимальном напоре и соответствующей мощности на линии ограничения по пропускной способности турбины:

$$Q'_1 = 1,33 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$H_{\min} = 22 \text{ м.}$$

Рассчитаем расход:

$$Q_1 = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p \cdot H_{\min}} = 1,33 \cdot 6,3^2 \cdot \sqrt{1,04 \cdot 22} = 252,2 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.19)$$

Пересчитаем точку в координаты  $n'_1$ :

$$n'_1 = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{\min} \cdot \Delta_1}} = \frac{115,4 \cdot 6,3}{\sqrt{22 \cdot 1,04}} = 152,2 \text{ об/мин.} \quad (3.20)$$

									Лист
									49
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ				

На главной универсальной характеристике турбины ПЛ40а проводим линию  $n'_1 = 152,2$  об/мин, определяем  $\sigma = 0,42$ . По кривой связи нижнего бьефа определяем  $Z_{нб}(Q_1) = 20,9$  м.

Определяем высоту отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{20,9}{900} - 0,42 \cdot 22 - 1,5 = -0,43 \text{ м.}$$

### 3.2.3 Работа одного агрегата с установленной мощностью при расчетном напоре

На ГУХ турбины ПЛ40а-В-630 находим точку при отметке расчетном напоре, соответствующую величине установленной мощности одного агрегата:

$$Q'_1 = 1,45 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$H_p = 32,5 \text{ м.}$$

Рассчитаем расход:

$$Q_1 = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p \cdot H_p} = 1,45 \cdot 6,3^2 \cdot \sqrt{1,04 \cdot 32,5} = 334,1 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.21)$$

Пересчитаем точку в координаты  $n'_1$ :

$$n'_1 = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta_1}} = \frac{115,4 \cdot 6,3}{\sqrt{32,5 \cdot 1,04}} = 125,2 \text{ об/мин.} \quad (3.22)$$

На главной универсальной характеристике турбины ПЛ40а-В-630 проводим линию  $n'_1 = 125,2$  об/мин, определяем  $\sigma = 0,48$ . По кривой связи нижнего бьефа определяем  $Z_{нб}(Q_1) = 21,1$  м.

Определяем высоту отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{32,5}{900} - 0,48 \cdot 32,5 - 1,5 = -6,8 \text{ м.}$$

Результаты расчетов для двух турбин представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	$D_1$ , м	$z_a$ , шт	$n_c$ , об/мин	$N_a$ , МВт	$H_{s1}$ , м	$H_{s2}$ , м	$H_{s3}$ , м
ПЛ40а	6,3	3	115,4	91,5	-2,9	-0,43	-6,8
ПЛ40б	6,3	3	115,4	91,5	-1,33	-0,21	<b>-4,2</b>

Из всех полученных расчетных значений  $H_s$  выбираем такое значение, которое обеспечивает бескавитационную работу во всех рассмотренных режимах работы. Окончательно принимаем гидротурбину ПЛ40/5876-В-630 при  $H_{s3} = -4,2$  м.

### 3.3 Определение геометрических размеров проточной части гидротурбины

Геометрические размеры проточной части гидротурбины пересчитаем исходя из проточной части модели, при выбранном диаметре рабочего колеса  $D_1 = 6,3$  м. Проточная часть гидротурбины представлена в приложении Е.

### 3.4 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки и колонки управления

По диаметру рабочего колеса  $D_1 = 6,3$  м и напору  $H_{пред} = 39$  м определяем по номограмме [3] для турбины ПЛ406-В тип маслонапорной установки. МНУ 12,5/1-40-12,5-2 с гидроаккумулятором ГА12,5/1 – 40.

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

емкость 12,5 м<sup>3</sup>;  
 число сосудов 1;  
 давление 4 МПа (40 кгс/см<sup>2</sup>).

Маслонасосный агрегат - ГА12,5/1 – 40

сливной бак МА 12,5– 2;  
 емкость бака 12,5 м<sup>3</sup>;  
 количество насосов 2 шт.

Габаритные размеры гидроаккумулятора и маслонасосного агрегата представлены в таблицах 3.6 и 3.7 соответственно.

Таблица 3.6 – Габаритные размеры ГА 12,5/1 – 40

Обозначение	Размеры, мм					
	$D$	$D_1$	$H$	$H_1$	$D_n$	$d$
ГА 12,5/1 – 40	2280	2730	3970	3170	200	70

Таблица 3.7 – Габаритные размеры МА 12,5 – 2

Обозначение	Размеры, мм					
	$B$	$B_1$	$B_2$	$L$	$L_1$	$L_2$
МА 12,5 – 2	2800	3016	1800	2800	3016	3330
	$L_3$	$H$	$H_1$	$H_2$	$H_3$	$H_4$
	1800	1600	1520	1100	950	160



Насос - 3В63/40ГТ:

число сосудов 2 шт;  
подача 13,9 л/с;  
мощность 72 кВт.

Электродвигатель – 4А250М4:

мощность 90 кВт;  
частота вращения 1450 об/мин;  
масса 17 т.

### 3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi}, \quad (3.23)$$

где  $\cos\varphi = 0,8 \div 0,95$ .

$$S_{\text{ном}} = \frac{91,5}{0,90} = 101,7 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$p = \frac{6000}{n_c}. \quad (3.24)$$

$$p = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{115,4} = 52.$$

По справочным данным выбираем гидрогенератор СВ-850/190-52 – синхронный вертикальный генератор с охлаждением обмотки ротора воздухом [4]. Номинальные данные гидрогенератора представлены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-850/190-52

Наименование величины	Обозначение	Значение
1	2	3
1 Номинальная полная мощность, МВА	$S_{\text{ном}}$	101,7
2 Номинальная активная мощность, МВт	$P_{\text{ном}}$	91,5
3 Коэффициент мощности, о.е	$\cos\varphi$	0,90
4 Номинальное напряжение, кВ	$U_{\text{ном}}$	10,5

### Окончание таблицы 3.8

1	2	3
5 Номинальная частота вращения, об/мин	$n_{ном}$	115,4
6 Сопротивление обмотки статора, о.е.	$X_d$	0,8
7 Переходное сопротивление, о.е.	$X'_d$	0,28
8 Сверхпереходное сопротивление, о.е.	$X''_d$	0,20
9 Исполнение	зонтичное	

### 3.6 Определение установленной мощности ГЭС

Окончательно установленная мощность проектируемой ГЭС складывается из мощности шести генераторов СВ-850/190-52:

$$P_{уст} = n_G \cdot P_G = 3 \cdot 91,5 = 274,5 \text{ МВт}, \quad (3.25)$$

где  $n_G = 3$  - количество генераторов;  
 $P_G = 91,5$  МВт - активная мощность генератора.

### 3.7 Расчет параметров здания ГЭС

Длина здания гидроэлектростанции зависит от вырабатываемой данной ГЭС мощности, соответственно от числа установленных агрегатов, их типа и габаритов.

Размер агрегатного блока определим по формуле 3.26:

$$V_{бл} = V_{сп} + 2V_{сл} = 2,63 \cdot 6,3 + 2 \cdot 1 = 18 \text{ м}. \quad (3.26)$$

Длина монтажной площадки принимается в зависимости от ширины агрегатного блока:

$$L_{мп} = (1,25 \div 1,5)V_{бл}. \quad (3.27)$$

$$L_{мп} = (1,25 \div 1,5)18 = 22 \text{ м}.$$

Длина здания ГЭС вычисляется из выражения:

$$L_{ГЭС} = n \cdot V_{бл} + L_{мп} = 3 \cdot 18 + 22 = 76 \text{ м}. \quad (3.28)$$

## 4 Электрическая часть станции

### 4.1 Выбор главной электрической схемы ГЭС

Выбор главной схемы электрических соединений является одним из самых ответственных этапов проектирования электрических станций, так как от этого зависит надежность работы электроустановок, ее экономичность, оперативная гибкость, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность дальнейшего расширения. На выбор схемы электрических соединений влияют основные факторы:

- величина, вид, характер, размещения и динамика роста нагрузок;
- категория потребителей;
- роль электроустановки в энергосистеме, величина системного резерва, пропускная способность внутрисистемных и межсистемных связей;
- схемы и напряжения прилегающих сетей;
- уровень токов короткого замыкания и т.д.

В проектируемом районе передача электроэнергии осуществляется на напряжении 110 кВ и 220 кВ [п.1.4].

Определим напряжение, на котором будет осуществляется передача ЭЭ проектируемой гидроэлектростанции, по формуле Заллеского А.М., применяемая при условии  $P > 60 \text{ МВт}$  и  $L < 100 \text{ км}$ :

$$U_{\text{ном}} = \sqrt{P(0,1 + 0,015\sqrt{L})} = \sqrt{152600(0,1 + 0,015\sqrt{90})} = 192,3 \text{ кВ},$$

где  $P$  - активная мощность передаваемая по 1 линии (формула 4.5);  
 $L$  - длинна линии.

Передача электроэнергии проектируемой ГЭС будет, осуществляется на напряжении 220 кВ.

Одним из первых вопросов, решаемых при проектировании, является выбор вида блоков на ГЭС. В зависимости от числа и мощности гидроагрегатов применение получили простые блоки, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, а также укрупненные блоки с несколькими генераторами, присоединенными к общему трехфазному трансформатору или группе из однофазных трансформаторов. Отметим, что укрупнение блоков экономически выгодно за счет снижения стоимости на используемое высоковольтное оборудование, однако, в связи с небольшим количеством агрегатов (три), целесообразно применение единичного блока из условий требования надежности. Применение генераторных выключателей уменьшает число коммутаций в РУ и повышает надежность работы РУ за счет локализации отказов генератора и турбины.

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист 54
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Вариант структурной схемы электростанции с единичными блоками представлен на рисунке 4.1.

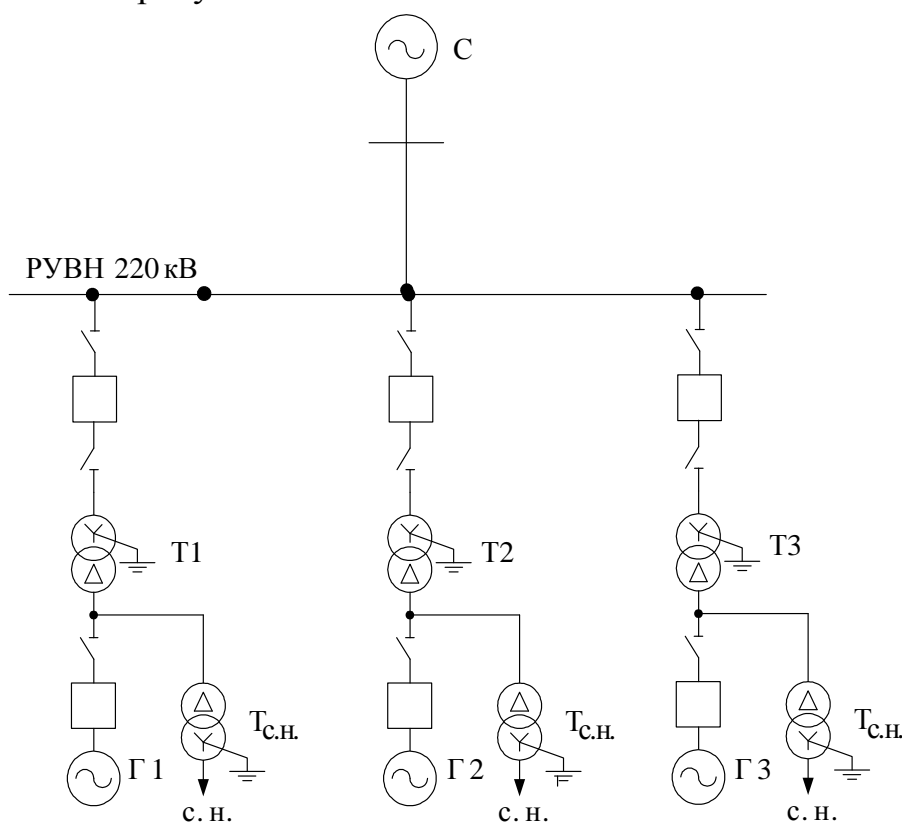


Рисунок 4.1 – Структурная схема электростанции с единичными блоками

## 4.2 Выбор схемы электроснабжения собственных нужд ГЭС

Схема электроснабжения собственных нужд ГЭС делится на схему агрегатных нужд и общестанционных нужд. Собственные нужды определяются потребностью в электроэнергии для приведения в действие систем и механизмов, рассредоточенных на всём гидроэнергетическом узле, чтобы обеспечить его бесперебойную работу.

Электрическая схема собственных нужд может выполняться либо с одним напряжением, либо с двумя напряжениями. Для гидроэлектростанции большой мощности предпочтителен вариант с двумя напряжениями [5, 6].

Схема собственных нужд с двумя напряжениями обладает следующими достоинствами:

- достаточной надёжностью питания потребителей общестанционных и агрегатных СН в нормальных, ремонтных и аварийных режимах;
- гибкостью схемы;
- простотой и наглядностью;
- ремонтпригодностью.

Применение одноступенчатых комплектных распределительных устройств 6 и 0,4 кВ обеспечивает простоту и наглядность схемы, легко воспринимается оперативным персоналом и позволяет практически исключить ошибки при оперативных переключениях в схеме СН. Простота, гибкость и резервирование элементов схемы СН обеспечивают её высокую ремонтпригодность. Любой элемент схемы может быть выведен в ремонт без снижения надёжности питания потребителей СН.

### 4.3 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

#### 4.3.1 Выбор синхронных генераторов

Гидрогенераторы типа СВ-850/190-52 были выбраны в п.п.3.5, в таблице 3.8 приведены все основные параметры.

#### 4.3.2 Выбор трансформаторов

Выбор трансформаторов включает в себя определение типа и номинальной мощности.

На ответвлении к единичному блоку присоединена только нагрузка СН, следовательно

$$S_{\text{расч}} = \frac{(P_{\text{ном.г}} - P_{\text{сн}})}{\cos \varphi}, \quad (4.1)$$

где  $\cos \varphi$  – номинальный коэффициент мощности генератора, о.е;  
 $P_{\text{сн}} = 0,01 \cdot P_{\text{ном.г}}$  – активная мощность собственных нужд.

$$S_{\text{расч}} = \frac{(91,5 - 0,01 \cdot 91,5) \cdot 10^3}{0,9} = 100650 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Для распределительного устройства с единичными блоками по [7] принимаем трансформатор ТДЦ-125000/220-У1, УХЛ1, технические данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ-125000/220-У1, УХЛ1

$S_{\text{ном}}, \text{кВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{ВН}}, \text{кВ}$	$U_{\text{НН}}, \text{кВ}$	$P_{\text{х}}, \text{кВт}$	$P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$U_{\text{к}}, \%$	$I_{\text{х}}, \%$
125000	242	10,5	90	380	11,0	0,55

### 4.3.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции составляет 1% от  $S_{\text{полн}}$ .

$$S_{\text{сн}} = 0,01 \cdot S_{\text{полн}} = 0,01 \cdot 3 \cdot 101,7 \cdot 10^3 = 3051 \text{ кВ} \cdot \text{А}. \quad (4.2)$$

Условия выбора общестанционного трансформатора собственных нужд запишем в виде:

$$S_{\text{т.сн}} > S_{\text{сн}}. \quad (4.3)$$

Ближайшая стандартная мощность трансформатора составляет 6300 кВА. Выбираем общестанционные трансформаторы собственных нужд [7] ТМНС-6300/10,5-У1. Характеристики трансформатора приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТМНС-6300/10,5-У1

$S_{\text{ном}}, \text{кВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{вн}}, \text{кВ}$	$U_{\text{нн}}, \text{кВ}$	$P_{\text{х}}, \text{кВт}$	$P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$U_{\text{к}}, \%$
6300	10,5	6,3	6,4	44,4	7,7

### 4.3.4 Выбор линий электропередач

Согласно [8] пропускная способность, исходя из натуральной мощности, на одну цепь на напряжение 220 кВ составляет:

$$P_{\text{пр}} = 135 \cdot 1,2 = 162 \text{ МВт}.$$

Полная мощность на одну цепь:

$$S_{\text{пр}} = \frac{P_{\text{пр}}}{\cos \varphi} = \frac{162}{0,9} = 180 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.4)$$

Полная передаваемая мощность через повышающий трансформатор:

$$S_{\Sigma} = n_{220} \cdot S_{\text{расч}}, \quad (4.5)$$

где  $n_{220}$  – количество генераторов, присоединённых к РУ 220 кВ.

$$S_{\Sigma} = 3 \cdot 101,7 = 305,1 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Количество линий определим по выражению:

$$n_{л} = \frac{S_{\Sigma}}{S_{пр}} = \frac{305,1}{180} = 1,7 \approx 2. \quad (4.6)$$

Для обеспечения надежной работы станции, принимаем дополнительную линию. Тогда  $n_{л} = 3$ .

Мощность передаваемая по одной цепи:

$$S_{ц} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л}} = \frac{305,1}{3} = 101,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.7)$$

Максимальный ток через одну линию:

$$I_{max} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{305,1}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 400 \text{ А}. \quad (4.8)$$

$$I_{расч} = \alpha_i \cdot \alpha_m \cdot I_{max}, \quad (4.9)$$

где  $\alpha_i = 1,05$  – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, о.е.

$\alpha_m = 1,0$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии  $T_{max}$  и ее значение в максимуме ЭЭС.

$$I_{расч} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 400 = 420 \text{ А}.$$

В соответствии со значением расчетного тока выбираем провод марки АС500/64, для которого удельное индуктивное сопротивление равно  $x_{уд} = 41,3$  Ом, активное сопротивление -  $r_{уд} = 6,0$  Ом на 100 км линии [9].

Длительно допустимый ток:

$$I_{доп} = 1 \cdot 945 = 945 \text{ А}.$$

Проверим выбранное сечение проводников в условиях послеаварийного режима (при отключении одной из параллельных цепей).

$$I_p = 2 \cdot I_{расч} = 2 \cdot 420 = 840 \text{ А} < 945 \text{ А}.$$

В результате требуемое условие  $I_p < I_{доп}$  выполняется.

#### 4.4 Выбор схем распределительных устройств на основе анализа надежности и экономических затрат

Выбор схем электрических соединений является важным и ответственным этапом проектирования электростанций. От выбранной схемы зависит надежность работы электроустановки, ее экономичность, оперативная гибкость (т.е. приспособляемость к изменяющимся условиям работы) и удобство эксплуатации, безопасность обслуживания, возможность расширения.

Задача проектирования схем РУ заключается в отыскании оптимального варианта. Выбор схем обычно производят на основании анализа результатов упрощенных регламентированных технико-экономических расчетов и сравнения характеристик конкурентоспособных вариантов, а также на основании опыта проектирования и эксплуатации.

При выборе главной схемы гидроэлектростанции необходимо учитывать ее особенности. Увеличение установленной мощности ГЭС практически исключается, так как она проектируется по максимальному водотоку. Вследствие этого число линий высокого напряжения обычно не увеличивается, а поэтому расширения РУ высокого напряжения не требуется.

Для Ланаданского гидроузла целесообразно применение комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ) с использованием простой схемы соединений с наименьшим числом выключателей. Обоснованием является климатические условия (крайний север) проектирования станции.

Главные электрические схемы электростанций согласно стандарту «РусГидро» должны удовлетворять следующим условиям:

- отказ любого выключателя (в том числе и в период ремонта любого другого выключателя), не должен приводить к потере блоков суммарной мощностью, большей мощности, потеря которой допустима по условию сохранения устойчивости энергосистемы, по наличию резервной мощности в энергосистеме и по пропускной способности линий электропередач внутри системы и межсистемных связей, и тех линий электропередачи (двух и более), отключение которых может вызвать нарушение устойчивости энергосистемы или ее части;
- отказ любого выключателя в схемах, в которых на шины электростанции заводятся параллельные транзитные линии электропередачи, не должен приводить к потере обеих линий транзита одного направления;
- отключение линии электропередачи со стороны электростанции должно производиться не более чем двумя выключателями;
- отключение электрического блока может производиться не более чем тремя выключателями распределительного устройства повышенного напряжения;

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		



– ремонт любого из выключателей распределительного устройства 110 кВ и выше должен быть возможен без отключения присоединения. Для РУ напряжением до 220 кВ включительно возможно проведение ремонта выключателя путем временного отключения присоединения ВЛ или АТ, если это возможно по условиям обеспечения требуемой надежности электроснабжения приемных подстанций и транзитных перетоков мощности.

Характеристики схемы РУ Ланаданского гидроузла:

1. Напряжение передачи – 220 кВ;
2. Число присоединений РУ-220 кВ: 6 (3 ВЛЭП 220 кВ, 3 единичных блока генератор-трансформатор).

При более высокой надежности оборудования КРУЭ по сравнению с оборудованием ОРУ, для КРУЭ приемлемо применение простых схем. Не рекомендуется применение схем с обходной системой шин ввиду их значительного удорожания. Исходя из этого, принимаем схему шестиугольник.

#### 4.5 Расчет токов короткого замыкания

Структурная схема для расчета токов КЗ представлена на рисунке 4.2.

КРУЭ 220 кВ выбираем по суммарному току КЗ в точке К1. Для генераторного выключателя расчетной является точка К2 (на выводах генератора).

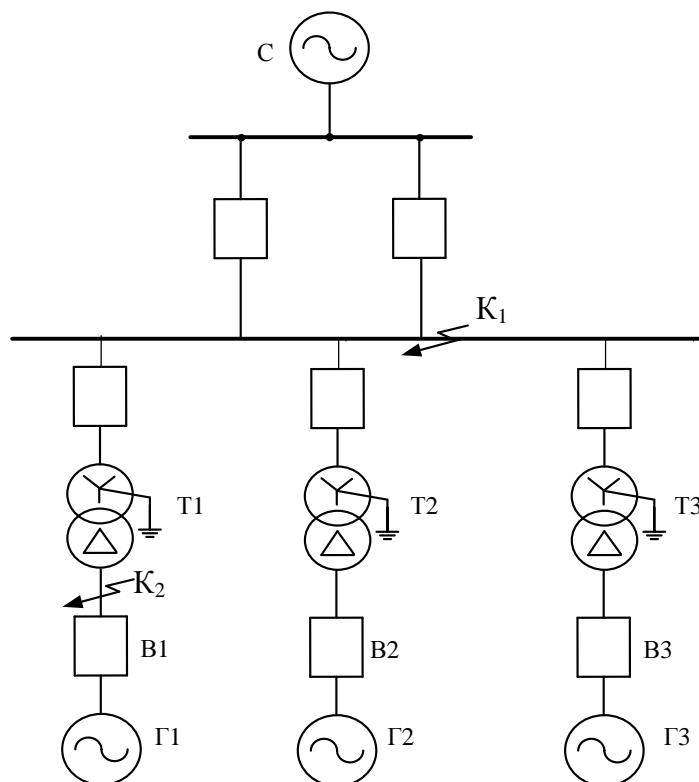


Рисунок 4.2 – Структурная схема для расчета токов КЗ

### 4.5.1 Составление схемы замещения

Для определения начального сверхпереходного периодического тока в месте короткого замыкания или любом элементе энергосистемы составляется однолинейная схема замещения для сверхпереходного режима. Схемой замещения называют электрическую схему, соответствующую по исходным данным расчётной схеме, но в которой все магнитные (трансформаторные) связи заменены электрическими. В электроустановках напряжением свыше 1 кВ электрические машины, силовые трансформаторы и автотрансформаторы, токоограничивающие реакторы, воздушные и кабельные линии в схеме замещения учитываются их индуктивными сопротивлениями.

При расчете токов КЗ пренебрегаем подпиткой от нагрузок собственных нужд генераторов. Схема замещения для сверхпереходного режима представлена на рисунке 4.3.

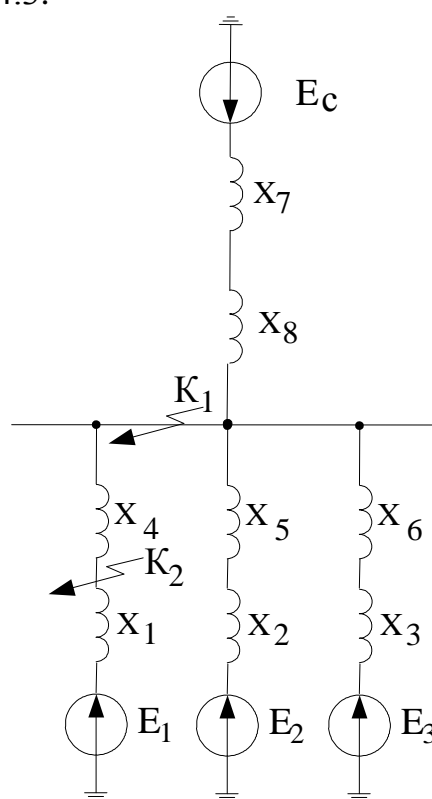


Рисунок 4.3 – Схема замещения для расчетов токов

### 4.5.2 Расчёт исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в относительных единицах.

Зададимся базисной мощностью  $S_б=250$ .

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\Gamma \text{ ном}}}, \quad (4.10)$$

$$x_{\Gamma} = x_1 = \dots = x_3 = 0,20 \cdot \frac{250}{101,7} = 0,49.$$

Индуктивное сопротивление трансформаторов:

$$x_{\Gamma} = x_4 = \dots = x_6 = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{ном}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{250}{125} = 0,22. \quad (4.11)$$

Линии связи 220 кВ с системой:

$$x_{\text{л}} = \frac{x_{\text{уд}} \cdot l}{n} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2}, \quad (4.12)$$

где  $x_{\text{уд}}$  – индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;  
 $l$  – длина линии, км;  
 $n$  – число параллельных линий.

$$x_{\text{л}} = x_8 = \frac{0,413 \cdot 90}{3} \cdot \frac{250}{242^2} = 0,05.$$

Индуктивное сопротивление системы:

$$x_{\text{с}} = x_7 = \frac{S_{\delta}}{S_{\text{кз}}} = \frac{250}{150} = 1,7. \quad (4.13)$$

Определим активные сопротивления:

Синхронные генераторы:

$$R_{\Gamma} = R_1 = \dots = R_3 = \frac{1,22 \cdot x_{\Gamma}}{\omega \cdot T_{\text{а.Г}}} = \frac{1,22 \cdot 0,20}{314 \cdot 0,045} = 0,02 \text{ Ом}; \quad (4.14)$$

Активное сопротивление трансформатора:

$$R_{\Gamma} = R_4 = \dots = R_6 = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot S_{\delta}}{S_{\text{ном}}^2} = \frac{0,38 \cdot 250}{125^2} = 0,006 \text{ Ом}. \quad (4.15)$$

Система:

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		



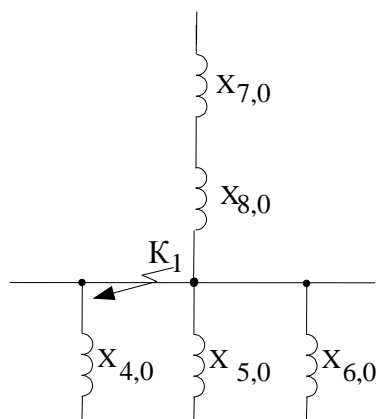


Рисунок 4.4 – Схема замещение нулевой последовательности

Определим параметры схемы замещения:

Сворачиваем схему к месту короткого замыкания:

$$x_{4,0} = \dots = x_{6,0} = 0,22; \quad (4.25)$$

$$x_{8,0} = 0,05, \quad (4.26)$$

$$x_{7,0} = 1,7; \quad (4.27)$$

$$x_{9,0} = \frac{x_{4,0}}{3} = 0,073. \quad (4.28)$$

$$x_{10,0} = x_{7,0} + x_{8,0} = 1,7 + 0,05 = 1,75; \quad (4.29)$$

Суммарное сопротивление нулевой последовательности:

$$x_{\Sigma 0} = \frac{x_{10,0} \cdot x_{9,0}}{x_{10,0} + x_{9,0}} = \frac{0,073 \cdot 1,75}{0,073 + 1,75} = 0,07; \quad (4.30)$$

Значение полного тока однофазного КЗ:

$$I_{1п0}^{(1)} = \frac{3E_{1\Sigma}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} \cdot I_{61}. \quad (4.31)$$

$$I_{1п0}^{(1)} = \frac{3 \cdot 1,11}{0,209 + 0,209 + 0,07} \cdot \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 242} = 4,06 \text{ кА.}$$

#### 4.5.5 Расчет тока трехфазного КЗ в точке К2

Определим ток короткого замыкания в точке К2 на генераторном напряжении.

$$x_{14} = x_{15} = x_2 + x_5 = 0,49 + 0,22 = 0,71; \quad (4.32)$$

$$x_{16} = \frac{x_{14}}{2} = \frac{0,71}{2} = 0,36; \quad (4.33)$$

$$x_{17} = \frac{x_{13} \cdot x_{16}}{x_{13} + x_{16}} = \frac{1,75 \cdot 0,36}{1,75 + 0,36} = 0,30; \quad (4.34)$$

$$x_{18} = x_4 + x_{17} = 0,22 + 0,3 = 0,52; \quad (4.35)$$

$$E_{\text{ЭКВ1}} = \frac{E_{\Gamma} \cdot x_{13} + E_{\text{с}} \cdot x_{16}}{x_{13} + x_{16}} = \frac{1,13 \cdot 1,75 + 1,0 \cdot 0,36}{1,75 + 0,36} = 1,08; \quad (4.36)$$

$$x_{\Sigma(\text{К2})} = \frac{x_{18} \cdot x_1}{x_{18} + x_1} = \frac{0,52 \cdot 0,49}{0,52 + 0,49} = 0,25; \quad (4.38)$$

$$E_{\text{ЭКВ2}} = \frac{E_{\Gamma} \cdot x_{18} + E_{\text{ЭКВ1}} \cdot x_1}{x_{18} + x_1} = \frac{1,13 \cdot 0,52 + 1,08 \cdot 0,49}{0,52 + 0,49} = 1,11; \quad (4.39)$$

$$I_{\text{п.0}} = \frac{E_{\text{ЭКВ}}}{x_{\Sigma}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б}}} = \frac{1,11}{0,25} \cdot \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 61,0 \text{ кА}. \quad (4.40)$$

Ток КЗ проходящий через генераторный выключатель:

$$I_{\text{п.0в}} = I_{\text{п.0}} \cdot \frac{x_{\Sigma(\text{К2})}}{x_{18}} = 61 \cdot \frac{0,25}{0,52} = 29,3 \text{ кА}. \quad (4.41)$$

#### 4.5.6 Расчёт апериодической составляющей и ударного тока КЗ в точке К1

Расчитаем активные сопротивления элементов схемы в базисных единицах:

$$R_9 = \frac{R_1 + R_4}{3} = \frac{0,02 + 0,006}{3} = 0,007; \quad (4.42)$$

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист 65
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$R_{10} = R_7 + R_8 = 0,077 + 0,01 = 0,087; \quad (4.43)$$

$$R_{\Sigma(K1)} = \frac{R_9 \cdot R_{10}}{R_9 + R_{10}} = \frac{0,007 \cdot 0,087}{0,007 + 0,087} = 0,06; \quad (4.44)$$

Постоянная времени затухания:

$$T_{a(K1)} = \frac{x}{\omega \cdot R} = \frac{0,209}{314 \cdot 0,06} = 0,01 \text{ с.} \quad (4.45)$$

Ударный коэффициент:

$$k_{уд(K1)} = 1 + e^{-0,01/T_a} = 1 + e^{-0,01/0,01} = 1,46. \quad (4.46)$$

Ударный ток в месте К1:

$$i_{уд(K1)} = \sqrt{2} \cdot I_{по}^{(3)} \cdot k_{уд(K1)} = \sqrt{2} \cdot 3,17 \cdot 1,46 = 6,55 \text{ кА.} \quad (4.47)$$

#### 4.5.7 Расчёт апериодической составляющей и ударного тока КЗ в точке К2

Свернем схему к точке К2:

$$R_{11} = \frac{R_2 + R_5}{2} = \frac{0,02 + 0,006}{2} = 0,01; \quad (4.48)$$

$$R_{12} = \frac{R_{11} \cdot R_{10}}{R_{11} + R_{10}} = \frac{0,01 \cdot 0,088}{0,01 + 0,088} = 0,009; \quad (4.49)$$

$$R_{\Sigma(K2)} = \frac{R_1 \cdot (R_{12} + R_4)}{R_1 + (R_{12} + R_4)} = \frac{0,02 \cdot (0,009 + 0,006)}{0,02 + (0,009 + 0,006)} = 0,0085 \quad (4.50)$$

Постоянная времени затухания:

$$T_{a(K2)} = \frac{x}{\omega \cdot R} = \frac{0,25}{314 \cdot 0,0085} = 0,09 \text{ с.} \quad (4.51)$$

Ударный коэффициент:

$$k_{уд(K2)} = 1 + e^{-0,01/T_a} = 1 + e^{-0,01/0,09} = 1,89. \quad (4.52)$$





где  $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение аппарата или кабеля.

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

$$I_{\Gamma \text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot I_{\Gamma \text{ ном}}. \quad (4.56)$$

#### 4.6.2 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов

Расчётный ток присоединения генератора  $\Gamma_1 - \Gamma_3$ :

$$I_{\Gamma \text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\Gamma \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\Gamma \text{ ном}}} = 1,05 \cdot \frac{101,7}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5872 \text{ А}. \quad (4.57)$$

Расчётный ток присоединения трансформаторов  $T_1 - T_3$ :

$$I_{T_1-T_3 \text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{T \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{T \text{ ном}}} = 1,05 \cdot \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 242} = 313 \text{ А}. \quad (4.58)$$

Присоединение отпаечного трансформатора собственных нужд:

$$I_{T_{\text{сн}} \text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{T_{\text{сн}}}}{\sqrt{3} \cdot U_{T_{\text{сн}} \text{ ном}}} = 1,05 \cdot \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 36 \text{ А}. \quad (4.59)$$

#### 4.6.3 Выбор выключателей и разъединителей

Генераторные выключатели выбираем по току трехфазного КЗ в точке К1. Выключатели КРУЭ выбираем по суммарному току однофазного короткого замыкания, так как он превосходит значение трехфазного.

Из соображений удобства компоновки и эксплуатации РУ во всех цепях устанавливаем одинаковые выключатели, разъединители и трансформаторы тока. Разъединители выбираются по напряжению и току утяжеленного режима и проверяются на термическую и динамическую стойкость по тем же значениям, что и выключатели.

Электрооборудование КРУЭ и генераторный выключатель, выбираем разработанное ОАО ВО «Электроаппарат» - крупнейшим на Северо-Западе России производителем высоковольтной аппаратуры для предприятий энергетики. В качестве КРУЭ 220 кВ устанавливаем ЯЭГ-220

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

соответствующее всем перспективным техническим требованиям (см. табл.4.4).

Таблица 4.4 - Технические характеристики ячеек типа ЯЭГ-220

Наименование параметра	ЯЭГ-220	
Номинальное напряжение и соответствующее ему наибольшее рабочее напряжение, кВ	220/252	
Испытательное напряжение кратковременное (одноминутное) переменное, кВ	395	
Испытательное напряжение полного грозового импульса относительно земли, кВ	950	
Испытательное напряжение коммутационного импульса относительно земли, кВ	395	
Номинальный ток, А сборные шины	3150	
отводы	2000	
Номинальная частота тока, Гц	50	
Нижний предел избыточного давления элегаза при температуре 20 °С, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ): для выключателя	0,42 (4,20)	0,50 (5,0) 0,70 (7,0)
для трансформаторов напряжения	0,39 (3,90)	
для других модулей	0,29 (2,90)	
Тип выключателя	ВГГ-220	
Номинальный ток отключения, кА	50	
Число разрывов на полюс	2	
Полное время отключения, с, не более	0,055	
Собственное время отключения, с	0,030	
Собственное время включения, с, не более	0,10	
Трансформатор тока		
Номинальный первичный ток, А	2000	
Номинальный вторичный ток, А	1	
Количество вторичных обмоток	4	

Выключатель имеет 1 разрыв, оснащен гидроприводом. Испытания выключателя на коммутационную способность проведены на испытательном центре "CESI" (Италия). Управление разъединителями и заземлителями осуществляется одним приводом на три фазы. На линейных выводах установлены быстродействующие заземлители. Прототипы новых ячеек имеют 20-летний положительный опыт эксплуатации в России и за рубежом. Разработано специальное исполнение сборных шин испытанное на к.з. с током 50 кА при 0,5 с без прожига.

Результаты выбора и проверки выключателей и разъединителей при-соединений представлены в таблицах 4.5 и 4.6 [10].

Таблица 4.5 – Сводная таблица по выбору высоковольтных аппаратов КРУЭ 220 кВ

Расчётные данные	Каталожные данные	
	КРУЭ ЯЭГ-220	Разъединитель
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 313 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{по}} = 4,06 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 50 \text{ кА}$	н/д
$i_y = 6,55 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 120 \text{ кА}$	н/д
$B_k = 3,11 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	н/д

Так как КРУЭ имеет модульную конструкцию и поставляется в заводском исполнении, то и остальное оборудование (измерительные трансформаторы тока и напряжения, заземляющие ножи и т.д.) проходит по термической и динамической стойкости.

Таблица 4.6 – Сводная таблица по выбору высоковольтных аппаратов генераторного напряжения 10,5 кВ

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Генераторный выключатель ВГГ-10,5-50/6300 УЗ	В состав выбранного генераторного выключателя входит разъединитель. Параметры разъединителя согласованы с параметрами выключателя заводом изготовителем. Дополнительная проверка не требуется.
$U_{\text{сети ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	
$I_{\text{раб.max}} = 5872 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$	
$I_{\text{по}} = 31,7 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 50 \text{ кА}$	
$i_y = 78,3 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 230 \text{ кА}$	
$B_k = 266,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	

#### 4.6.4 Выбор ограничителей перенапряжения

Выбор ОПН производится в зависимости от напряжения в месте его установки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$$

Данному условию отвечает ОПН типа ОПН-П1-220УХЛ, устанавливаемый на силовых трансформаторах, ВЛЭП и на сборных шинах.

Главная схема электрических соединений, выполненная на основе рекомендаций [6, 7], изображена на чертеже № ДП 140209.65-0907991 ЭС.

## 5 Релейная защита и автоматика

Все электроустановки и электрооборудование проектируемой ГЭС оборудованы устройствами релейной защиты. При выборе состава и основных принципов создания систем защиты будем руководствоваться ПУЭ [11].

Все устройства релейных защит основного оборудования и воздушных и кабельных линий 110-500 кВ, устанавливаемые на ГЭС, выполнены на микропроцессорной элементной базе и имеют стандартные интерфейсы и протоколы передачи данных [11].

В соответствии с [11] высоковольтное оборудование оборудовано устройствами релейной защиты и автоматики, предназначенными для:

- автоматического отключения поврежденного элемента от остальной, неповрежденной части электрической системы (обеспечения селективности действия защиты);
- реагирования на опасные, ненормальные режимы работы элементов электрической системы;
- обеспечения наименее возможного времени отключения КЗ в целях сохранения оборудования и продолжения бесперебойной работы неповрежденной части оборудования.

Для электростанций с номинальной единичной мощностью генераторов более 30 МВт и для электростанций любой мощности генераторов при выдаче мощности в сеть на напряжении 220 кВ и выше устройства защиты в соответствии с выполняемыми функциями состоят из двух автономных, взаиморезервируемых комплектов защиты для каждого присоединения: генератор, повышающий трансформатор, ошиновка напряжением 110 кВ и выше, трансформаторы собственных нужд (подключенные к ошиновке генераторного напряжения глухой отпайкой), а также для шин РУ 110кВ и выше.

### 5.1 Перечень защит основного оборудования

В данной части дипломного проекта рассмотрим состав защит генератора, трансформаторов, КРУЭ и ЛЭП 220 кВ.

В соответствии с ПУЭ принимаем к установке различные виды защит на основном оборудовании.

Защиты генератора СВ-850/190-52:

- продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
- поперечная дифференциальная защита (от витковых замыканий в обмотке статора генератора);
- защита от замыканий на землю обмотки статора;
- защита от повышения напряжения;

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

- токовая защита обратной последовательности (от токов внешних несимметричных КЗ и несимметричных перегрузок генератора);
  - токовая защита от симметричных КЗ и перегрузок статора;
  - защита от асинхронного хода (для ликвидации асинхронного режима генератора);
  - защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
  - защита от потери возбуждения;
  - защита ротора от замыканий на землю;
  - устройство контроля исправности цепей генераторного напряжения;
  - устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;
- Защиты силового трансформатора ТДЦ-125000/220:
- продольная дифференциальная защита (от повреждений на выводах обмоток трансформатора и внутренних повреждений);
  - газовая защита (от внутренних повреждений);
  - защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
  - защита от потери охлаждения (потеря питания или поломка маслонасоса и вентилятора) системы охлаждения;
  - контроль уровня масла в расширительном баке;
  - защита от однофазных замыканий на землю в сети 220 кВ;
  - МТЗ с пуском по напряжению для защит от внешних симметричных КЗ и перегрузок;
  - токовая защита обратной последовательности от внешних несимметричных КЗ и перегрузок;
  - контроль изоляции вводов 220 кВ;
  - контроль изоляции сети 10,5 кВ.
- Защиты КРУЭ ЯЭГ-220кВ:
- продольная дифференциальная защита шин от всех видов КЗ.
- Защиты воздушных линий 220 кВ:
- дифференциально-фазная высокочастотная защита;
  - 3-х ступенчатая дистанционная защита (ДЗ от междуфазных замыканий);
  - токовая отсечка (для резервирования ДЗ близких междуфазных КЗ);
  - 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю;
  - УРОВ 220 кВ;
- Противоаварийная автоматика:
- автоматика ликвидации асинхронных режимов (АЛАР);
  - автоматика разгрузки при перегрузке ЛЭП по току (АОПО).

## 5.2 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».

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.

Проведем расчет продольной дифференциальной защиты генератора, реализованной в шкафу защиты генератора фирмы «ЭКРА».

## 5.3 Продольная дифференциальная защита генератора

Действие защиты основано на сравнении величин и фаз токов в начале и в конце обмотки фазы статора генератора.

Трехфазная схема цепей переменного тока, поясняющего принцип работы продольной дифференциальной защиты генератора представлена на рисунке 5.1.

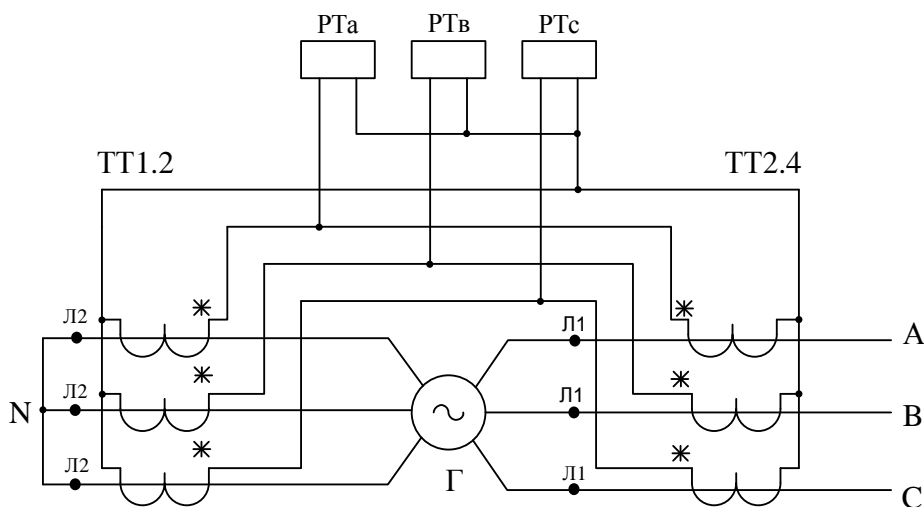


Рисунок 5.1 – Трехфазная схема цепей переменного тока продольной дифференциальной защиты генератора

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора и на его выводах.

Защита выполняется трехфазной и подключается к ТТ2.4 в линейных выводах статора генератора и к ТТ1.2 в нейтральных выводах.

Общий вид характеристики срабатывания представлен на рисунке 5.2.

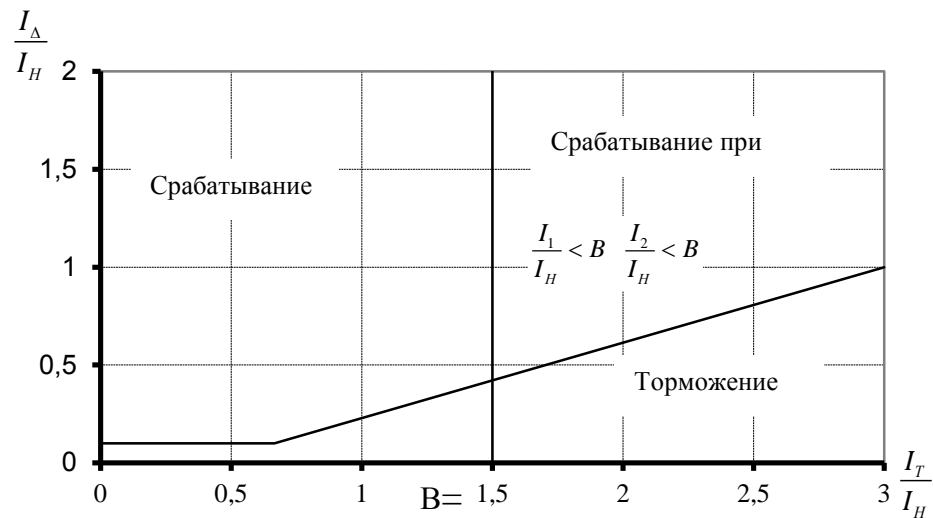


Рисунок 5.2 – Общий вид характеристики срабатывания

Параметры:

$I_{\Delta} = |I_1 - I_2|$  – дифференциальный ток;

$I_1$  – ток нейтрали генератора;

$I_2$  – ток на выводах генератора;

$I_T$  – ток торможения;

$B$  – тормозной ток.

Номинальный ток генератора:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{101,7 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 5592 \text{ А.} \quad (5.1)$$

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

$$I_{\text{НБ НОМ}} = k_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{НОМ}} = 0,05 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.2)$$

где  $f_i = 0,1$  – относительная погрешность ТТ;  
 $k_{\text{одн}} = 0,5$  – коэффициент однотипности ТТ.

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{ср}} \geq k_{\text{н}} \cdot I_{\text{НБ НОМ}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} = 0,1 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.3)$$

где  $k_{\text{н}} = 2$  – коэффициент надёжности.

Принимаем типовую уставку, равную  $0,2 \cdot I_{\text{ном}}$ :

$$I_{\text{ср}} = 0,2 \cdot 5592 = 1118 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина  $k_T$  выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов при сквозном КЗ.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ:

$$I_{\text{нб (кз)}} = k_{\text{ап}} \cdot f_i \cdot k_{\text{одн}} \cdot I_{\text{max}}, \quad (5.4)$$

где  $I_{\text{max}} = \frac{E''}{x_d''} \cdot I_{\text{ном}}$  – максимальный ток через ТТ в линейных выводах при внешнем трехфазном КЗ в цепи генераторного напряжения;

$k_{\text{ап}} = 2$  – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей.

$$I_{\text{нб (кз)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,20} \cdot 5592 = 3159 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$k_T = \frac{I_{\text{нб (кз)}} \cdot k_H}{I_T}, \quad (5.5)$$

где  $I_T$  – ток трехфазного КЗ на выводах генератора.

Определяем коэффициент торможения

$$k_T = \frac{3159 \cdot 2}{29300} = 0,22.$$

Принимаем минимальную уставку  $k_T = 0,2$ .

Тормозной ток В определяет точку излома характеристики срабатывания.

При выборе В должно выполняться условие:

$$B \geq \frac{I_{\text{ср.о}}}{k_T} = \frac{0,2}{0,22} = 0,91. \quad (5.6)$$

Принимаем типовое значение уставки  $B = 1,5$ .

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		



При токе  $I_T \geq B$  производится переключение характеристики: если  $I_1 \geq B$  и  $I_2 \geq B$  защита блокируется, при условии  $I_1 < B$  или  $I_2 < B$  наклон характеристики определяется коэффициентом торможения.

По рассчитанным параметрам построим реальную характеристику срабатывания продольной дифференциальной защиты рисунок 5.3.

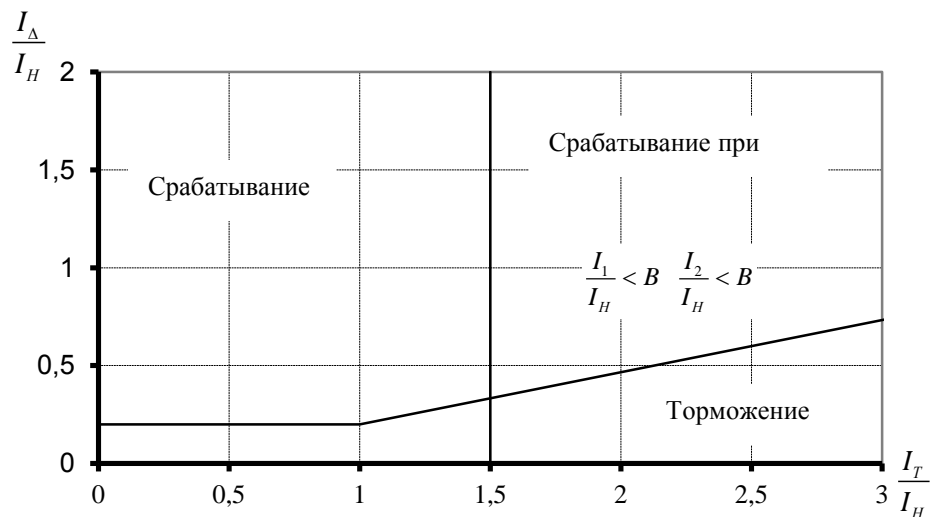


Рисунок 5.3 – Характеристика срабатывания продольной дифференциальной защиты с учётом рассчитанных параметров

## 6 Компоновка и сооружения гидроузла

Сооружения Ланаданского гидроузла размещаются в суженной части долины. Длина створа 510 м. Для данных геологических условий будет целесообразным строительство гидроузла русловой компоновки.

В состав гидроузла входят:

- 1) водосбросная плотина гравитационного типа;
- 2) станционная плотина;
- 3) глухая бетонная плотина со стороны левого и правого берегов, между водосливной плотиной и зданием ГЭС.
- 4) приплотинное здание ГЭС;
- 5) административно-производственный корпус;
- 6) КРУЭ 220 кВ.

Конструктивные профили плотины определяются гидравлическими, статическими и фильтрационными расчетами.

### 6.1 Определение класса сооружения

Гидротехнические сооружения в зависимости от их высоты и типа грунтов основания, социально экономической ответственности и последствий возможных гидродинамических аварий подразделяются на классы. Класс сооружения назначается в соответствии с [12].

При определении класса плотины, ее высота определяется по разности отметок гребня (исключая парапет) и подошвы сооружения под верховой гранью (без учета местных залублений в основании для заделки крупных трещин и устройства зуба) [13]. Соответственно высота сооружения:

$$h = \nabla_{ГБ} - \nabla_{под}, \quad (6.1)$$

$$h = 65 - 20 = 45 \text{ м.}$$

Класс основных гидротехнических сооружений комплексного гидроузла, следует принимать по сооружению, отнесенному к более высокому классу по таблице 6.1. Принимаем первый класс сооружения.

Следовательно, при основном сочетании нагрузок обеспеченность принимаем равной 0,1%, а при поверочном случае – 0,01% [12, табл.2].

При напоре на плотину около 40 м принимаем приплотинную компоновку гидроузла.

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Таблица 6.1 – Определение класса гидротехнического сооружения

Параметр	Величина по СНИП	Исходная величина	Класс сооружения
1 Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты и типа грунтов оснований			
1.1 Высота плотины, м	От 20 до 60	45	III
1.2 Сооружение плотины	ж/б	ж/б	
1.2 Грунт основания	скала	скала	
2 Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их социально-экономической ответственности и условий эксплуатации			
2.1 Установленная мощность, МВт	от 200 до 1000	275	II
2.2 Объем водохранилища, млн.м <sup>3</sup>	свыше 1000	15200	I

### 6.3 Гидравлический расчет водосливной плотины

Гидравлический расчет выполняется с целью определения ширины водосливного фронта и размера водосливных отверстий, формы водосливной грани, типа сопряжения потока в НБ, размеров и типа гасителей энергии потока в НБ [14].

Для первого класса сооружения расчеты выполняются для двух случаев: основного и поверочного, данные для которых представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 - Данные для расчета основного и поверочного расчетного случая:

Случай	Расход Q, м <sup>3</sup> /с	Отметка УВБ, м	Отметка УНБ, м
1 Основной (0,1% обеспеченность)	$Q_{max.осн} = 4494$	$\nabla_{НПУ} = 60$	$\nabla_{УНБ_{осн}} = 27,2$
2 Поверочный (0,01% обеспеченность)	$Q_{max.повер} = 4968$	$\nabla_{ФПУ} = 61$	$\nabla_{УНБ_{max}} = 28,8$

Выбор типа, числа и размеров отверстий водосливной плотины необходимо производить исходя из требований пропуска расчетного расхода воды основного расчетного случая, затем их число подлежит проверке на поверочный расчетный случай. Пропуск расчетного расхода воды для поверочного случая надлежит выполнять при ФПУ всеми пропускными сооружениями.

#### 6.3.1 Определение длины водосбросного фронта

Расход через водосливную плотину  $Q_{расч}$  при основном расчетном случае будет равен:

$$Q_{расч} = Q_{max.осн} = 4494 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.2)$$

где  $Q_{max}$  – максимальный основной расход.  
Удельный расход на водосливе равен

$$q_{вод} = 1,25q_{рисб} , \quad (6.3)$$

где  $q_{рисб}$  – удельный расход на рисберме.

$$q_{рисб} = v_p h_{нб} , \quad (6.4)$$

где  $h_{нб}$  – глубина в НБ при максимальном основном расходе  $\nabla УНБ_{осн} = 27,2$  м.

$$h_{нб} = \nabla УНБ_{осн} - \nabla_{дно} = 27,2 - 20 = 7,2 \text{ м}, \quad (6.5)$$

где  $v_p$  – допустимая неразмывающая скорость для скального основания равна 5,0 м/с.

$$q_{рисб} = 5,0 \cdot 7,2 = 36 \text{ м}^2/\text{с}.$$

$$q_{вод} = 1,25 \cdot 36 = 45 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта равна:

$$B = Q_{расч}/q_{вод} = 4494/45 \approx 100 \text{ м}. \quad (6.6)$$

Для определения количества водосбросных пролетов зададимся стандартной шириной пролета  $b = 16$  м, тогда водосливных отверстий:

$$n = B/b = 100/16 = 6,2. \quad (6.7)$$

Принимаем  $n=7$  водосбросных пролетов шириной по 16 м. Бык примем разрезным, его ширина  $d = 4$  м (толщина полубыка 2,0 м). Головная часть быка имеет обтекаемую форму для улучшенного обтекания.

Ширина водосливного фронта равна:

$$B = n \cdot b = 7 \cdot 16 = 112 \text{ м}. \quad (6.8)$$

Из-за возможности не открытия одного пролета, добавляется еще один пролет, следовательно  $n = 8$ . Тогда  $B = (n + 1) \cdot b = (7 + 1) \cdot 16 = 128$  м

Ширина водосливного фронта с учетом размеров быков в плане:

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$B_{полн} = b \cdot (n + 1) + n \cdot \delta_{\sigma} = 16 \cdot (7 + 1) + 7 \cdot 4 = 156 \text{ м.} \quad (6.10)$$

Удельный расход на водосливе находится по формуле:

$$q_{в} = \frac{Q_{расч}}{B_{полн}} = \frac{4494}{128} = 35,1 \text{ м}^2/\text{с.} \quad (6.11)$$

### 6.3.2 Определение отметки гребня водослива

Пропуск расчетного расхода воды для основного расчетного случая должен обеспечиваться при НПУ через все водопропускные сооружения при полном их открытии, исключив один пролет т.к. количество отверстий более 6.

Полный напор на водосливе  $H$  определяем методом последовательных приближений, используя формулу водослива. В первом приближении определяем полный напор  $H_{01}$  без учета бокового сжатия потока и подтопления водослива.

Используя формулу расхода через водослив, определим полный напор на водосливе в первом приближении, т.е. без учёта бокового сжатия и подтопления водослива:

$$H_{01} = \left( \frac{Q_{расч}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.12)$$

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

$$H_{01} = \left( \frac{4494}{0,49 \cdot 128 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7 \text{ м.}$$

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

$$H_{02} = \left( \frac{Q_{расч}}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_{п} \cdot \sigma_{\phi} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.13)$$

где  $\sigma_{сж}$  – коэффициент бокового сжатия;  
 $\sigma_{п}$  – коэффициент подтопления, подтопления водослива нет и  $\sigma_{п} = 1$ ;

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$\sigma_\phi$  – коэффициент формы для безвакуумной водосливной стенки Кригера-Офицера.  $\sigma_\phi$  зависит от углов  $\alpha_n$  и  $\alpha_b$  и отношения  $a/C_\epsilon$ .

Для оголовка принимаем:  $a/C_\epsilon \approx 1$ ,  $\alpha_n > 60^\circ$  и  $\alpha_b = 90^\circ$ .

Следовательно  $\sigma_\phi = 1$ .

$$\sigma_{сж} = 1 - \frac{0,2(n-1)\epsilon_\epsilon \cdot H_{01}}{n \cdot b}, \quad (6.14)$$

где  $\epsilon_\epsilon = 0,45$  – коэффициент уменьшения, учитывающий форму быков в плане (полукруглая).

$$\sigma_{сж} = 1 - \frac{0,2 \cdot (7-1) \cdot 0,45 \cdot 7}{7 \cdot 16} = 0,966.$$

$$H_{02} = \left( \frac{4494}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,966 \cdot 1 \cdot 112 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,2 \text{ м.}$$

Определим геометрический напор на водосливе и округлим его до ближайшего стандартного:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha_0 v_0^2}{2g}, \quad (6.15)$$

где  $\alpha_0 = 1,1$  – коэффициент Кориолиса;

$v_0$  – скорость подхода потока к плотине, равная:

$$v_0 = \frac{Q_{расч}}{(\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна})(B + (n-1)\delta_\epsilon)}, \quad (6.16)$$

$$v_0 = \frac{4494}{(60 - 20) \cdot (112 + (7 - 1) \cdot 4)} = 0,826 \text{ м/с.}$$

$$H = 7,2 - \frac{1,1 \cdot 0,826^2}{2 \cdot 9,81} = 7,1 \text{ м.}$$

Определённый геометрический напор округляем до ближайшего стандартного значения в соответствии с техническим регламентом:

$$H_{стан} = 8 \text{ м.}$$

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Определим отметку гребня водослива:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{стан} = 60 - 8 = 52 \text{ м.} \quad (6.17)$$

### 6.3.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

Пропуск поверочного расхода воды должен осуществляться при наивысшем обоснованном форсированном подпорном уровне [12].

Поверочный расход через водосливную плотину:

$$Q_{повер} = Q_{max.повер} - Q_{ГЭС} = 4968 - 528 = 4440 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.18)$$

где  $Q_{max.повер}$  – максимальный поверочный расход.

В первом приближении определяем напор  $H_{01}^{пов}$  без учета бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{01}^{пов} = \left( \frac{Q_{повер}}{m \cdot B_0 \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{4440}{0,49 \cdot 128 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,3 \text{ м.}$$

Во втором приближении определим напор  $H_{02}^{пов}$  с учетом бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{02}^{пов} = \left( \frac{Q_{повер}}{m_{повер} \cdot \sigma_{\phi} \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_{п} \cdot B_0 \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.19)$$

где  $m_{повер}$  – коэффициент расхода для поверочного случая, определяемый по формуле:

$$m_{повер} = m \left[ 0,805 + 0,245 \frac{H}{H_{стан}} - 0,05 \left( \frac{H}{H_{стан}} \right)^2 \right], \quad (6.20)$$

$$m_{повер} = 0,49 \cdot \left[ 0,805 + 0,245 \cdot \frac{6,3}{8} - 0,05 \cdot \left( \frac{6,3}{8} \right)^2 \right] = 0,482.$$

$$H_{02}^{пов} = \left( \frac{4440}{0,482 \cdot 1 \cdot 0,966 \cdot 1 \cdot 128 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,6 \text{ м.}$$

Определим геометрический напор на водосливе:

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$H_{\text{пов}} = H_{02}^{\text{пов}} - \frac{\alpha_0 v_{0 \text{ пов}}^2}{2g}, \quad (6.21)$$

где  $\alpha_0 = 1,1$  – коэффициент Кориолиса;  
 $v_{0 \text{ пов}}$  – скорость подхода потока к плотине, равная:

$$v_{0 \text{ пов}} = \frac{Q_{\text{повер}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{дна})(B + (n - 1)\delta_6)}, \quad (6.22)$$

$$v_{0 \text{ пов}} = \frac{4440}{(61 - 20) \cdot (128 + (8 - 1) \cdot 4)} = 0,694 \text{ м/с.}$$

$$H_{\text{пов}} = 6,6 - \frac{1,1 \cdot 0,694^2}{2 \cdot 9,81} = 6,5 \text{ м.}$$

Проверим, не превышает ли отметка  $\nabla\text{ФПУ} = 61$  м при таком напоре:

$$\nabla\text{ФПУ} = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 52 + 6,5 = 58,5 \text{ м} < 61 \text{ м.} \quad (6.23)$$

Отметка ФПУ не превышает, следовательно, пропускная способность водослива достаточна для пропуска максимального поверочного расхода.

### 6.3.4 Определение формы водосливной поверхности

Используя данные таблицы стенки Кригера-Офицера составим таблицу для оголовка водослива типа А (табл.6.3). Для получения действительных координат кривой необходимо отношения ( $x/H_{\text{проф}}$ ) и ( $y/H_{\text{проф}}$ ) умножить на  $H_{\text{стан}}$  [15, с. 66].

Таблица 6.3 – Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки (стенки Кригера-Офицера)

№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м
1	2	3	1	2	3
1	0,00	1,01	21	16,00	9,88
2	0,80	0,29	22	16,80	10,95
3	1,60	0,06	23	17,60	12,06
4	2,40	0,00	24	18,40	13,22
5	3,20	0,05	25	19,20	14,64
6	4,00	0,22	26	20,00	15,68
7	4,80	0,48	27	20,80	16,98
8	5,60	0,80	28	21,60	18,31
9	6,40	1,17	29	22,40	19,70

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------



Продолжение таблицы 6.3.

1	2	3	1	2	3
10	7,20	1,58	30	23,20	21,12
11	8,00	2,05	31	24,00	22,59
12	8,80	2,57	32	24,80	24,10
13	9,60	3,15	33	25,60	25,66
14	10,40	3,80	34	26,40	27,26
15	11,20	4,51	35	27,20	28,87
16	12,00	5,29	36	28,00	30,54
17	12,80	6,11	37	28,80	32,25
18	13,60	6,98	38	29,60	33,99
19	14,40	7,90	39	30,40	35,77
20	15,20	8,86	40	31,20	37,58

Очертание гребня водосливной стенки представлено на рисунке 6.1.

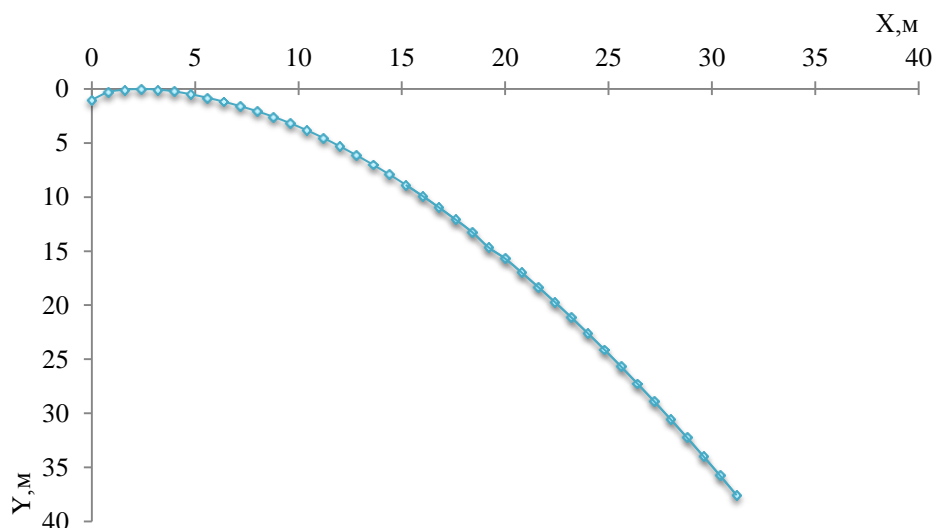


Рисунок 6.1 – Очертание гребня водосливной стенки

### 6.3.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

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

От сопряжения бьефов зависит наличие гасителей энергии потока в нижнем бьефе. Возможны три случая сопряжения бьефов:

- прыжок у сжатого сечения  $h_c'' = h_{нб}$ ;
- затопленный прыжок  $h_c'' < h_{нб}$ ;
- отогнанный прыжок  $h_c'' > h_{нб}$ ,

где  $h_{нб}$  – глубина в нижнем бьефе;

$h_c''$  – сопряженная глубина с глубиной в сжатом сечении.



При проектировании плотины на скальном основании, для определения схемы сопряжения бьефов, определим относительную ширину створа:

$$\frac{l_{ch}}{h} = \frac{510}{45} = 11,3 > 3, \quad (6.29)$$

где  $l_{ch}$  – ширина ущелья по хорде на уровне гребня плотины,  
Исходя из соотношения по рекомендациям [13, с.25], выполним сопряжение бьефов носками-трамплинами.

### 6.3.6 Расчет дальности отлета струи и ямы размыва

Расчет дальности отброса струи от сооружения производится для определения места размыва дна нижнего бьефа, глубины и контура ямы размыва.

Длина отлета струи вычисляется по формуле:

$$L = k_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left[ 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right], \quad (6.30)$$

где  $k_a$  – коэффициент, учитывающий влияние аэрации на дальность отлета струи, зависящий от числа Фрудо;

$Z_H$  – превышение уровня верхнего бьефа над сливной кромкой носка;

$\varphi$  – коэффициент скорости потока,  $\varphi = (0,85 \div 0,95)$ ;

$\alpha$  – угол наклона носка, обеспечивающий наибольшую дальность отлета струи от сооружения.,  $\alpha = (25^\circ \div 35^\circ)$ ;

$Z_0$  – разность отметок уровней воды в бьефах.

Рассчитаем отметку носка:

$$\nabla_{\text{НОС}} = \nabla_{\text{дна}} + a. \quad (6.31)$$

где  $\nabla_{\text{под}}$  – отметка подошвы плотины,

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} = 20 = 20 \text{ м.} \quad (6.32)$$

$a$  – высота носка относительно подошвы:

$$a = h_{\text{НБ при } Q_{0,01\%}} + 3 = (28,8 - 20) + 3 = 11,8 \text{ м,}$$

Тогда  $\nabla_{\text{НОС}} = 20 + 11,8 = 31,8 \text{ м.}$

$$Z_H = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НОС} = 60 - 31,8 = 28,2 \text{ м.} \quad (6.33)$$

$$Z_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НБ} = 60 - 28,8 = 31,2 \text{ м} \quad (6.34)$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{v_H^2}{g \cdot h_H}, \quad (6.35)$$

где  $v_H$  - скорость схода струи с носка под углом  $\alpha$  формула (6.32).  
 $h_H$  - высота потока воды на носке формула (6.33).

$$v_H = \varphi \cdot \sqrt{2g \cdot Z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 28,2} = 21,2. \quad (6.36)$$

$$h_H = \frac{q_{\text{вод}}}{v_H} = \frac{35,1}{21,2} = 1,65, \quad (6.37)$$

где  $q_{\text{вод}}$  - формула 6.11.

$$Fr = \frac{21,2^2}{9,81 \cdot 1,65} = 27,5. \quad (6.38)$$

Определим глубину размыва в скальном русле по формуле

$$h_p = t - h_{НБ} = 17 - 8,8 = 8,2 \text{ м,} \quad (6.39)$$

где

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{27,5}) \cdot \sqrt{27,5} \cdot \sqrt[4]{\frac{8,8}{1}} \cdot 1,65 = 17. \quad (6.40)$$

$$\tan \alpha_1 = \sqrt{\tan^2 30^\circ - \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (11,8 + 0,5 \cdot 1,65 \cos 30^\circ - 8,8)}{21,2^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,742.$$

$$L = 44,2 \text{ м.}$$

Проверка для прочной скалы, должно выполняться условие:

$$L > 0,4 \cdot H,$$

$$44,2 > 20,5 .$$

Условие выполнено.

Центр ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{\operatorname{tg}\alpha_1} = 42,2 + \frac{17}{0,742} = 73,6 \text{ м.} \quad (6.41)$$

$$b_p = 2,5h_{\text{кр}} + 3,7h_{\text{раз}} = 2,5 \cdot 4,5 + 3,5 \cdot 8,2 = 41,5 \text{ м.}$$

Кинетическая энергия свободно отброшенной струи гасится за счет преодоления сопротивления воздушной среды при аэрации струи и в основном при растекании ее в водяной подушке после погружения под уровень воды в нижнем бьефе, а до стабилизации ямы размыва энергия струи расходуется и на размыв грунта.

Для защиты здания ГЭС от аэрации при отбросе струи, водосливную плотину расположим на расстоянии двух секций от стационарной части.

#### 6.4 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу.

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

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

Ширина подошвы плотины на скальном основании равна для экономичного профиля при  $n=0$ :

$$B = 0,69h = 0,69 \cdot 45 = 31 \text{ м,} \quad (6.42)$$

С учётом конструктивных решений сопряжения в нижнем бьефе в виде отброса струи воды, увеличим основание подошвы плотины на 2 м, для конструкции носка-трамплина. Полная ширина подошвы с носком-трамплином.

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$B_T = 33 \text{ м.}$$

## 6.5 Определение отметки гребня плотины

За отметку гребня плотины принимается большая из двух, вычисленных по формулам:

$$\nabla ГП_1 = \nabla НПУ + h_{s1}; \quad (6.43)$$

$$\nabla ГП_2 = \nabla ФПУ + h_{s2}, \quad (6.44)$$

где  $h_s$  – возвышение над расчетным уровнем:

$$h_s = \Delta h_{set} + h_{1\%} + a, \quad (6.45)$$

где  $\Delta h_{set}$  – высота ветрового нагона воды в верхнем бьефе;

$h_{1\%}$  – высота волн 1%-ой обеспеченности;

$a$  – конструктивный запас,  $a \geq 0,5$  (0,5 – 2) м.

Для определения первых двух слагаемых формулы 6.45 следует принимать обеспеченности скорости ветра (за расчетную скорость ветра принимают скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды) для расчета элементов волн, наката и нагона при основном сочетании нагрузок (при  $\nabla НПУ$ ) по [16, с.34]. При особом сочетании нагрузок (при  $\nabla ФПУ$ ) эту обеспеченность следует принимать в зависимости от класса сооружения. Так как гидроузел относится к I классу сооружений, то для расчета при основном сочетании нагрузок принимается 2% обеспеченность, а для особого сочетания – 20%. Расчет необходим для обоих случаев.

### 6.5.1 Расчет превышения гребня плотины при основном и особом сочетании нагрузок

Действие ветра на водную поверхность приводит к ветровому нагону и образованию волн. Ветровой нагон представляет собой отклонение водного зеркала от горизонтального положения с уклоном в сторону, противоположную действию ветра.

Элементы ветровых волн и высота ветрового нагона определяются по [16].

Высота ветрового нагона:

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{v_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha_w, \quad (6.46)$$

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

где  $v_w = 17$  м/с – расчетная скорость ветра 2% обеспеченности при НПУ;  
 $v'_w = 8$  м/с – расчетная скорость ветра 20% обеспеченности при ФПУ;  
 $k_w$  – коэффициент, зависящий от скорости ветра, для 17 м/с –  $k_w = 1,56 \cdot 10^{-6}$ , для 12 м/с –  $k'_w = 1,11 \cdot 10^{-6}$ ;  
 $L = 17$  км – длина разгона волны;  
 $\alpha_w$  – угол между направлением ветра и продольной осью водоема, принимаем равным нулю,  $\cos \alpha_w = 1$ ;  
 $d$  – глубина водохранилища перед плотиной:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}}{2} = \frac{60 - 20}{2} = 20 \text{ м.} \quad (6.47)$$

$$\hat{d} = \frac{\nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{дна}}}{2} = \frac{61 - 20}{2} = 20,5 \text{ м.} \quad (6.48)$$

Для глубоководной зоны ( $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ ), где дно не влияет на основные характеристики волн, по безразмерным величинам  $\frac{g \cdot L}{v_w^2}$ ,  $\frac{g \cdot t}{v_w}$  определяются значения  $\frac{g \cdot \bar{h}}{v_w^2}$ ,  $\frac{g \cdot \bar{T}}{v_w}$ . По найденным коэффициентам определим параметры, при помощи которых вычислим средний период волны  $\bar{T}$  и среднюю высоту волны  $\bar{h}$ .

Средняя длина волны определяется по формуле [16]:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \bar{T}^2}{2\pi}. \quad (6.49)$$

Определим высоту волну 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i, \quad (6.50)$$

где  $k_i = 2,12$  – коэффициент, определяемый по графику [16] в зависимости от значения  $\frac{gL}{v_w^2}$ .

### 6.5.2 Результаты расчета

Результаты расчета сведены в таблицу 6.8.

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Таблица 6.8 – Результаты расчета отметки гребня плотины

Параметр		При основном сочетании нагрузок		При особом сочетании нагрузок	
1		2		3	
$d, \text{м}$		20		20,5	
$\Delta h_{set}, \text{м}$		0,039		0,006	
при $\frac{g \cdot L}{v_w^2}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{v_w^2}$	577	0,036	2606	0,065
	$\frac{g \cdot \bar{T}}{v_w}$		2,3		3,4
при $\frac{g \cdot t}{v_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{v_w^2}$	12460	0,08	26490	0,108
	$\frac{g \cdot \bar{T}}{v_w}$		4,13		4,6
$\bar{h}, \text{м}$		1,061		0,424	
$\bar{T}, \text{с}$		3,99		2,77	
$\bar{\lambda}_d, \text{м}$		24,8		12,0	
$d > 0,5\bar{\lambda}_d$		20 > 12,4		20,5 > 6,0	
$k_i$		2,12		2,23	
$h_{1\%}, \text{м}$		2,25		0,946	
$h_s, \text{м}$		3,09		1,75	
$\nabla \text{ГП}, \text{м}$		63,1		62,8	

За отметку гребня быка бетонной водосливной плотины принимается наибольшая из

$$\nabla \text{ГБ} = \nabla \text{ГП} = 63,1;$$

$$\nabla \text{ГБ} = \nabla \text{ГВ} + 1,6 \cdot H_{\text{стан}} = 52 + 1,6 \cdot 8 = 65 \text{ м.} \quad (6.51)$$

Следовательно  $\nabla \text{ГБ} = 65 \text{ м}$ .

## 6.6 Основные конструктивные элементы плотины

Основание проектируемой водосливной плотины заглублено на 3 м в скалу. Совместное применение завес и дренажа дает максимальный эффект.

### 6.6.1 Элементы подземного контура плотины

#### 1) Цементационная завеса

Под зубом плотины устроена вертикальная цементационная завеса. Она представляет собой ряд буровых скважин диаметром 50-100 мм, в которые



нагнетается раствор цемента на глубину до  $0,5 \div 0,8H$  от дна. Число продольных рядов скважин, определяющих толщину завесы  $\delta_3$ , определяется исходя из допустимого градиента фильтрации через завесу [13].

Определяем глубины противofильтрационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = 0,6 \cdot H_{\text{max}} = 0,6 \cdot (60 - 21,6) \approx 23 \text{ м}, \quad (6.52)$$

где  $H$  – напор на плотину.

Число продольных рядов скважин, определяющих толщину завесы, определяем исходя из допустимого градиента фильтрации через завесу:

$$\delta_3 = \frac{\Delta H \cdot k_H}{J_{\text{кр}}}, \quad (6.53)$$

где  $\Delta H$  – напор, действующий на завесу;

$k_H$  – коэффициент надежности по степени ответственности сооружения, равен 1,25;

$J_{\text{кр}}$  – критический градиент напора в завесе, принимаем равным 15.

Расстояние от напорной грани до противofильтрационной завесы:

$$l_1 = (0,05 - 0,1) \cdot B = 0,07 \cdot 33 = 2,3 \text{ м}. \quad (6.54)$$

Толщина завесы:

$$\delta_3 = \frac{16,1 \cdot 1,25}{15} = 1,3 \text{ м}.$$

Расстояние между рядами скважин цементационной завесы 3,4 м. Диаметр скважины определяем возможностью подачи через нее необходимого количества раствора для инъекции, принимаем диаметр инъекционных скважин 100 мм.

## 2) Дренаж

Дренажная сеть используется как для разгрузки фильтрационного потока, так и для контроля за фильтрационными расходами, характером их изменения, оценки фильтрационной проницаемости цементационной завесы и представляет собой ряд скважин в основании, соединенных с нижним бьефом отводящим устройством.

Дренажные скважины диаметром по 25 см на расстоянии одна от другой в ряду по 3 м располагаются за цементационной завесой в сторону НБ, на

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

расстоянии 5 м. Дренажи устраиваются не только в основании плотины, но и в береговых примыканиях – для перехвата обходного фильтрационного потока с целью обеспечения устойчивости береговых склонов в нижнем бьефе. Глубина дренажа принята равной 0,6 глубины цементационной завесы, то есть 13,8 м.

Дренажные скважины выполнены из особой галереи в плотине, откуда вода отводится в нижний бьеф, в этом случае облегчается и эксплуатация дренажа: регулирование его работы, очистка скважин и др. Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа назначаем 9,5 метров [13].

### 3) Галереи

В теле плотины необходимо предусматривать продольные и поперечные галереи. Располагаем галереи по высоте плотины через 20 м. Одну из продольных галерей следует проектировать выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины. Из нижележащих галерей необходимо предусматривать откачку воды. Выпуск воды в нижний бьеф во всех случаях должен осуществляться ниже минимального уровня.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования, с учетом размещения трубопроводов для охлаждения бетона и кабельных коммуникаций. Ширину галерей, предусмотренных для сбора и отвода воды, контроля за состоянием бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначаем 1,6 м, высоту - 3,0 м. Пол галереи, предусмотренной для сбора и отвода воды проектируем с уклоном не более 1:40 в сторону водосливного лотка.

Расстояние галерей от напорной грани принимаем равным

$$a = \frac{H \cdot \gamma_n}{J_{кр}} = \frac{38,4 \cdot 1,25}{25} = 1,9 \text{ м} \quad (6.55)$$

## 6.6.2 Швы плотины и их уплотнения.

### 1) Разрезка плотины на секции

Конструктивные швы делят плотину по длине на секции. Длина секции равна 20 м. Разрезка плотин сквозными швами осуществлена по быкам с целью исключения возможности неравномерных осадок смежных быков, а,

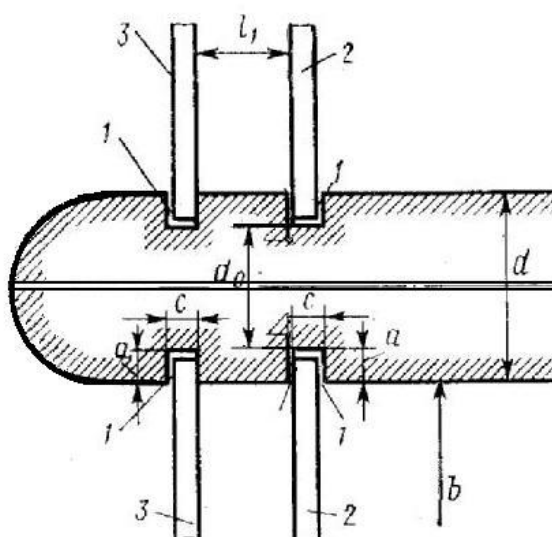
					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

следовательно, и заклинивания затворов. Конструктивные швы должны обладать водонепроницаемостью, достаточной шириной, позволяющей отдельным секциям перемещаться независимо, возможностью наблюдения за работой швов и ремонта уплотнения. По конструкции швы применяют, как правило, плоские, они отличаются простотой выполнения, возможностью беспрепятственного отвода воды, профильтровавшейся в шов, статической определенностью работы. Ширину шва при длине около 5 метров от поверхности граней и гребня плотины принят 5 мм, в остальной части сечения (где устанавливается температура, близкая к среднегодовой) – 2 мм. Швы выполняются сквозными на всю высоту (что проще в производстве работ). Со стороны НБ деформационный шов проходит по бычкам, разделяющим водосливную поверхность на отдельные водосливные пролеты.

### 6.6.3 Быки

Быки служат опорами для затворов, мостов (служебных и транзитных) и стационарных подъемных механизмов. Отметку верха быка принимаем с учетом отметки глухой плотины, типа затворов, условий маневрирования ими.

Для предварительного назначения при плоских затворах водосливных отверстий можно руководствоваться схемой, представленной на рисунке 6.6. Из условий прочности и производства работ толщина низового проейка  $d_0 \geq 0,8$  м, принимаю  $d_0 = 3$  м; полная толщина  $d \geq 2$  (обычно 2-6 м), принимаю  $d = 4$ ; бык разрезан по оси швом,  $a \approx c \approx 0,5$  м;  $l_1$  назначают исходя из условий выполнения работ по ремонту рабочего затвора (не менее 1,0-1,5 м), принимаю  $l_1 = 2$  м [15].



1 – паз для ремонтного или аварийного затвора; 2 – рабочий затвор;  
3 - ремонтный затвор

Рисунок 6.6 – Бык плотины

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Ширина гребня плотины по быку равна 16 м.

Пазы рабочих затворов расположены на линии гребня водослива; быки при этом выдвинуты в ВБ. Форма быков в плане со стороны ВБ должна плавная.

## 6.7 Статические расчеты плотины

### 6.7.1 Определение основных нагрузок на плотину

Расчеты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного и особого сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. При особом сочетании нагрузок учитываются нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные и одна из особых. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях отдельно для строительного и эксплуатационного периодов. Коэффициент сочетания нагрузок при расчете плотин принимается по [14].

Первый расчетный случай – нормальный эксплуатационный при НПУ в верхнем бьефе и минимальном уровне в нижнем. Второй расчетный случай – паводковый поверочный при ФПУ в верхнем бьефе и максимальном уровне в нижнем.

### 6.7.2 Вес сооружения и механизмов

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

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}}, \quad (6.56)$$

где  $S_{\text{пл}}$  – площадь поперечного сечения (вычислена с помощью программы AutoCAD);

$b$  – ширина пролета, 16 м;

$\delta_{\text{б}}$  – толщина быка, 4 м;

$\rho_{\text{б}}$  – плотность бетона, 2400 кг/м<sup>3</sup>.

$$G_{\text{пл}} = \frac{789 \cdot 16 \cdot 9,81 \cdot 2400}{16 + 4} = 14861 \text{ кН/м.}$$

Вес бычка определим аналогичным образом:

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \frac{1147 \cdot 4 \cdot 9,81 \cdot 2400}{16 + 4} = 5401 \text{ кН/м.} \quad (6.57)$$

Далее, по ходу выполнения проекта, расчеты действующих нагрузок на плотину будем вести параллельно расчеты для двух случаев: основного и поверочного.

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

$$Q_3 = 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.58)$$

где  $f$  – площадь затвора.

$$f = (\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\Gamma\text{В} + 0,5)b.$$

$$f = (61 - 52 + 0,5) \cdot 16 = 152 \text{ м}^2.$$

$$Q_3 = 0,055 \cdot 152 \cdot \sqrt{152} \cdot 9,81 = 1011 \text{ кН.}$$

Вес затвора на 1п.м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b} = \frac{1011}{16} = 63 \text{ кН/м.} \quad (6.59)$$

Плечо от веса относительно середины подошвы плотины составляет 12,5м.

### 6.7.3 Сила гидростатического давления воды

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

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

– с верхнего бьефа:

$$T_B^{\text{осн}} = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 41^2}{2} = 8245 \text{ кН/м,} \quad (6.60)$$

где  $h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{под} = 60 - 19 = 41 \text{ м.}$

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$T_{\text{в}}^{\text{особ}} = \frac{\rho_w g h_1'^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 42^2}{2} = 8652 \text{ кН/м}, \quad (6.61)$$

где  $h_1' = \nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 61 - 19 = 42 \text{ м}$ .

– с нижнего бьефа:

$$T_{\text{н}}^{\text{осн}} = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 2,6^2}{2} = 33 \text{ кН/м}, \quad (6.62)$$

где  $h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}} = 21,6 - 19 = 2,6 \text{ м}$ .

$$T_{\text{н}}^{\text{особ}} = \frac{\rho_w g h_2'^2}{2} = \frac{10000 \cdot 9,81 \cdot 9,8^2}{2} = 471 \text{ кН/м}, \quad (6.63)$$

где  $h_2' = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{max}}} - \nabla_{\text{под}} = 28,8 - 19 = 9,8 \text{ м}$ .

#### 6.7.4 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы при основном случае и от максимального уровня нижнего бьефа до подошвы для поверочного случая.

Определим величину взвешивающего давления:

$$W_{\text{взв}} = \rho \cdot g \cdot S_{\text{эп}}, \quad (6.64)$$

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

- для основного случая:

$$W_{\text{взв}}^{\text{осн}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 85,8 = 842 \text{ кН};$$

- для поверочного случая:

$$W_{\text{взв}}^{\text{особ}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 323 = 3173 \text{ кН}.$$

#### 6.7.5 Фильтрационный расчет

Фильтрационные расчеты производят с целью обоснования размеров и очертания подземного контура, определения величины фильтрационного

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

давления на флютбет, определения градиентов и скоростей фильтрационного потока при выходе его в нижний бьеф.

Расчеты проводятся для двух расчетных случаев: основного (в верхнем бьефе  $\nabla_{НПУ}$ , в нижнем –  $\nabla_{УНБ_{min}}$  (соответствует  $Q_{сан}$ )) и поверочного (в верхнем бьефе  $\nabla_{ФПУ}$ , в нижнем –  $\nabla_{УНБ_{max}}$  (соответствует  $Q_{пов}$ )).

1) Основной случай

Для снятия фильтрационного противодействия устраиваю противофильтрационную завесу и дренаж (рис. 6.7) [13].

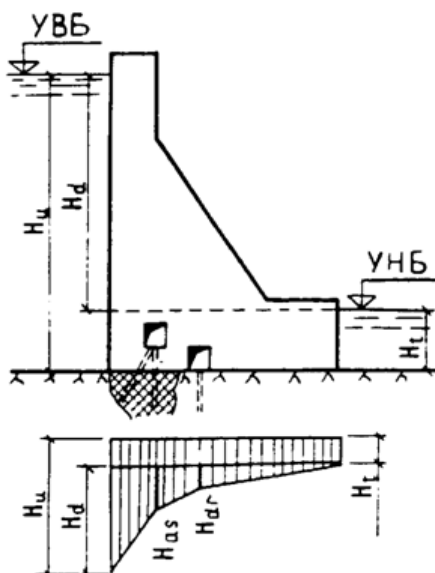


Рисунок 6.7 – Схема к определению противодействия в основании гравитационной плотины

Эпюра строится в зависимости от напора и наличия завес и дренажа. За цементационной завесой удельная объемная сила фильтрационного давления падает до величины  $H_{as}$ , которая рассчитывается по формуле:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,4 ; \quad (6.65)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d, \quad (6.66)$$

где  $H_d$  – напор на плотину.

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ_{min}} = 60 - 21,6 = 38,4 \text{ м.} \quad (6.67)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot 38,4 = 15,4 \text{ м.}$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,2 ; \quad (6.68)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 38,4 = 7,7 \text{ м.} \quad (6.69)$$

## 2) Поверочный расчет

При поверочном расчете напор на плотину будет рассчитан:

$$H_d = \nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{УНБ}_{max} = 61 - 28,8 = 32,2 \text{ м.} \quad (6.70)$$

Особые в случае нарушения нормальной работы противофильтрационных и дренажных устройств:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,5 ; \quad (6.71)$$

$$H_{as} = 0,5 \cdot 32,2 = 16,1 \text{ м.}$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,3 ; \quad (6.72)$$

$$H_{dr} = 0,3 \cdot H_d = 0,3 \cdot 32,2 = 9,7. \quad (6.73)$$

## 3) Сила фильтрационного давления

Учитывается часть эпюры фильтрационного давления, действующего непосредственно на подошву плотины:

$$W_{\phi} = \rho \cdot g \cdot S_{\text{эп}}, \quad (6.74)$$

где  $S_{\text{эп}}$  – площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины.

- для основного случая:

$$W_{\phi}^{\text{осн}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 290 = 2845 \text{ кН/м};$$

- для поверочного случая:

$$W_{\phi}^{\text{особ}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 305 = 2990 \text{ кН/м.}$$

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		



### 6.7.6 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$p_H = \gamma_H h_H \operatorname{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{\varphi_H}{2} \right), \quad (6.75)$$

где  $\gamma_H$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии, (9-13) кН/м<sup>3</sup>;  
 $h_H$  – толщина слоя наносов, принимаемая от уровня дна;  
 $\varphi_H$  – угол внутреннего трения наносов, 20°.

$$h_H = \nabla_{\text{заил}} - \nabla_{\text{дна}} = 23 - 20 = 3 \text{ м.} \quad (6.76)$$

$$p_H = 11 \cdot 3 \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{20^\circ}{2} \right) = 19,1 \text{ кН/м}^2.$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2} = \frac{19,1 \cdot 3}{2} = 28,6 \text{ кН/м.} \quad (6.77)$$

Определим активное давление грунта со стороны верхнего бьефа.  
Определим давление наносов на грунт:

$$p_1 = \gamma_H \cdot h_H \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left( 45 - \frac{\varphi_1}{2} \right), \quad (6.78)$$

где  $\gamma_H$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии, 11 кН/м<sup>3</sup>;  
 $h_H$  – толщина слоя наносов, принимаемая от уровня дна;  
 $\varphi_{\text{гр}}$  – угол внутреннего трения для гравия;  
 $c$  – сцепление грунта.

$$p_1 = 13 \cdot 3 \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 150 \cdot \operatorname{tg} \left( 45 - \frac{35}{2} \right) = -145,5 \text{ кН/м}^2,$$

Точку, находящуюся на границе между различными слоями грунта, считаем принадлежащей верхнему слою, а затем нижнему.

Определим давление грунта:

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$p_2 = (\gamma_H \cdot h_H + \gamma_{ВЗВ1} \cdot h_1) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_1}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left( 45 - \frac{\varphi_1}{2} \right), \quad (6.79)$$

где  $\varphi_1 = 35^\circ$  – угол внутреннего трения;

$\gamma_{ВЗВ}$  – удельный вес грунта с учетом взвешивающего давления воды:

$$\gamma_{ВЗВ} = \rho_s \cdot g(1 - n) - (1 - n)\gamma_w, \quad (6.80)$$

где  $n = 0,02$  – пористость сухого грунта.

$$\gamma_{ВЗВ} = 26,6 - (1 - 0,02) \cdot 10 = 16,84 \text{ кН/м}^3.$$

$$p_2 = (13 \cdot 3 + 16,84 \cdot 3) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{35^\circ}{2} \right) - 2 \cdot 150 = -141 \text{ кН/м}.$$

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

$$E_a = S_{эп} = -143 \text{ кН/м}.$$

Активное давление грунта на плотину отсутствует.

Пассивное давление грунта основания со стороны нижнего бьефа определяется по формулам:

$$p_{пн} = \gamma_{ВЗВ} h_{п} \operatorname{tg}^2 \left( 45^\circ + \frac{\varphi}{2} \right); \quad (6.81)$$

$$p_{пн} = 16,8 \cdot 1 \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45^\circ + \frac{40^\circ}{2} \right) = 62 \text{ кН/м}^2.$$

Равнодействующая пассивного давления равна площади эпюры:

$$E_{пн} = \frac{p_{пн}}{2} h_{гр} = \frac{62}{2} \cdot 1 = 31 \text{ кН/м}. \quad (6.82)$$

### 6.7.7 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном и поверочном случаях может быть определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{волн} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} - \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.83)$$

										Лист
										101
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

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

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}}. \quad (6.84)$$

- для основного случая:

$$h_0 = \frac{3,14 \cdot 2,25^2}{24,8} = 0,64 \text{ м},$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 2,25 \cdot \left( \frac{24,8}{3,14} - \frac{0,64}{2} \right) = 90,7 \text{ кН}.$$

- для поверочного случая:

$$h_0 = \frac{3,14 \cdot 1,78^2}{23,9} = 0,42 \text{ м},$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot 1,78 \cdot \left( \frac{23,9}{3,14} - \frac{0,42}{2} \right) = 68,3 \text{ кН}.$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%}; \quad (6.85)$$

- для основного случая:

$$y_c = \frac{24,8}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 2,25 = 3,11 \text{ м}.$$

- для поверочного случая:

$$y_c = \frac{23,9}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,78 = 3,14 \text{ м}.$$

Плечо силы  $W_{\text{волн}}$  относительно центра подошвы:

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

- для основного случая:

$$l_{\text{волн}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} - y_c = 60 - 19 - 3,11 = 37,9 \text{ м.}$$

- для поверочного случая:

$$l_{\text{волн}} = \nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{под}} - y_c = 61 - 29 - 3,14 = 38,8 \text{ м.}$$

### 6.8 Оценка общей прочности плотины

Расчет прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчета определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности. Исходя из практических соображений, в расчете плотины принимаем сжимающие силы со знаком минус, а растягивающие со знаком плюс.

Для удобства расчета составим таблицу 6.9, в которую внесем все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке [12].

Таблица 6.9 – Основные нагрузки на плотину

Сила	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай			Поверочный случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
2	3	4	5	6	7	8	9	10
$T_B$	1	→	8245	13,7	112686	8652	14	121134
$T_H$	1	←	33	0,9	-29	471	3,27	-1539
$G_{\text{пл}}$	0,95	↓	14118	3,7	-51954	14117,9	3,7	-51954,0
$G_B$	0,95	↓	5131	8,3	-42587	5130,9	8,3	-42586,8
$W_{\text{взв}}$	1	↑	842	0,0	0,0	3173	0,0	0,0
$W_{\phi}$	1	↑	2845	8,2	23442	2990	7,2	21528,6
$E_H$	1,2	↓	34,4	1,5	51,6	34,4	1,5	51,6
$E_n$	0,8	←	24,8	0,3	-7,4	24,8	0,3	-7,4
$W_{\text{волн}}$	1	→	90,7	37,9	3437	68,3	38,9	2653,2
$Q_3$	1,2	↓	63,2	12,5	-789,9	63,2	12,5	-789,9
$\Sigma V$			15625,5			13149,4		
$\Sigma W$			8312,4			8259,2		
$\Sigma M$			44249,6			48490,2		

Эпюры основных нагрузок на плотину представлены в приложениях Ж и И, соответственно для основного и поверочного случая.

### 6.8.1 Основное сочетание нагрузок

Нормальные напряжения на контакте основание–бетон  $\sigma_y$  рассчитываем методом сопротивления материалов по формуле внецентренного сжатия:

$$\sigma_y = -\frac{V}{B} \pm \frac{6 \sum M}{B^2}, \quad (6.86)$$

где  $V$  – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;  
 $\sum M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;  
 $B$  – ширина подошвы плотины.

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам по контактному сечению:

- для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{V}{B} + \frac{6 \sum M}{B^2} = -\frac{15625,5}{33} + \frac{6 \cdot 44249,6}{33^2} = -229,7 \text{ кПа.}$$

- для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{V}{B} - \frac{6 \sum M}{B^2} = -\frac{15625,5}{33} - \frac{6 \cdot 44249,6}{33^2} = -717,3 \text{ кПа.}$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам по контактному сечению:

- для верховой грани:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.87)$$

где  $\gamma_w$  – удельный вес воды;  
 $m_u = \text{ctg} \alpha_1$ ,  $\alpha_1$  – угол между напорной гранью и вертикалью,  $\alpha_1 = 0$ ;  
 $H_d^u$  – заглубление сечения от ВНПУ:

$$H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 60 - 19 = 41 \text{ м.} \quad (6.88)$$

$$\sigma_x^u = -229,7 \cdot 0^2 - 10 \cdot 41 \cdot (1 - 0^2) = -410 \text{ кПа.}$$

–для низовой грани:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.89)$$

где  $\gamma_w$  – удельный вес воды;

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист 104
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$m_t = ctg\alpha_2$ ,  $\alpha_2$  – угол между низовой гранью и вертикалью;  
 $H_d^t$  – заглубление сечения:

$$H_d^t = \nabla_{УНБ_{min}} - \nabla_{под} = 21,6 - 19 = 2,6 \text{ м.} \quad (6.90)$$

$$\sigma_x^t = -717,3 \cdot 0,7^2 - 10 \cdot 2,6 \cdot (1 - 0,7^2) = -364,7 \text{ кПа.}$$

Касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам:

- для верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u, \quad (6.91)$$

$$\tau_{xy}^u = (10 \cdot 41 + (-229,7)) \cdot 0 = 0 \text{ кПа.}$$

- для низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.92)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 2,6 + (-717,3)) \cdot 0,7 = 483,9 \text{ кПа.}$$

Главные напряжения:

- для верховой грани:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2, \quad (6.93)$$

$$\sigma_1^u = -229,7 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 41 \cdot 0 = -229,7 \text{ кПа.}$$

- для низовой грани:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t (1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2, \quad (6.94)$$

$$\sigma_3^t = -717,3 \cdot (1 + 0,7^2) + 10 \cdot 2,6 \cdot 0,7^2 = -1056 \text{ кПа.}$$

Главные напряжения:

- для верховой грани:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -10 \cdot 41 = -410 \text{ кПа.} \quad (6.95)$$

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

– для низовой грани:

$$\sigma_c^u = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 2,6 = -26 \text{ кПа.} \quad (6.96)$$

Нормальное напряжение на площадках контактного сечения у верховой грани:

$$\sigma_c^u = \frac{(1 + m_u^2)}{2} \cdot \left\{ \sigma_y^u \cdot [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_w \cdot h \cdot \left[ \cos 2(\alpha - \delta) - \frac{1 - m_u^2}{1 + m_u^2} \right] \right\},$$

$$\sigma_c^u = -229,7 \text{ кПа.}$$

### 6.8.2 Особое сочетание нагрузок

При особом сочетании нагрузок расчет напряжений производим аналогично основному сочетанию. Полученные результаты сведем в таблицу 6.10, эпюры представлены в приложении К.

Таблица 6.10 – Напряжения, возникающие в плотине

Напорная грань		Низовая грань	
1		2	
Основное сочетание нагрузок			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
$\sigma_y^u$	-229,7	$\sigma_y^t$	-717,3
$\sigma_x^u$	-410	$\sigma_x^t$	-364,7
$\tau_{xy}^u$	0	$\tau_{xy}^t$	483,9
$\sigma_1^u$	-229,7	$\sigma_3^t$	-1056
$\sigma_3^u$	-410	$\sigma_1^t$	-26
$\sigma_c^u$	-229,7		
Особое сочетание нагрузок			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
$\sigma_y^u$	-131,3	$\sigma_y^t$	-665,6
$\sigma_x^u$	-420	$\sigma_x^t$	-376,1
$\tau_{xy}^u$	0	$\tau_{xy}^t$	397,3
$\sigma_1^u$	-131,3	$\sigma_3^t$	-943,8
$\sigma_3^u$	-420	$\sigma_1^t$	-98
$\sigma_c^u$	-131,3		

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

## 6.9 Оценка прочности плотины

После определения напряжений для основного и особого сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность, должны выполняться следующие условия:

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \gamma_{lc} |\sigma_3| \leq R_b \gamma_{cd}, \quad (6.97)$$

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

$\gamma_{lc}$  – коэффициент сочетания нагрузок ( $\gamma_{lc} = 1$  – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок;  $\gamma_{lc} = 0,9$  – для расчетов по первому предельному состоянию и особому сочетанию нагрузок);

$\sigma_3$  – максимальное главное напряжение;

$R_b = 8,5$  МПа – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона В15, которое определяем по [13];

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условия работы ( $\gamma_{cd} = 0,9$  – при основном сочетании нагрузок;  $\gamma_{cd} = 1$  – при особом сочетании нагрузок).

- для основного случая:

$$1,25 \cdot 1 \cdot |-1056| \leq 8500 \cdot 0,9,$$

$$1320 \leq 7650.$$

- для особого случая:

$$1,25 \cdot 0,9 \cdot |-943,8| \leq 8500 \cdot 1,$$

$$1061,7 \leq 8500.$$

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

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.98)$$

- для основного случая:

$$-229,7 < 0.$$

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		



- для особого случая:

$$-131,3 < 0.$$

3) В зоне верховой грани:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25\gamma_w H_d^u, \quad (6.99)$$

- для основного случая:

$$|-229,7| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 41,$$

$$229,7 \geq 100,6.$$

- для особого случая:

$$|-131,3| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 42,$$

$$131,3 \geq 103,0.$$

4) В контактном сечении:

$$\sigma_c^u \leq 0, \quad (6.100)$$

- для основного случая:

$$-229,7 \leq 0.$$

- для особого случая:

$$-131,3 \leq 0.$$

5) Под всей плотиной:

$$|\sigma_y^{max}| \leq [\sigma_0]_h, \quad (6.101)$$

где  $[\sigma_0]_h$  – допускаемые напряжения в основании, для скального основания  
 $[\sigma_0]_h = 5000$  кПа.

- для основного случая:

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						108
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$717,3 \leq 5000.$$

- для особого случая:

$$665,6 \leq 5000.$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

### 6.10 Расчет устойчивости плотины на сдвиг по основанию

Устойчивость бетонных плотин определяется несущей способностью основания, т.е. его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины рассчитывают на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности. Считаем, что сдвиг плоский.

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.102)$$

где  $\gamma_n$  – коэффициент надежности по назначению сооружения, принимаемый 1,25;

$\gamma_{lc}$  – коэффициент сочетания нагрузок ( $\gamma_{lc} = 1$  – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок;  $\gamma_{lc} = 0,9$  – для расчетов по первому предельному состоянию и особому сочетанию нагрузок);

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условий работы ( $\gamma_{cd} = 0,95$  – при работе плотины при НПУ;  $\gamma_{cd} = 0,9$  – при работе плотины при ФПУ);

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

$$R = (G_{nl} + G_{\bar{b}} + Q_z + Q_n - W_{\phi} - W_{\text{взв}} + W_n) \cdot \operatorname{tg} \varphi + E_{nn} \cdot \gamma'_c + c \cdot \omega, \quad (6.103)$$

где  $\gamma'_c$  – коэффициент условия работы по нагрузке, для пассивного давления грунта принимается  $\gamma'_c = 0,7$ ;

$\omega$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п.м;

$F$  – сдвигающая сила.

$$F = T_e - T_n + W_{\text{волн}} + E_n + E_a. \quad (6.104)$$

- для основного случая:

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						109
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$\frac{12727,6 \cdot 0,95}{8337 \cdot 1,0} = 1,36 \geq 1,25.$$

- для особого случая:

$$\frac{11341 \cdot 0,95}{8284 \cdot 0,9} = 1,29 \geq 1,25.$$

Анализируя расчетные данные, видно, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надежности при основном и особом сочетаниях нагрузок и является экономичным. Запас по надежности плотины обеспечивает ее устойчивость.

Генеральный план и разрез по водосливной плотине представлен на чертеже № ДП 140209.65-0907991 ГП и № ДП 140209.65-0907991 ГР2.

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

## **7 Анализ мероприятий по безопасности жизнедеятельности, обеспечению экологической чистоты проектируемого объекта**

### **7.1 Требования по охране труда и техники безопасности**

Одной из основных задач по обеспечению безопасных условий труда на Ланаданской ГЭС является создание структурного подразделения по охране труда.

Служба по охране труда и производственного контроля выполняет следующие задачи:

- организовывает работы по охране труда;
- осуществляет технический и технологический надзор за эксплуатацией оборудования, зданий и сооружений;
- осуществляет производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах;
- осуществляет контроль за организацией противопожарного режима и соблюдением требований пожарной безопасности;
- организовывает и координирует природоохранную деятельность.

Для всех работников станции разрабатываются должностные инструкции и инструкции по охране труда.

Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей должны руководствоваться должностными инструкциями. Должностная инструкция – это организационно-правовой документ, в котором определяются основные функции, обязанности, права и ответственность сотрудника организации при осуществлении им деятельности в определенной должности.

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов по охране труда, таких как:

- ГОСТ 12.0.230-2007 Межгосударственный стандарт «Система стандартов безопасности труда. Системы управления охраной труда. Общие требования» Приказ Ростехрегулирования от 10.07.2007 N 169-ст (ред. от 31.10.2013);
- «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» приказ министерства труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 №328н;
- РД 153-34.0-03.301-00. - «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий»;
- другие нормативные документы в сфере охраны труда.

Руководители и работники предприятия несут в соответствии с Законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это

											Лист
											111
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата							



потенциалов путем прокладки дополнительных полос с постепенным заглублением;

4) вокруг зданий следует устраивать асфальтированные отмостки шириной 1-1,5 м.

Так как токи короткого замыкания на землю в рассматриваемых установках имеют большие значения, должна быть обеспечена термическая стойкость заземляющих проводников. Сечения заземляющих проводников должны быть выбраны такими, чтобы при протекании по ним расчетных токов однофазных замыканий на землю температура их за время, до срабатывания основной защиты не превысила допустимой (400° С).

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

На Ланаданской ГЭС будут разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

Рабочие инструкции по охране труда должны быть разработаны для всех подразделений.

## 7.2 Пожарная безопасность

Комплекс мероприятий по предотвращению пожара, ограничению его распространения и средства пожаротушения на гидроэнергетических объектах предусматривается в соответствии с Федеральным законом о "Пожарной безопасности" [18], государственными и ведомственными нормативными документами. Охрана труда и техника безопасности на предприятии, в том числе, подразумевает обучение пожарной безопасности для персонала и руководителей.

Так как территория будущего гидроузла находится в малонаселенной зоне, предусматривается устройство пожарной части в непосредственной близости от станции, обслуживающую как гидроузел, так и близлежащие населенные пункты.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием

									Лист
									113
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					

защищаемого объекта, автоматическим пуском системы пожаротушения. Контроль за противопожарным состоянием объекта осуществляется с помощью датчиков пожаротушения, которыми оснащаются объекты.

Объектами водяного пожаротушения на Ланаданской ГЭС являются:

- гидрогенераторы СВ-850/190-52,
- силовые трансформаторы ТДЦ-125000/220,
- кабельные сооружения,

Объектами пенного пожаротушения:

- станционное маслохозяйство.

На генераторах ГЭС в качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей гидроагрегата размещают дренчерные кольцевые трубопроводы. Включение систем пожаротушения – автоматическое, с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора.

Тушение трансформаторов осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. По периметру трансформатора монтируются на безопасном расстоянии кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители. Предусмотрены специально установленные емкости, куда будет сливаться водно-масляная смесь, образующаяся во время тушения пожара. В этом маслоборнике предусматривается устройство для разделения воды и масла. Вместимость маслоборника принимается эквивалентной объему масла в силовых трансформаторах ТДЦ-125000/220.

Из опыта эксплуатации масляных трансформаторов известно, что при возникновении КЗ внутри трансформатора, возможен его взрыв с последующим возгоранием, приводящий к человеческим жертвам, материальному ущербу. Поэтому для силовых трансформаторов обязательной к установке является современная защита с разрывным диском (например, защита «SERGI»), и маслоливной емкостью, которая позволит предотвратить возникновение таких последствий при внутренних КЗ на трансформаторах. Подобную защиту также целесообразно установить на трансформаторах собственных нужд станции.

В туннелях с кабелями из сшитого полиэтилена 220кВ предусматривается установка датчиков пожаротушения. На 50 метров туннеля предусмотрен 1 датчик. Сооружения предусматривают водяную автоматическую систему пожаротушения. Один раз в сутки лицами, за которыми закреплены данные сооружения, должен выполняться обход.

Все кабельные коридоры, туннели с кабелями 0,4 – 6 кВ должны иметь противопожарные стенки, делящие их на секции. Наличие сквозных отверстий между секциями коридора (туннеля) не допускается. Проходы между секциями осуществляются посредством установки негоряемых герметичных дверей. Прокладки кабелей сквозь стены должны быть герметично заделаны.

									Лист
									114
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					

Масляное хозяйство с резервуарами, маслоочистительной и регенерационной аппаратурой, входящее в состав технологических установок электростанции, трансформаторной мастерской, размещается в сооружении гидроузла. Масляное хозяйство как источник повышенной опасности предусматривает устройство новейших автоматических противопожарных защит с откачкой воздуха из помещений с автоматическим и дистанционным ручным управлением.

Источником водоснабжения систем пожаротушения, является верхний бьеф. Предпочтение отдается самотечной системе, потому, что по условиям компоновки защищаемого оборудования можно обеспечить расчетное давление перед устройствами распыления воды ( $\approx 8$  атм.). Самотечная система пожаротушения осуществляется как минимум из 2-х источников непосредственно из ВБ.

Каждое помещение (кабинеты, РУСН, КРУЭ и т.д.) на ГЭС должно быть оснащено инструкцией по пожарной безопасности, актуальной для конкретного помещения, в которых отражаются правила ПБ, указываются номера НСС, дежурного пожарной части. Также все помещения оснащаются средствами первичного пожаротушения в необходимом для этого объеме. За каждым помещением должно быть закреплено лицо, ответственное за противопожарную безопасность. Курение на территории станции разрешается только в специально отведенных для этого местах.

Разработаны Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий, в которых изложены основные организационные и технические требования по пожарной безопасности. Подготовка ИТР, рабочих и служащих ГЭС по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи (первичный, периодический, внеплановый и целевой), в тематику которых обязательно включаются вопросы пожарной безопасности;
- специальная подготовка персонала;
- занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала проводятся в целях углубления знаний по пожарной безопасности с учетом особенностей технологического процесса производства, средств и методов борьбы с пожарами по специально разработанным программам. По окончании подготовки по пожарно-

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						115
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		



техническому минимуму персонал сдает зачеты, которые оформляются соответствующим документом.

### 7.3 Охрана окружающей среды

Гидротехническое строительство, решая различные проблемы участников водохозяйственного комплекса, приводит к нежелательным эффектам для окружающей среды и человека, которые нередко становятся причиной реализации различного рода неблагоприятных воздействий, способных наносить материальные, экономические, экологические и социальные ущербы. Экологическая безопасность относится к центральным требованиям при функционировании ГЭС.

На всех стадиях реализации проекта: строительство (предстроительный, строительный этапы и ввод в эксплуатацию) и эксплуатация предусмотрена организация производственного экологического контроля

Объектами наблюдений на всех этапах будут являться: источники техногенного воздействия на окружающую природную среду; природные комплексы, их компоненты, и природные процессы, протекающие в зоне влияния строительства и эксплуатации Ланаданской ГЭС.

Систему экологического контроля состояния окружающей природной среды составляют специальные сети наблюдательных постов. Сеть наблюдательных постов будет размещена с учетом месторасположения технических объектов, источников загрязнения, природной дифференциации территории, распространения, характера и динамики проявления неблагоприятных природных процессов, сложности инженерно-геологических условий, наличия водных объектов.

Регулярные наблюдения планируются за текущим состоянием атмосферного воздуха, почв, геологической среды, поверхностных водных объектов в зоне влияния строящейся ГЭС.

Для оценки воздействия строительства Ланаданской ГЭС на геологическую среду предусмотрены наблюдения за подтоплением, заболачиванием и развитием эрозионных процессов. Возможное влияние на подземные воды будет прослеживаться по сети наблюдательных скважин с фиксацией изменений уровня первого от поверхности водоносного горизонта. Экологический контроль воздействия на гидрохимический режим водных объектов будет осуществляться путем отбора и анализа проб воды.

Уровень загрязнения почв будет контролироваться путем регулярного опробования и определения содержания нефтепродуктов, тяжелых металлов, органических загрязнителей в пробах. Планируется проведение технической и биологической рекультивации нарушенных почв. Наблюдения за организацией сбора, временного накопления и хранения отходов, а также их последующей ликвидации планируются на всех этапах реализации объекта

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						116
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

При эксплуатации и техническом обслуживании гидроэлектростанций, а также оборудования и гидротехнических сооружений в их составе, влияние на окружающую среду оказывает гидроузел в целом.

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 «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) Установление водоохранной зоны вокруг водохранилища;

3) Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции.

### **7.3.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов**

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входят:

– санитарная очистка территорий населенных пунктов;

– вынос предприятий, снос зданий и сооружений из зоны затопления (зона затопления составит 135 км<sup>2</sup>);

– 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 жидких отходов 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

						ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист 117
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			

опоры воздушных линий электропередач и связи, мачты, изгороди и др. строения, выступающие над землей более чем на 0,5 м.

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

В местах захоронений необходимость тех или иных мероприятий по подготовке территорий кладбищ к затоплению и переносу определяется абсолютной отметкой местности.

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

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

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

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки.

### **7.3.2 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции**

Для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение турбинного масла, трансформаторного, гидравлического, индустриального и компрессорного масел, что может приводить к попаданию нефтепродуктов в поверхностные воды. Кроме того, для обеспечения

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						118
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные нефтеуловители. 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 (трансформаторы, подшипники), 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 загрязненных вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);

- при эксплуатации технологического флота должно быть обеспечено непопадание загрязняющих веществ в акваторию;

- при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

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

### **7.3.3 Мероприятия по обращению с отходами производства и потребления**

Все отходы, образующиеся на предприятии должны быть определены и включены в проект нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР). Для учета образования отходов руководители подразделений должны подавать сведения об образовавшихся отходах в ОНТБ, инженеру по охране окружающей среды.

Условия временного хранения отходов определяются классом опасности отхода:

										Лист
										119
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ					

- отходы 1 класса опасности хранятся в закрытом помещении в спецконтейнерах;
- отходы 2 класса опасности хранятся в закрытой таре (металлические контейнеры, пластмассовые ящики с крышками);
- отходы 3 класса опасности хранятся в металлических ёмкостях;
- отходы 4, 5 класса опасности хранятся в открытых контейнерах или на открытых площадках (навалом или насыпью).

Производственные отходы по мере их образования, собираются в специальные контейнеры (ёмкости) или складываются на площадках, специально отведённых для накопления определённых видов отходов.

Осмотры объектов размещения отходов должны производиться визуально не реже 1 раза в квартал. Техническое освидетельствование и осмотр контейнеров возлагаются на лицо, ответственное за обращение с отходами на закреплённом объекте (территории).

На каждом контейнере должна быть выполнена надпись о назначении контейнера.

При установке контейнеров на открытом воздухе площадка под ними должна иметь твёрдое покрытие.

Не допускается:

- складирование отходов в непредназначенные для данного вида отходов контейнеры, ёмкости, площадки;
- превышение установленных лимитов накопления отходов;
- поступление в контейнеры для производственного мусора отходов, не разрешенных к вывозу на свалки ТБО (особенно 1 и 2 класса опасности);
- сжигание ТБО на промплощадках;
- использование ТБО на подсыпку дорог;
- хранение аккумуляторных батарей на открытом воздухе;
- хранение отработанных ртутьсодержащих ламп на открытом воздухе, без тары;
- складирование отходов на грунте или газоне.

Инженерно-технические работники и руководители структурных подразделений обязаны контролировать порядок сбора отходов в соответствии с их принадлежностью к группам классификации и не допускать накопления отходов в непредназначенные для данного вида отходов контейнеры.

### 7.3.4 Охрана атмосферного воздуха

Нормативной основой управления охраной атмосферы являются стандарты качества воздуха. Показателями качества воздуха является предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ, предельно допустимых выбросов (ПДВ). ПДК – это такое содержание вредного вещества в окружающей среде, которое при постоянном контакте или при воздействии

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	
						Лист 120

за определенный промежуток времени практически не влияет на здоровье человека. При определении ПДК учитывается влияние загрязняющих веществ не только на здоровье человека, но и на животных, растения, микроорганизмы, а также на природные сообщества в целом. ПДВ – максимальный объем веществ в единицу времени, который не ведет к превышению их предельно допустимых концентраций

Основными источниками загрязнения атмосферы в период строительства будут производственные установки строительной базы, участковых хозяйств и карьеров, а также взрывные, буровые, расчистные, бетонные и прочие работы

Технология строительства Ланаданской ГЭС предусматривает взрывные работы, которые влекут залповые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

Постоянное загрязнение атмосферного воздуха на строительных площадках будет наблюдаться вследствие:

- выбросов выхлопных газов при работе двигателей внутреннего сгорания строительных машин и автотранспорта (оксид углерода, окислы азота, сернистый ангидрид, пары топлива, сажа),
- пыления автодорог при движении транспорта,
- выделений газовых компонент и сварочного аэрозоля при сварочных работах.

Для минимизации выбросов в процессе производства бетона предусмотрены пылегазоулавливающие установки и технологии (циклоны, рукавные фильтры, гидрообеспыливание на тракте конвейерной подачи заполнителей со складов на бетонно-смесительной установке (БСУ), герметичные аспирируемые укрытия на тракте дозирования составляющих и приготовления бетонной смеси).

От объектов производственной базы в атмосферу будут поступать: пыль неорганическая, взвешенные вещества (технологический цикл по производству бетона), компоненты сварочного аэрозоля (сварочные посты), окислы азота, углерода, серы, пары топлива, сажа (автотранспорт и строительные машины), пары масла, абразивная и металлическая пыль (металлообработка).

Для источников, действующих в период строительства, нормативы ПДВ устанавливаются на уровне проектных характеристик выбросов.

На стадии строительства необходимо соблюдать допустимые уровни загрязнения атмосферного воздуха на территории временного поселка строителей особенно в часы (вечерние и ночные) постоянного нахождения там проживающих.

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						121
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

## 8 Технико-экономические показатели строительства ГЭС

Основной продукцией Ланаданской ГЭС является электроэнергия и мощность. Посредством технико-экономических показателей рассчитаем экономическую целесообразность строительства ГЭС.

### 8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

С учетом плана реализации проекта строительства Ланаданской ГЭС, величины установленной мощности Ланаданской ГЭС, и числа часов использования установленной мощности, проведем оценку реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации Ланаданской ГЭС, представленную в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование	Годы			
	2019	2020	2021	2022
Установленная мощность, МВт	275	275	275	275
Число часов использования мощности, ч	7200	7200	7200	7200
Выработка электроэнергии, МВт·ч	180 685	180 685	180 685	180 685
Расход электроэнергии на собственные нужды ГЭС, %	4,0	4,0	4,0	4,0
Расход электроэнергии на собственные нужды ГЭС, МВт·ч	3 686	3 686	3 686	3 686
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	180 605	180 605	180 605	180 605
Тариф на электроэнергию, руб./ МВт·ч	23 700	24 792	25 920	27 084
Выручка от реализации электроэнергии, тыс. руб.	356 696	373 131	390 108	407 626
НДС, тыс. руб.	54 411	56 918	59 507	62 180

### 8.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» (далее ЕСУ) на 2016-2041 г. (приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 08.02.2016 г. №92) [19] с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы на страхование имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.





Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу

млн. руб.

Наименование	Год			
	2019	2020	2021	2022
Амортизационные отчисления	174,8	195,4	195,4	195,4
Расходы на страхование	75,5	79,1	77,1	75,1
Эксплуатационные затраты	0,27	0,27	0,27	0,27
Расходы на ремонт производственных фондов	2,75	4,73	4,73	4,54
Расходы на услуги регулирующих компаний	26,8	26,8	26,8	26,8
Налог на воду	10,6	10,6	10,6	10,6
Итого	292,46	319,22	317,08	314,93

### 8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьёй оттоков денежных средств после завершения строительства Ланаданской ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет. Существует возможность введения льготного периода при возведении ГЭС, что существенно улучшает показатели эффективности Ланаданской ГЭС.

Учтены следующие налоги:

- НДС – 18% от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды – 34% от фонда оплаты труда;
- налог на имущество – 2,2% от остаточной стоимости проекта;
- налог на прибыль – 20% от налогооблагаемой прибыли;
- налог на воду – 4,80 руб. на 1 тыс. кВт·ч, входит в текущие затраты.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот в первые годы эксплуатации Ланаданской ГЭС приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6– Налоговые расходы

млн. руб.

Наименование	Год			
	2019	2020	2021	2022
Налог на прибыль	673,6	703,7	738,4	775,7
НДС	417,6	703,9	734,1	766,9
Взносы в социальные фонды	6,25	6,25	6,25	6,25
Налог на имущество	142,3	156,9	150,9	146,6
Итого	1 239,9	1 570,7	1 629,7	1 695,4

### 8.3 Прибыль

Основной формой отражения производственной деятельности Ланаданской ГЭС по производству электроэнергии и мощности является прибыль.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7 и на рисунке 8.2.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

млн. руб.

Наименование	Год			
	2019	2020	2021	2022
Выручка нетто	3 752,99	3 924,82	4 092,33	4 275,66
Текущие расходы	292,46	319,22	317,08	314,93
Валовая прибыль EBITDA	3 460,53	3 605,60	3 775,26	3 960,73
Амортизация	174,82	195,43	195,43	195,43
Прибыль до налогообложения	3 285,71	3 410,17	3 579,83	3 765,31
Скорректированный налог на прибыль	657,14	682,03	715,97	753,06
Чистая прибыль NOPAT	2 628,57	2 728,14	2 863,86	3 012,24

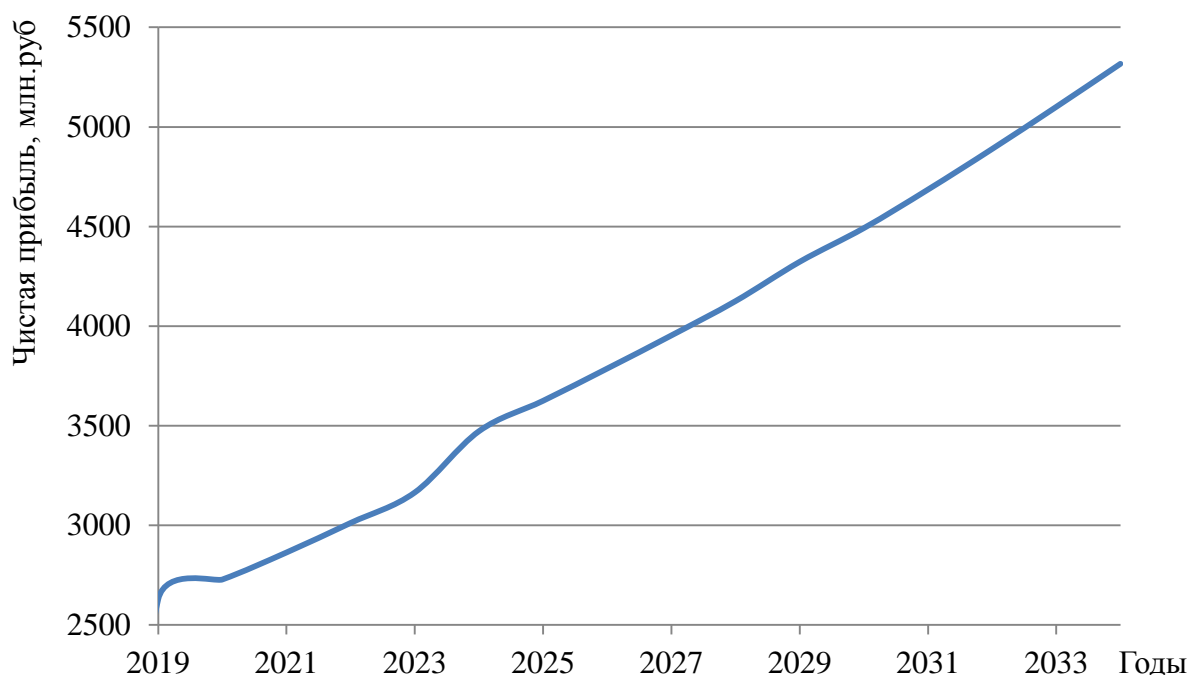


Рисунок 8.2 – Чистая прибыль в первые годы эксплуатации, млн. руб.

#### 8.4 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение показателей эффективности инвестиций.

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии ПО ProjectExpert, фирмы «ExpertSystems». Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования для Ланаданской ГЭС составляет 20 лет, в т.ч. 4 года до пуска агрегата и 16 лет эксплуатационного периода;

- используемая при оценке эффективности финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке.

Предполагается, что в течении времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

Прогнозные тарифы определены из условий общественной и коммерческой эффективности проекта.

Рост тарифов на электроэнергию, принят в соответствии с ЕСУ, разработанным ПАО «РусГидро».

#### 8.4.1 Коммерческая эффективность

Целью расчёта является определение показателей эффективности инвестирования проекта Ланаданской ГЭС (таблица 8.8).

Таблица 8.8 – Показатели эффективности

Показатель	Величина
Период окупаемости РВ, мес.	75
Средняя норма рентабельности ARR, %	18,30
Чистый приведённый доход NPV, млрд. руб.	12,70
Индекс прибыльности PI	1,11
Себестоимость электроэнергии, руб./кВт·ч	0,18
Удельные кап вложения, руб/кВт	59124

#### 8.4.1 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального бюджетов. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств. К притокам бюджетных средств относятся приток от налогов, установленных действующим законодательством.

Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

млрд. руб.

Наименование	Год			
	2019	2020	2021	2022
В Федеральный бюджет	1 097,62	1 413,82	1 478,81	1 548,83
В региональный бюджет	142,29	156,92	150,90	146,60

## 8.5 Анализ рисков инвестиционного проекта

Типы риска инвестиционного проекта:

- рыночные – неопределенность объемов реализации электроэнергии;
- капитальные – возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменение затрат на строительство;
- операционные – неопределенность хода проекта в его продуктивный период;
- правовые (политический, юридический, суверенный) – возможность изменения правовой среды, в которой осуществляется бизнес;
- финансовые (процентный, валютный) – неопределенность объемных и процентных ставок на финансовых рынках.

Наиболее значимые для проекта рыночные, капитальные и операционные риски. Соответствующие основные параметры финансовой модели перечисленным рискам приведены в таблице 8.10.

Таблица 8.10 – Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметры финансовой модели
Рыночные	Объем продаж
Капитальные	Капитальные затраты
Операционные	Операционные расходы

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности – метод оценки влияния основных параметров финансовой модели (ставки налогов, объема инвестиций и цены сбыта) на результирующий показатель – чистый дисконтированный доход (NPV).

Оценка влияния ставки налогообложения на величину прогнозного чистого дисконтированного дохода (NPV) представлена на рисунке 8.3.

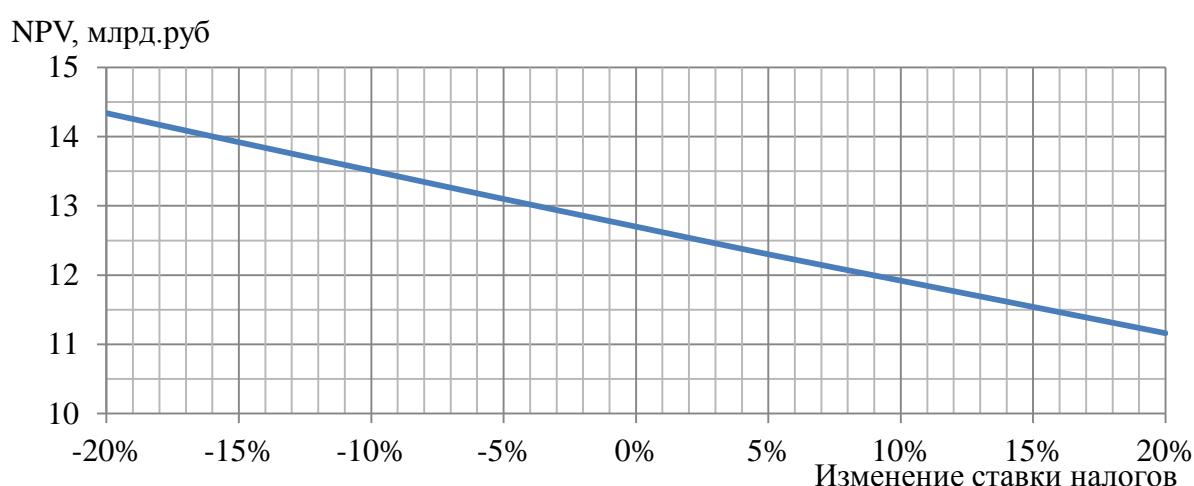


Рисунок 8.3 – Оценка влияния ставки налогообложения на величину прогнозного чистого дисконтированного дохода (NPV)

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Оценка влияния объемов инвестиций на величину прогнозного чистого дисконтированного дохода (NPV) представлена на рисунке 8.4.

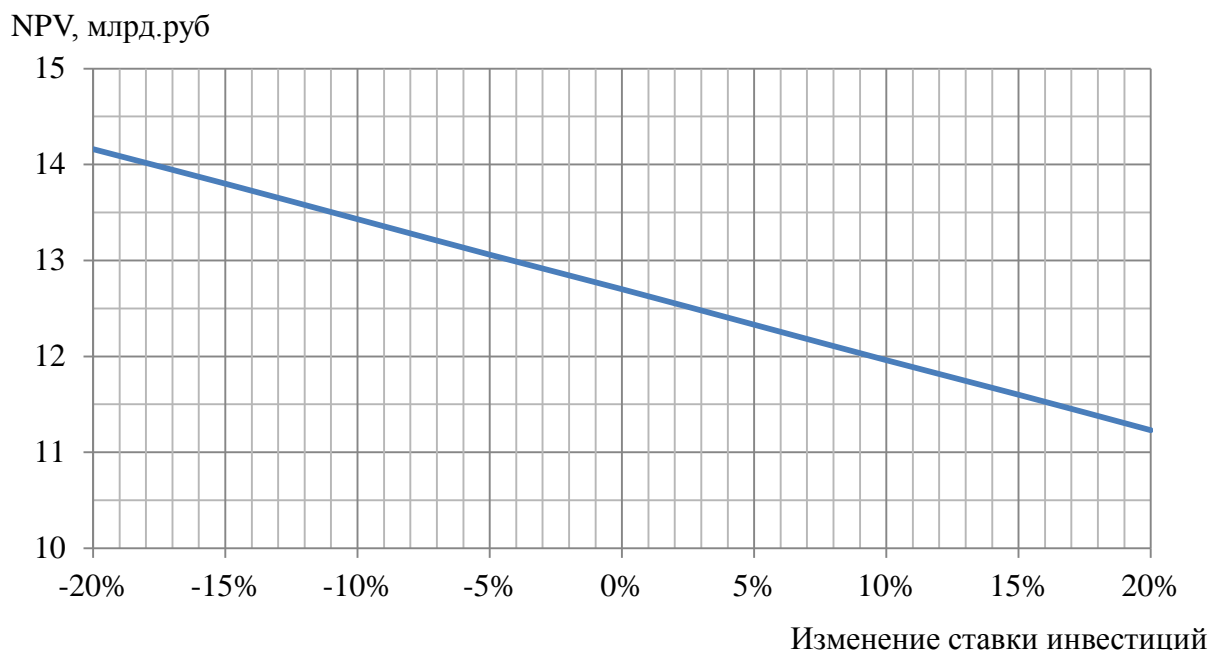


Рисунок 8.4 – Оценка влияния объемов инвестиций на величину прогнозного чистого дисконтированного дохода(NPV)

Оценка влияния цены сбыта на величину прогнозного чистого дисконтированного дохода (NPV) представлена на рисунке 8.5.

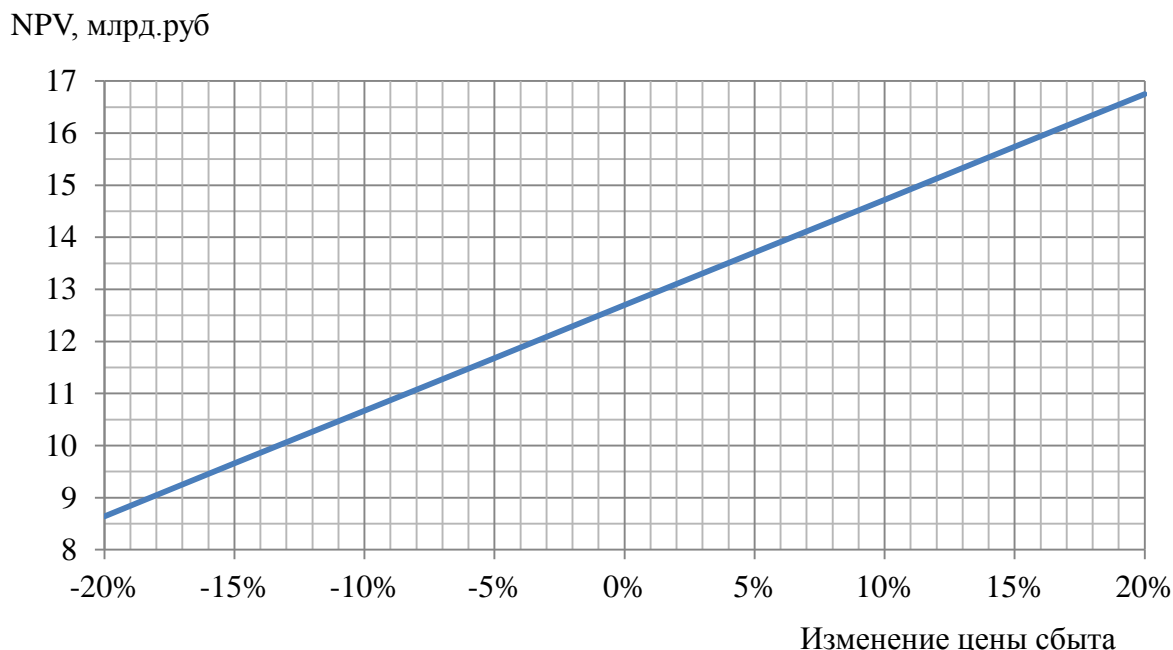
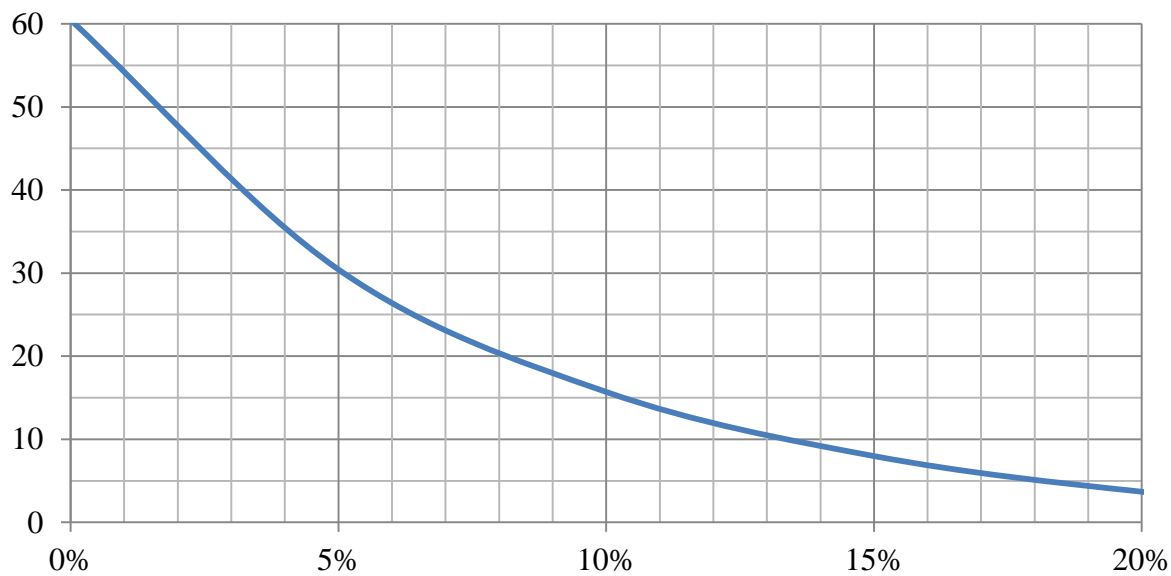


Рисунок 8.5 – Оценка влияния цены сбыта на величину прогнозного чистого дисконтированного дохода(NPV)

NPV, млрд.руб



Изменение ставки дисконтирования

Рисунок 8.6 – Оценка влияния ставки дисконтирования на величину прогнозного чистого дисконтированного дохода (NPV)

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ

Лист  
129

## 9 Автоматизированная система диагностического контроля гидротехнических сооружений (АСДК ГТС) на примере проектируемой ГЭС

Для выполнения требований технической документации, при соблюдении всех требований к составу и количеству наблюдений, для обеспечения оперативного, информативного, качественного и надежного контроля необходимо внедрение системы АСДК ГТС.

АСДК ГТС внедряется на основании следующих основных нормативно-технических документов (НТД) представленных в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – НТД

Поз.	Нормативный документ	Цитата
1	2	3
1.	Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» №117 [20]	Собственник обязан выполнять меры по обеспечению мониторинга за показателями состояния ГТС и на основании полученных данных осуществлять оценку его безопасности.
2.	РД 34-20-501-95 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (ПТЭ) п.3.1.28 [21]	Для повышения оперативности и достоверности контроля ответственные напорные гидротехнические сооружения следует оснащать автоматизированными системами диагностического контроля (АСДК).
3.	Техническая политика ПАО «РусГидро» [6]	Для повышения оперативности контроля безопасности эксплуатации ГТС и ведения баз данных натурных наблюдений на сооружениях I и II класса (в соответствии с законодательством Российской Федерации) должны создаваться автоматизированные системы диагностического контроля безопасности ГТС (АСДК ГТС), представляющие собой интегрированную систему, предусматривающую возможность автоматизированного опроса КИА (АСО КИА).
4.	СТО 70238424.27.140.035-2009 ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ. Мониторинг и оценка технического состояния гидротехнических сооружений в процессе эксплуатации. Нормы и требования. [22]	Основой мониторинга состояния гидротехнических сооружений являются регулярные комплексные инструментальные и визуальные наблюдения за диагностическими показателями их состояния в период эксплуатации. Основу технической системы мониторинга составляют: приборные измерительные устройства (ИУ), контрольно-измерительная

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------





- обеспечение безопасного проведения наблюдений, эксплуатационного и технического обслуживания контрольно-измерительных систем и аппаратуры, включая их ремонт и замену.

Общая концепция построения АСО КИА, согласно [23], основана на следующих принципах:

- использование, серийных датчиков промышленного производства для выполнения инструментальных наблюдений различного вида;

- применение системы автоматизированного контроля «открытого» типа, позволяющей наращивать АСО КИА по мере необходимости с применением датчиков и аппаратуры от различных производителей.

Распределенная система дистанционного контроля строится на основе технологии «промышленной сети» с использованием серийно выпускаемых модулей и контроллеров как элементной базы системы удаленного сбора данных.

АСО КИА будет обеспечивать, сквозную передачу данных от первичных датчиков до центрального пульта сбора данных, выполняемого на базе промышленного компьютера-сервера. На выходе АСО КИА интегрируется с информационно-диагностической системой (ИДС) контроля ГТС, которая автоматически передает результаты измерений в общую базу данных АСДК ГТС.

Информационно-диагностическая система (ИДС) контроля безопасности ГТС, как заключительное звено АСДК ГТС, должна получать данные от АСО КИА в автоматическом режиме, проводить анализ полученных данных и автоматически выдавать диагностические сообщения об отклонениях показателей состояния от критериев безопасности.

ИДС должна быть программно совместима с АСО КИА, обеспечивать архивацию и хранение полученной информации, содержать ранее разработанные блоки действующих на станции информационно-диагностических подсистем.

АСО КИА должна быть «открытой системой», то есть построенной на основе стандартов, поддерживаемых большим числом фирм-производителей аппаратуры, и удовлетворяющей требованиям по функциональности, надежности, совместимости и взаимозаменяемости. Открытая система автоматизации должна обладать следующими свойствами:

- взаимодействие и совместимость - возможность построения работоспособной сети на основе компонентов и устройств от разных производителей;

- взаимозаменяемость - возможность замены компонентов аналогичными устройствами от других производителей.

Технические требования к функциональности АСО КИА:

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						132
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

- система должна обеспечивать автоматизированный опрос датчиков, сбор информации, ее хранение, обработку, передачу и анализ в информационно-диагностической системе (ИДС) контроля безопасности ГТС;

- система осуществляет периодический автоматический опрос датчиков по заданному временному режиму; одновременно должна существовать возможность запуска опроса вручную оператором;

- система производит обработку измерительной информации: пересчет отсчетов в показания, при необходимости осреднение данных по заданным правилам, визуализацию результатов опроса КИА, определяет работоспособность датчиков и каналов связи, выполняет сравнение показаний с пределами измерений.

- АСО КИА должна формировать информационный пакет данных натуральных наблюдений с сохранением всей информации в памяти сервера - промышленного компьютера и в архивах на независимых электронных носителях; должна создавать и хранить протоколы ошибок и сбоев в работе системы [23].

## 9.2 Натурные наблюдения за состоянием ГТС

В качестве исходные данных, для разработки АСО КИА проектируемой ГЭС, должны использоваться данные проекта оснащения сооружений КИА.

Объем наблюдений и состав КИА, устанавливаемой на гидротехнических сооружениях, должны определяться проектом.

Согласно ПТЭ на гидротехническом сооружении I класса в сроки, установленные местной инструкцией, и в предусмотренном ею объеме должны вестись наблюдения за:

- осадками и смещениями сооружений и их оснований;
- деформациями сооружений и облицовок, трещинами в них, состоянием деформационных и строительных швов, состоянием напорных водоводов;
- режимом уровней бьефов гидроузла, фильтрационным режимом в основании и теле грунтовых, бетонных сооружений и береговых примыканий, работой дренажных и противофильтрационных устройств, режимом грунтовых вод в зоне сооружений;
- воздействием льда на сооружения и их обледенением;
- напряженным и термонапряженным состоянием плотины и ее основания;
- разуплотнением скального основания в зоне контакта с подошвой плотины;
- напряжениями в арматуре.

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						133
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		



верхний уровень – программно-технический комплекс, содержащий блок автоматизированного опроса АСО КИА и информационно-диагностическую систему контроля безопасности сооружений (ИДС) с соответствующим компьютерным и программным обеспечением.

### 9.3.1 Функции АСДК

Функциональные возможности АСДК ГТС позволяют ей реализовывать следующие задачи:

автоматизированный опрос датчиков КИА, установленных на гидротехнических сооружениях и здании ГЭС;

обработка данных, полученных от датчиков КИА, и представление данных в виде нормированных значений;

сравнение полученных данных с критериями безопасной эксплуатации ГТС;

выдача предупреждающих сообщений о нарушениях критериев безопасной эксплуатации ГТС в АСУ ТП ЛГЭС;

создание долговременных архивов на серверном оборудовании;

отображение информации о состоянии гидротехнических сооружений Ланаданской ГЭС на экране мониторов автоматизированных рабочих мест (далее АРМ) службы мониторинга ГТС в виде таблиц, графиков, трендов, трехмерных моделей;

внеочередной опрос датчиков КИА по инициативе персонала службы мониторинга ГЭС;

интеграция с внешними автоматизированными системами Ланаданской ГЭС;

отображение информации самодиагностики о работоспособности системы и наличии связи с внешними подсистемами.

### 9.3.2 Состав АСО КИА

АСО КИА охватывает следующие объекты и сегменты ГЭС:

- 1) правобережную глухую бетонную плотину;
- 2) станционную плотину;
- 3) водосливную плотину;
- 4) здание ГЭС;
- 5) левобережную глухую бетонную плотину.

АСО КИА построена как открытая распределенная система для приема, обработки, отображения, хранения и документирования информации о состоянии гидротехнических сооружений ГЭС. АСО КИА имеет трехуровневую иерархическую структуру.

Инфраструктуру системы составляют:

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						135
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

- 1) датчики различного типа, которые установлены на объектах ГЭС;
- 2) регистраторы данных, которые выполняют первичную обработку замеров, поступающих от датчиков;
- 3) серверы и рабочие станции пункта управления;
- 4) каналы передачи данных и телекоммуникационную систему, которые обеспечивают передачу информации на пункт управления и связи сервера базы данных с рабочими станциями.

В связи с расположением станции в северной климатической зоне, дополнительно устанавливаем метеостанцию, с помощью которой проводят измерения атмосферного давления, относительной влажности воздуха, температуры воздуха, скорости ветра, направления ветра, количества осадков.

Структура технических и программных средств обеспечивает возможность модернизации, введение дополнительного оборудования, которое позволит повысить технические и эксплуатационные характеристики АСО КИА, в соответствии с требованиями указанными в п.9.1.

АСО КИА структурно включает следующие элементы:

1. нижний уровень – контрольно-измерительная аппаратура (КИА): первичные датчики и измерительные устройства;
2. средний уровень – система телекоммуникаций, преобразования и передачи информации в цифровом коде на центральный блок сбора данных АСО КИА;
3. верхний уровень – программно-технический комплекс, содержащий блок автоматизированного опроса АСО КИА и информационно-диагностическую систему контроля безопасности сооружений (ИДС) с соответствующим компьютерным и программным обеспечением.

Рассмотрим подробнее каждый уровень:

1. Нижний уровень АСО КИА.

Технические средства нижнего уровня АСО КИА обеспечивают: получение информации о состоянии гидротехнических сооружений от измерительных датчиков; передача информации на средний уровень АСО КИА.

Нижний уровень содержит в своем составе:

автоматизируемые датчики геодезической, фильтрационной и закладной КИА.

2. Средний уровень АСО КИА

Технические средства среднего уровня АСО КИА обеспечивают: сбор информации от технических средств нижнего уровня АСО КИА о состоянии гидротехнических объектов контроля; первичную обработку информации на сервере УСООД; хранение полученных результатов измерений на сервере баз данных АСО КИА;

передачу по каналам связи обобщенного массива информации от датчиков о состоянии гидротехнических объектов контроля на верхний уровень АСО КИА (ИДС) для ее окончательной обработки и комплексного анализа;

параметризация и контроль работы датчиков и приборов при помощи автоматизированного рабочего места (АРМ ГТС).

Средний уровень содержит в своем составе:

1) распределительные измерительные подсистемы (РИП), территориально распределенные по помещениям в галереях плотины.

РИПы изготовлены в различных вариантах исполнений, отличающихся друг от друга количеством монтажных единиц (шкафов), количеством измерительных каналов, количеством и типом коммутационных портов. Используемая модульная структура РИПов позволяет наращивать количество точек измерений. Всего в АСДК ГТС используется пять территориально распределенных по помещениям в галереях плотины РИПов. Внутри шкафа РИП (рис. 4) смонтированы и налажены следующие технические средства:

многоканальный периодомер-частотомер для опроса закладных датчиков;

терминальный сервер для преобразования интерфейса из RS-485 в Ethernet;

модуль ввода нормированных сигналов 4–20 мА для опроса фильтрационной КИА;

модуль ввода дискретных сигналов;

коммутаторы и медиаконверторы Ethernet для обеспечения связи по локально-вычислительной сети;

кроссовая часть.

2) устройство сбора, обработки и обмена данными (УСООД) – сервер сбора данных, отвечает за опрос РИП;

3) сервер баз данных АСО КИА, предназначенный для хранения архива необработанных данных и передачу их в сервер ИДС;

4) АРМ ГТС – персональный компьютер отвечающий требованиям вычислительной мощности, с установленным программным обеспечением АСО КИА (разработка ЗАО «Фирма ЭПРО»).

Локально-вычислительная сеть (далее ЛВС) АСО КИА, объединяющая между собой все РИПы и серверы АСО КИА, организована с использованием одномодового оптоволоконного кабеля и соответствующего сетевого оборудования. ЛВС образует резервированное кольцо — технология turbo-ring, обеспечивая высокопроизводительную, надежную и защищенную от помех связь.

### 3. Верхний уровень АСО КИА

Технические средства верхнего уровня АСО КИА обеспечивают:

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						137
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

прием информации от технических средств среднего уровня АСО КИА  
о состоянии гидротехнических объектов контроля и о текущем состоянии  
технических и программных средств среднего и нижнего уровней;

прием и передачу информации внешним абонентам по стандартным  
каналам связи;

обработку информации о состоянии гидротехнических объектов  
контроля;

отображение информации;

долговременное и оперативное хранение информации;

документирование информации;

управление техническими и программными средствами АСО КИА.

Верхний уровень содержит в своем составе:

1) сервер ИДС (сервер сбора и базы данных);

2) АРМы пользователей;

АРМ, реализованное на базе персонального компьютера, является  
средством доступа к результатам измерений и вычислений системы,  
обеспечивает вывод на экран монитора, а также в виде твердой копии таблиц,  
графиков, трендов, сообщений о текущем состоянии и отклонениях в работе  
ГТС ЛГЭС, а также ввод ручных измерений и визуальных наблюдений.

3) локально-вычислительная сеть, объединяющая между собой АРМы и  
сервер ИДС.

Структурная схема АСДК ГТС Ланаданской ГЭС представлена на  
рисунке 9.1

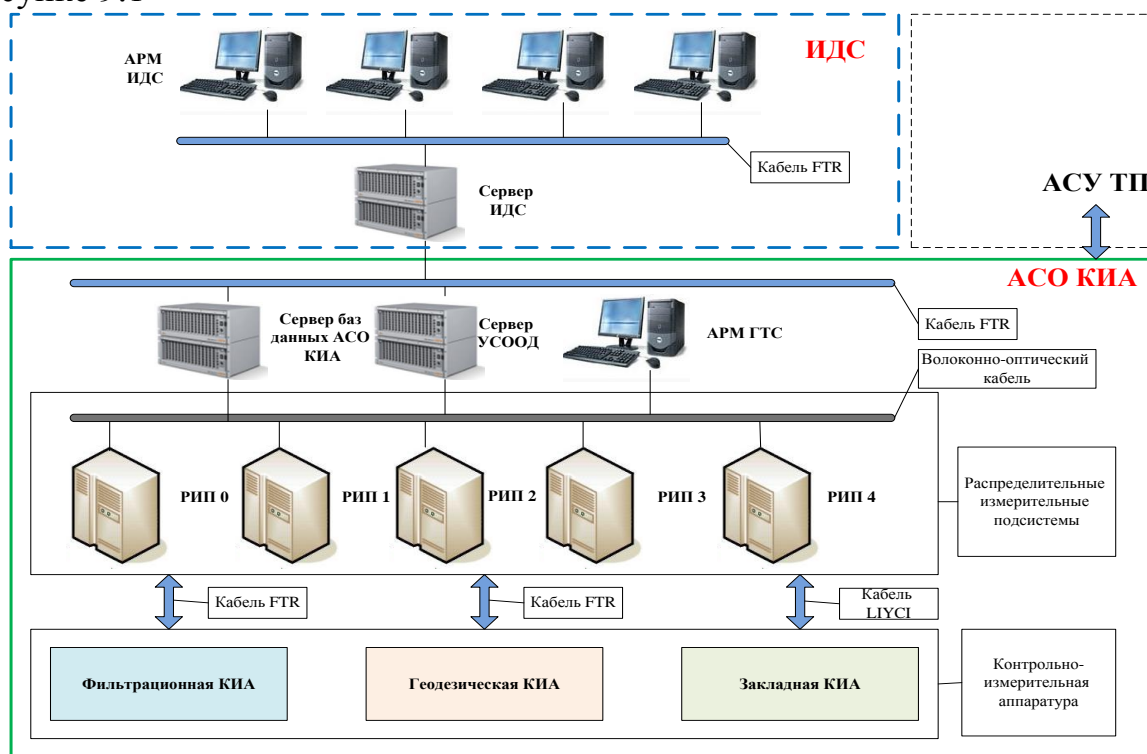


Рисунок 9.1 - Структурная схема АСДК ГТС Ланаданской ГЭС

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

## 9.4 Принцип действия АСО КИА

Контрольные точки размещаются в соответствующих створах плотины и в сооружениях ГЭС и составляют группы точек.

Данные замеров от контрольных точек (датчиков) по кабельным линиям связи поступают на регистраторы систем сбора данных.

Линиями телекоммуникационной сети данные, собранные регистраторами, передаются на пункт управления (к серверу базы данных), который размещается, как правило, в инженерной комнате.

В инфраструктуру ИДС входит метеостанция, которая размещается, как правило, на крыше здания ГЭС.

Функционирование АСО КИА в различных режимах работы обеспечивается соответствующими режимами работы технических средств, математическим, информационным, программным и метрологическим обеспечением.

АСДК ГТС Ланаданской ГЭС реализует задачу взаимодействия как между составляющими ее блоками, так и с внешними подсистемами (рис.9.2).

К числу внешних подсистем относятся автоматизированная система управления технологическими процессами (далее АСУТП) станции. Обмен данными реализован с использованием механизма SQL-запросов и изолированных каналов связи (технология VLAN) через резервированную сеть. Сигналы о превышении критериальных значений и потери связи с подсистемами АСДК ГТС передаются в общестанционную сигнализацию АСУТП.

## 9.5 Критерии и пределы безопасного состояния работы АСДК ГТС

Технические средства нижнего и среднего уровней при эксплуатации устойчивы к воздействию температуры и влажности окружающего воздуха в следующих диапазонах:

нижнее значение температуры окружающего воздуха должно быть не ниже чем минус 30°C;

верхнее значение температуры окружающего воздуха должно быть не выше чем 40°C;

верхнее значение относительной влажности при 30°C должно быть не выше чем 80%.

Технические средства верхнего уровня, которые реализованы в офисном исполнении, устойчивы к воздействию температуры и влажности окружающего воздуха в следующих диапазонах:

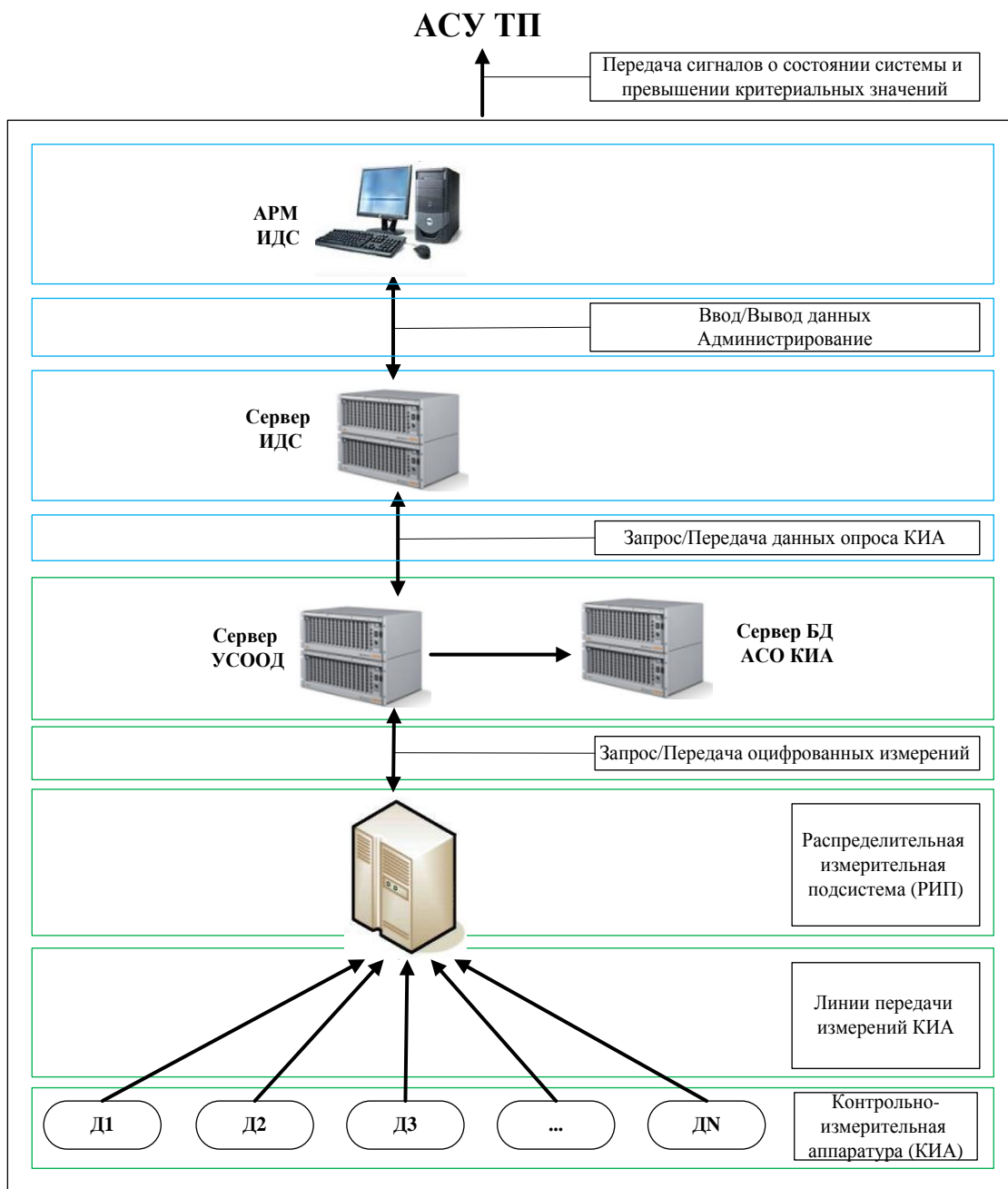
нижнее значение температуры окружающего воздуха должно быть не ниже чем 10°C;

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						139
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		



верхнее значение температуры окружающего воздуха должно быть не выше чем 40°C;

верхнее значение относительной влажности при 30°C должно быть не выше чем 75%.



— - АСО КИА

— - ИДС

Рисунок 9.2 – Функциональная схема АСДК ГТС

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

## 9.6 Результат внедрения АСДК ГТС

Внедрение АСДК ГТС позволит достичь следующих целей:

повышена точность, надежность и достоверность результатов натуральных наблюдений;

увеличена оперативность контроля и диагностирования состояния ГТС гидроузла;

обеспечен постоянный контроль работоспособности КИА в процессе мониторинга состояния ГТС;

достигнут качественно новый эффект при проведении инструментальных наблюдений;

повышенная частота опроса датчиков, по сравнению с ручным опросом КИА;

позволяет осуществлять регистрацию и анализ нестационарных процессов, связанных с быстрыми изменениями режима работы ГЭС;

снижены трудозатраты и практически исключены ошибки в процессе опроса КИА и ввода информации в базу данных;

повышена производительность и улучшены условия труда персонала ГЭС, занятого натурными наблюдениями и обработкой их результатов.

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						141
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте были рассчитаны и определены основные элементы и параметры Ланаданской ГЭС на реке Хантайка.

На этапе водноэнергетических расчетов была выбрана установленная мощность проектируемой станции, которая составила 1274,5 МВт, и намечена зона работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. Проектируемая станция в основном покрывает пиковую часть графика нагрузки. По кривой сработки/наполнения водохранилища, с НПУ 60 м, был определен уровень мертвого объема, отметка которого составила 45,2 м. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составляет 1,36 млрд. кВт·ч.

Далее была выявлена область допустимой работы гидроэлектростанции, исходя из которой были определены следующие параметры:

- расчетный напор  $H_p = 32,5$  м;
- минимальный напор  $H_{min} = 22$  м;
- максимальный напор  $H_{max} = 39$  м.

Из полученного диапазона изменения напора по справочным материалам были подобраны возможные типы гидротурбин. После сравнения рабочих зон турбин, принята установка гидротурбина ПЛ40б-630 диаметром 6,3 м при числе агрегатов равном 3. Также была выбрана система управления гидротурбиной.

По справочным данным для выбранной радиально-осевой турбины подобран серийный генератор типа СВ-850/190-52 с номинальной мощностью 91,5 МВт и синхронной частотой вращения 115,4 об/мин.

На основе расчёта была определена схема выдачи мощности на напряжение 220 кВ, с установкой КРУЭ и генераторного выключателя фирмы электроаппарат.

Подобраны устройства релейной защиты и автоматики. Выбор шкафов комплексной защиты оборудования остановлен на продукции НПП «ЭКРА».

В состав гидроузла входят следующие подпорные сооружения класса:

1. Левобережная бетонная плотина - 80 м;
2. Станционная часть – 120 м;
3. Бетонная водосливная плотина длиной - 76 м;
4. Правобережная бетонная плотина - 150 м.

Далее определены габаритные размеры и характерные отметки:

- отметка подошвы водосливной плотины – 19 м;
- отметка гребня водослива – 65 м;
- число водосливных отверстий – 8;
- ширина водосливных отверстий в свету – 16 м;
- отметка гребня – 65 м;

Для сопряжения бьефов выбрано устройство носка-трамплина.

									Лист
									142
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ				

Для снятия фильтрационного противодействия из специальных галерей устроены цементационная и дренажная завесы.

Плотина разделена на секции постоянными сквозными температурно-осадочными швами.

Произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов методом предельного состояния 1 группы коэффициент надежности по ответственности сооружения составляет 1,36 и 1,29 для основного и особого сочетаний нагрузок соответственно (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25).

После были определены основные технико-экономические показатели: период окупаемости равен 75 мес., средняя рентабельность - 18,30%, чистый приведенный доход равен 12,70 млрд. руб., индекс прибыльности равен 1,11, себестоимость электроэнергии равна 0,18 руб./кВт\*час, удельные капиталовложения 59124 руб./кВт.

Таким образом, строительство Ланаданской ГЭС можно считать экономически целесообразным.

В рамках специального задания был проработан вопрос автоматизированная система диагностического контроля гидротехнических сооружений (АСДК ГТС) на примере проектируемой ГЭС.

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						143
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Александровский, А.Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2005. – 174 с.
2. Мосин, К.Ю. Гидрология: Методические указания к практическим занятиям/ сост.– Саяногорск: СШФ КГТУ, 2006. – 53 с.
3. Васильев, Ю.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие/ Ю.С. Васильев, Д.С. Щавелев. – Москва: Энергоатомиздат, 1988. – 400 с.
4. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
5. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 6.02.2012. – Москва: 2012 – 43 с.
6. Техническая политика ОАО «РусГидро» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.kbf.rushydro.ru/upload/iblock/7b1/Tehnicheskaya-politika.pdf>.
7. Электронный каталог трансформаторного завода [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.elektrozavod.ru/pcomplexes/>.
8. СТО Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. – Введ. 21.01.2008. – Москва: 2007 – 20 с.
9. Погоняйченко И.Ю., Куценов Д.А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учеб. пособие. - Красноярск: Сиб. федер. ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2007. – 232с.
10. Электронный каталог «Электроаппарат» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru/>.
11. Правило устройства электроустановок, Издание 7. – Введ. 01.01.2003. – Москва: НЦ ЭНАС № 1999, 2011. – 536с.
12. СНиП 33-01-2003. Гидротехнические сооружения. Основные положения/ Госстрой России. – М.: ГУП ЦПП, 2003. – 40 с.
13. СНиП 2.06.06-85 Плотины бетонные и железобетонные/ Минэнерго СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР. 1985. – 50с.
14. Тернов, А.Ф. Гидравлический расчет водосливной плотины: методические указания к выполнению курсовой работы/ А.Ф. Тернов: СШФ КГТУ, Саяногорск, 2004. – 41 с., ил.
15. Рассказов, Л.Н. Гидротехнические сооружения. в двух частях. Ч.1/ Л.Н. Рассказов. – М.: Стройиздат, 1996. – 440 с.

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						144
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

16. СНиП 2.06.04-82\* Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). / Госстрой России. - М.: ГУП ЦПП, 2004. – 46 с.

17. Правила безопасности при обслуживании гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций. - М.: НЦ ЭНАС, 2001.-160 с.

18. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. – Ростов./Д: «Феникс», 2006.-189 с.

19. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 30.01.2012 №62. – Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2012-2037 гг.

20. О безопасности гидротехнических сооружений: федер.закон Российской Федерации от 13 июля 2015г. №117-ФЗ.

21. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. - М.: ФГУП НТЦ «Промышленная безопасность», 2005.-337 с.

22. СТО 70238424.27.140.035-2009 Гидроэлектростанции. Мониторинг и оценка технического состояния гидротехнических сооружений в процессе эксплуатации. Нормы и требования. - Введ. 31.12.2009 - Москва: 2009 – 50с.

23. СТО РусГидро 17330282.27.140.004-2008 Контрольно-измерительные системы и аппарата гидротехнических сооружений ГЭС. Условия создания. Нормы и требования. - Введ. 15.04.2008 - Москва: 2008 – 50с.

					ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ	Лист
						145
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водно-энергетический расчёт режима маловодного года

Таблица А.1- Водно-энергетический расчёт режима маловодного года

Мес.	Расход, м <sup>3</sup> /с										Объём водохр., км <sup>3</sup>			УВБ, м			Z <sub>НБ</sub> , м	H <sub>ГЭС</sub> , м	N, МВт
	Q <sub>быт</sub>	Q <sub>ф</sub>	Q <sub>пот</sub>	Q <sub>л+ис</sub>	Q <sub>пол</sub>	Q <sub>ВХК</sub>	Q <sub>хол</sub>	Q <sub>в.хр.</sub>	Q <sub>ГЭС</sub>	Q <sub>НБ</sub>	V <sub>нач</sub>	ΔV	V <sub>кон</sub>	Z <sub>нач</sub>	Z <sub>кон</sub>	Z <sub>ср</sub>			
10	307	5	10	2	290	300	0	5	295	300	15,2	0,0	15,2	60,0	59,9	60,0	21,0	38,5	101
11	187	4	10	2	171	300	0	247	418	422	15,2	0,6	14,5	59,9	58,9	59,4	21,4	37,6	140
12	111	3	10	3	95	300	0	401	496	499	14,5	1,0	13,5	58,9	57,1	58,0	21,6	36,0	159
1	36	2	10	1	23	300	0	505	528	530	13,5	1,3	12,2	57,1	54,7	55,9	21,7	33,8	159
2	30	3	10	1	16	300	0	485	501	504	12,2	1,3	10,9	54,7	52,2	53,4	21,6	31,4	140
3	21	4	10	0	7	300	0	289	296	300	10,9	0,8	10,2	52,2	50,6	51,4	21,0	29,9	79
4	15	5	10	0	0	450	0	445	445	450	10,2	1,2	9,0	50,6	47,9	49,2	21,3	27,5	109
5	25	6	10	-9	18	450	0	426	444	450	9,0	1,1	7,9	47,9	45,2	46,6	21,3	24,8	98
6	1680	6	10	1	1663	450	0	-1219	444	450	7,9	-3,2	11,1	45,2	52,5	48,9	21,3	27,1	107
7	1397	7	10	2	1378	450	0	-935	443	450	11,1	-2,4	13,5	52,5	57,1	54,8	21,3	33,1	130
8	813	7	10	1	795	450	0	-352	443	450	13,5	-0,9	14,4	57,1	58,7	57,9	21,3	36,2	143
9	768	6	10	2	750	450	0	-306	444	450	14,4	-0,8	15,2	58,7	60,0	59,4	21,3	37,6	149

Выработка 1,1 млрд. кВтч

Таблица Б.1- Водно-энергетический расчёт режима среднегодового года по мощностям

Мес.	Расход, м <sup>3</sup> /с										Объём водохр., км <sup>3</sup>			УВБ, м			Z <sub>НБ</sub> , м	H <sub>ГЭС</sub> , м	N, МВт
	Q <sub>быт</sub>	Q <sub>ф</sub>	Q <sub>пот</sub>	Q <sub>л+ис</sub>	Q <sub>пол</sub>	Q <sub>ВХК</sub>	Q <sub>хол</sub>	Q <sub>в.хр.</sub>	Q <sub>ГЭС</sub>	Q <sub>НБ</sub>	V <sub>нач</sub>	ΔV	V <sub>кон</sub>	Z <sub>нач</sub>	Z <sub>кон</sub>	Z <sub>ср</sub>			
10	348	5	10	2	331	300	0	0	331	336	15,2	0,0	15,2	60,0	60,0	60,0	21,1	38,4	101
11	199	4	10	2	183	300	234	0	417	421	15,2	0,6	14,6	60,0	59,0	59,5	21,4	37,7	140,0
12	141	3	10	3	125	300	368	0	493	496	14,6	1,0	13,6	59,0	57,4	58,2	21,6	36,1	159,0
1	47	2	10	1	34	300	488	0	522	524	13,6	1,3	12,4	57,4	55,0	56,2	21,7	34,1	159,0
2	42	3	10	1	28	300	467	0	495	498	12,4	1,2	11,1	55,0	52,6	53,8	21,6	31,8	140,0
3	27	4	10	0	13	300	280	0	293	297	11,1	0,7	10,4	52,6	51,1	51,9	21,0	30,4	79
4	24	5	10	0	9	450	428	0	437	442	10,4	1,1	9,3	51,1	48,6	49,8	21,3	28,1	109
5	109	6	10	-9	102	450	540	0	642	648	9,3	1,4	7,9	48,6	45,2	46,9	21,8	24,7	141
6	2259	6	10	1	2242	450	-1219	0	1023	1029	7,9	-3,2	11,1	45,2	52,5	48,8	22,7	25,7	234
7	1805	7	10	2	1786	450	-935	0	851	858	11,1	-2,4	13,5	52,5	57,1	54,8	22,3	32,1	243
8	891	7	10	1	873	450	-352	0	521	528	13,5	-0,9	14,4	57,1	58,7	57,9	21,5	36,0	167
9	839	6	10	2	821	450	-306	0	515	521	14,4	-0,8	15,2	58,7	60,0	59,3	21,5	37,4	172

Выработка 1,36 млрд. кВтч



**ПРИЛОЖЕНИЕ В**

**Водно-энергетический расчёт режима среднегодового года по  
отметкам**

**Таблица Б.1- Водно-энергетический расчёт режима среднегодового года по отметкам**

Мес.	Расход, м <sup>3</sup> /с										Объём водохр., км <sup>3</sup>			УВБ, м			Z <sub>НБ</sub> , м	H <sub>ГЭС</sub> , м	N, МВт
	Q <sub>быт</sub>	Q <sub>ф</sub>	Q <sub>пот</sub>	Q <sub>л+ис</sub>	Q <sub>пол</sub>	Q <sub>ВХК</sub>	Q <sub>хол</sub>	Q <sub>в.хр.</sub>	Q <sub>ГЭС</sub>	Q <sub>НБ</sub>	V <sub>нач</sub>	ΔV	V <sub>кон</sub>	Z <sub>нач</sub>	Z <sub>кон</sub>	Z <sub>ср</sub>			
10	348	5	10	2	331	300	0	5	336	341	15,2	0,0	15,2	60,0	59,9	60,0	21,2	38,4	115
11	199	4	10	2	183	300	0	247	430	434	15,2	0,6	14,5	59,9	58,9	59,4	21,4	37,6	143,8
12	141	3	10	3	125	300	0	401	526	529	14,5	1,0	13,5	58,9	57,1	58,0	21,7	35,9	168,0
1	47	2	10	1	34	300	0	505	539	541	13,5	1,3	12,2	57,1	54,7	55,9	21,8	33,8	162,0
2	42	3	10	1	28	300	0	485	513	516	12,2	1,3	10,9	54,7	52,2	53,4	21,7	31,3	143,0
3	27	4	10	0	13	300	0	289	302	306	10,9	0,8	10,2	52,2	50,6	51,4	21,0	29,9	80
4	24	5	10	0	9	450	0	445	454	459	10,2	1,2	9,0	50,6	47,9	49,2	21,4	27,5	111
5	109	6	10	-9	102	450	0	426	528	534	9,0	1,1	7,9	47,9	45,2	46,6	21,5	24,6	116
6	2259	6	10	1	2242	450	0	-1219	1023	1029	7,9	-3,2	11,1	45,2	52,5	48,9	22,7	25,8	234
7	1805	7	10	2	1786	450	0	-935	851	858	11,1	-2,4	13,5	52,5	57,1	54,8	22,3	32,1	243
8	891	7	10	1	873	450	0	-352	521	528	13,5	-0,9	14,4	57,1	58,7	57,9	21,5	36,0	167
9	839	6	10	2	821	450	0	-306	515	521	14,4	-0,8	15,2	58,7	60,0	59,4	21,5	37,4	172

Выработка 1,36 млрд. кВтч

ДП - 140209.65 - 09079991 ПЗ

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

# ПРИЛОЖЕНИЕ Г

## Универсальная характеристика турбины ПЛ 40а с линиями ограничения

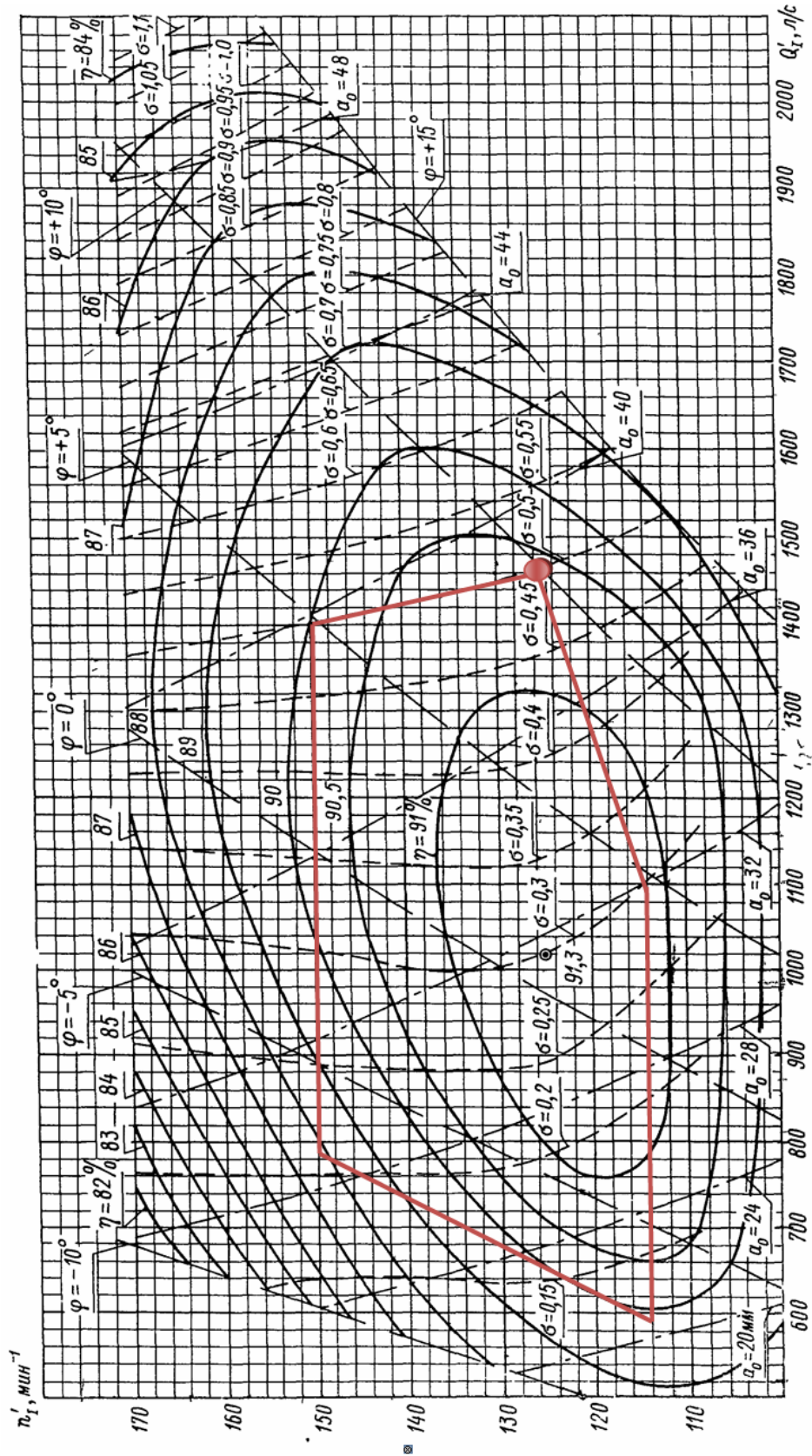


Рисунок Г.1 – Универсальная характеристика турбины ПЛ40 а с линиями ограничения

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись    Дата

ДП - 140209.65 - 09079991 ПЗ

# ПРИЛОЖЕНИЕ Д

## Универсальная характеристика турбины ПЛ 406 с линиями ограничения

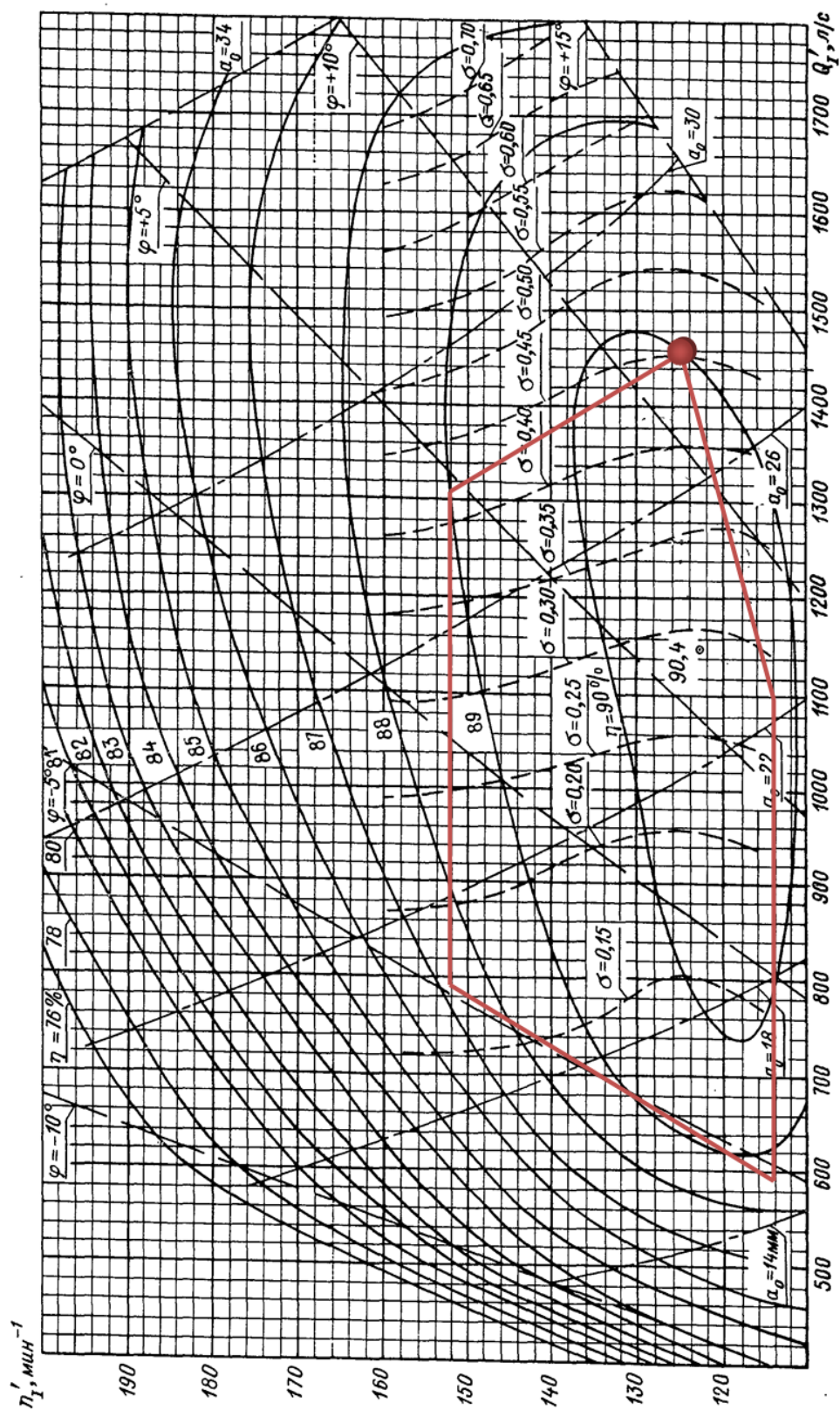


Рисунок Д.1 – Универсальная характеристика турбины ПЛ 406 с линиями ограничения

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись    Дата

ДП - 140209.65 - 09079991 ПЗ

# ПРИЛОЖЕНИЕ Е

## Проточная часть турбины ПЛ 406

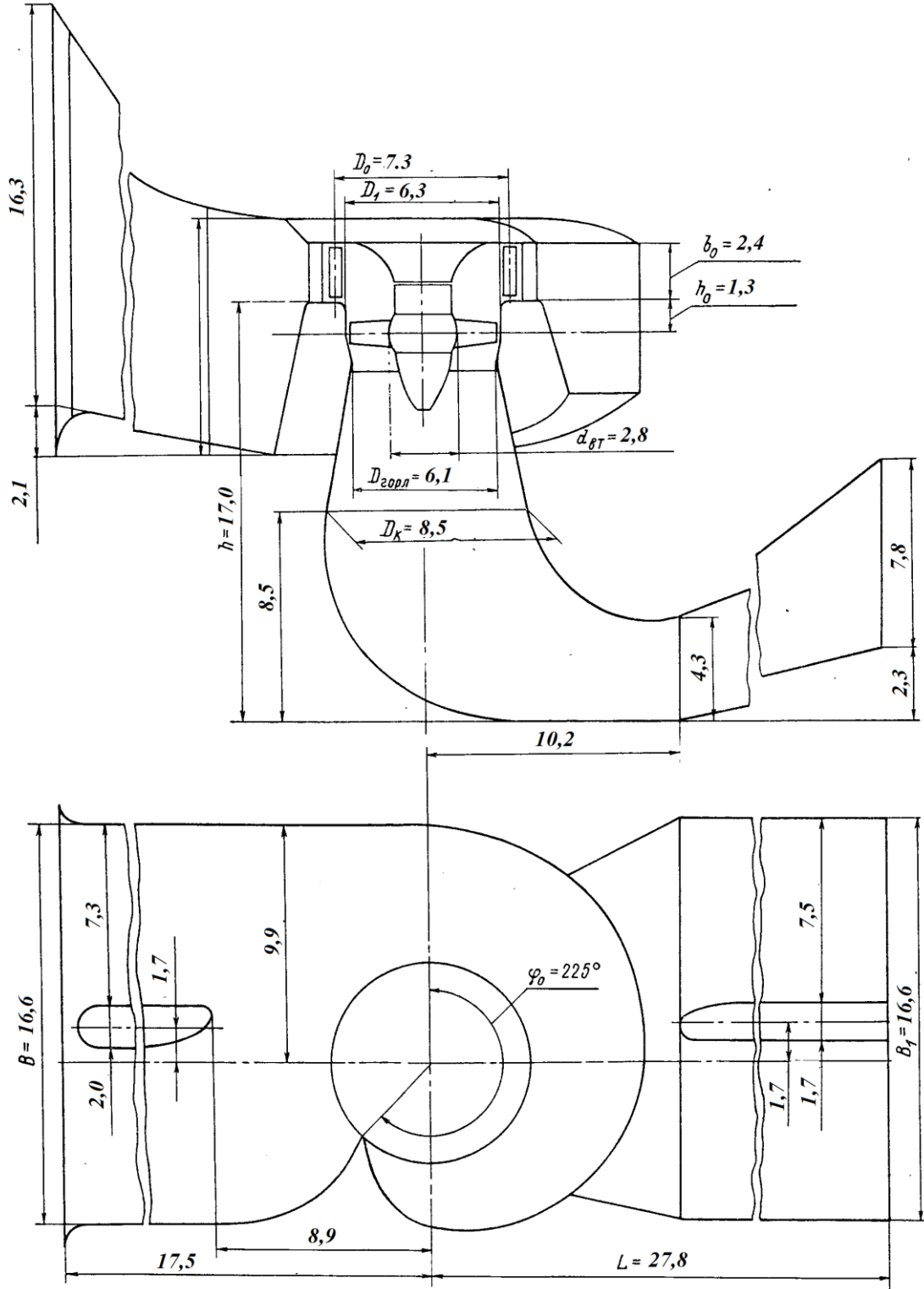


Рисунок Е.1 – Проточная часть турбины ПЛ 406

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ДП - 140209.65 - 0907980 ПЗ

## ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

### Схема к расчету прочности и устойчивости плотины для основного случая

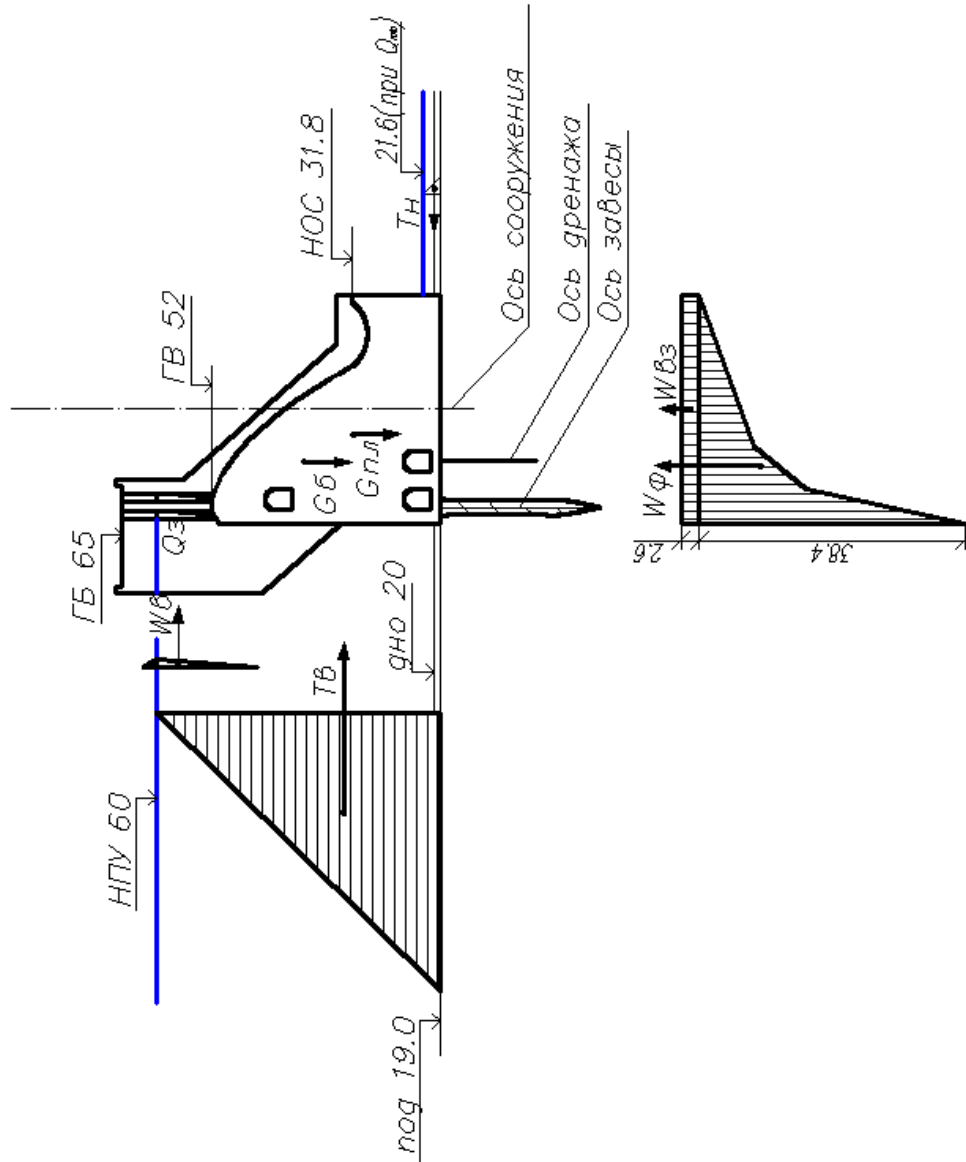


Рисунок Ж.1 – Схема к расчету прочности и устойчивости плотины для основного случая

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ

Лист

152

## ПРИЛОЖЕНИЕ И

### Схема к расчету прочности и устойчивости плотины для поперечного случая

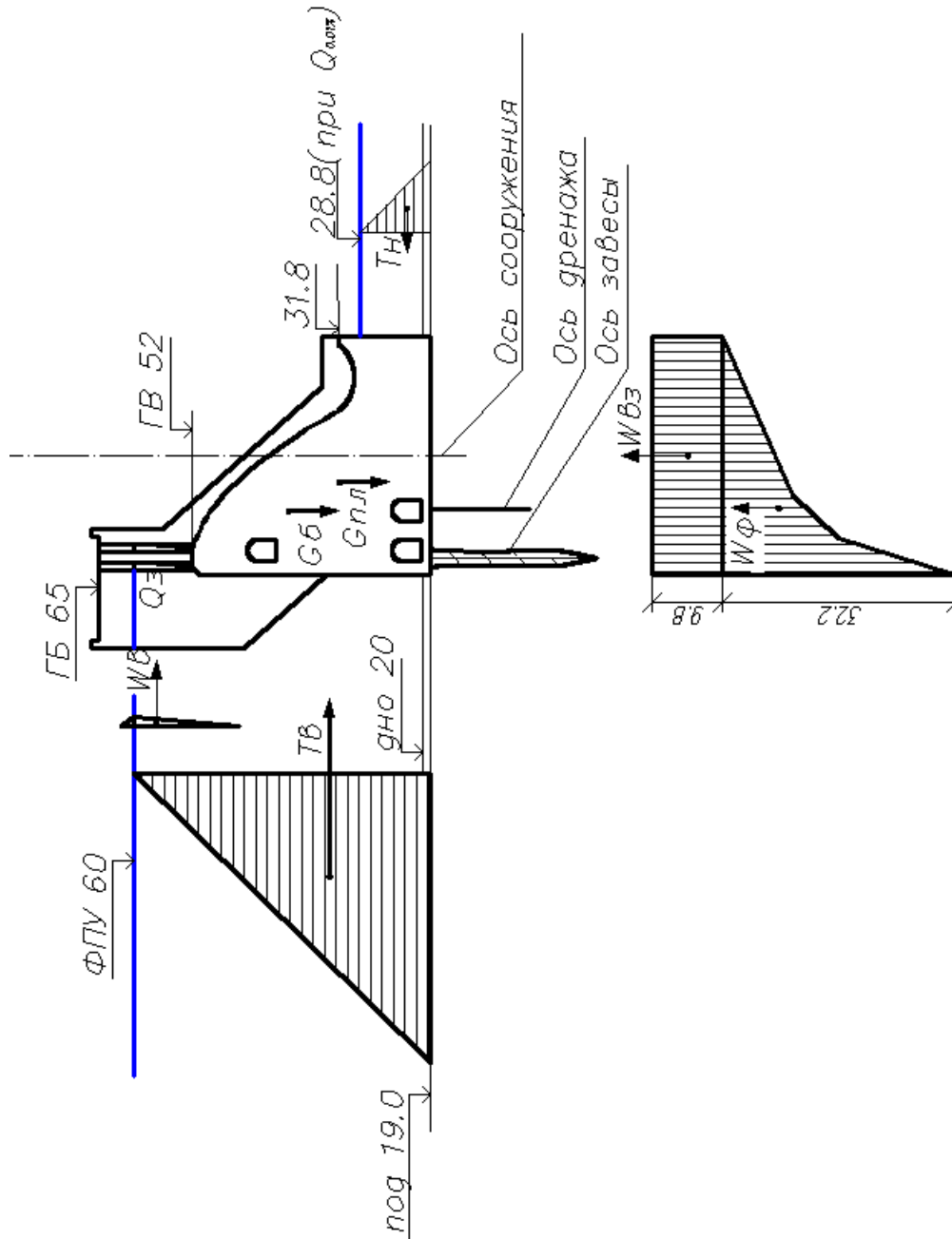


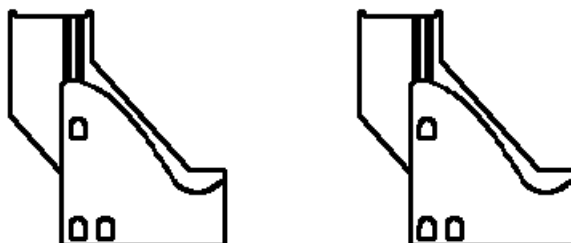
Рисунок И.1 – Схема к расчету прочности и устойчивости плотины для поперечного случая

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

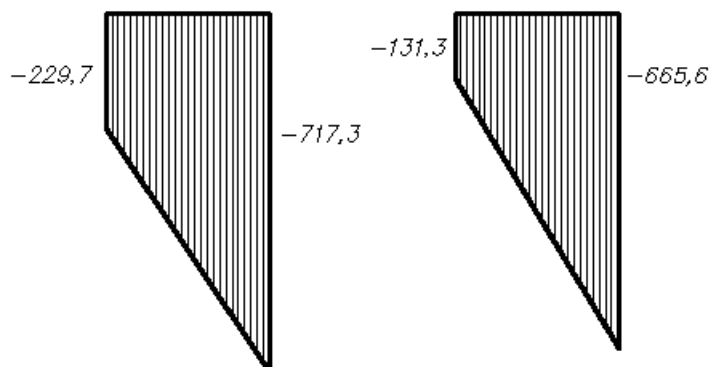
ДП - 140209.65 - 0907991 ПЗ

## ПРИЛОЖЕНИЕ К

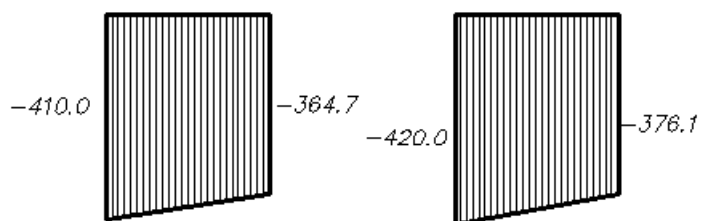
### Напряжения в краевых сечениях



*Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам по контактному сечению*



*Нормальные напряжения по вертикальным площадкам по контактному сечению*



*Касательные напряжения по вертикальным и горизонтальным площадкам*

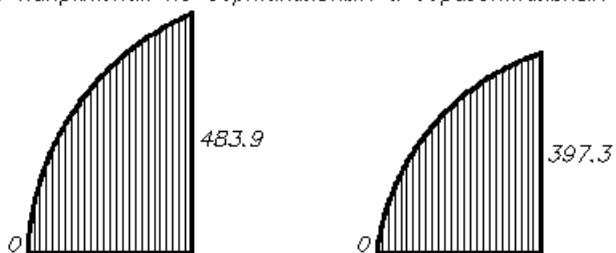


Рисунок К.1 - Напряжения в краевых сечениях





Таблица Л.1 – Состав нижнего уровня АСО КИА

Поз.	Тип КИА	Марка	Технические характеристики
<b>Автоматизация геодезической КИА (ООО «НПК «Фаза»)</b>			
1	Струнные отвесы (автоматизированный контроль плановых смещений)	оптоэлектронные измерители координат ИКСО-40, ИКСО-100	диапазон измерений $\pm 20$ мм, предел допускаемой среднеквадратической погрешности 0,06 мм (для ИКСО-100), 0,032 (ИКСО-40).
2	Гидростатический нивелиро (автоматизированный контроль высотных смещений (осадочных процессов, наклонов))	высотомеры геодезические, микрометрические ОДГН-1	диапазон измерений $\pm 20,5$ мм, предел допускаемой среднеквадратической погрешности до 0,02 мм.
<b>Автоматизация фильтрационной КИА (Завод «Метран»)</b>			
3	Пьезометр давления напорный	модель «Метран 150»	с настраиваемым диапазоном измерений до 6 МПа, предельной допускаемой основной погрешностью 0,075%
4	Пьезометр давления безнапорный погружной	модель «Метран 55»	с диапазоном измерений до 20 м, погрешностью 0,35%
5	Расходомер электромагнитный	модель «Метран 370»	с диапазоном измерений от 0,2 до 43 м <sup>3</sup> /ч, с предельной основной относительной погрешностью до 0,5%
6	Уровнемер радарный	модель Rosemount 5402	с диапазоном измерений от 0,15 до 35 м, с предельной погрешностью до 2 мм
7	Термопреобразователь	модель «Метран 276»	с диапазоном измерений от $-50$ °С до $+50$ °С, погрешностью 0,5%
<b>Автоматизация закладной КИА</b>			
8	Струнные датчики различного типа	комплект аппаратуры семейства «Струна»	

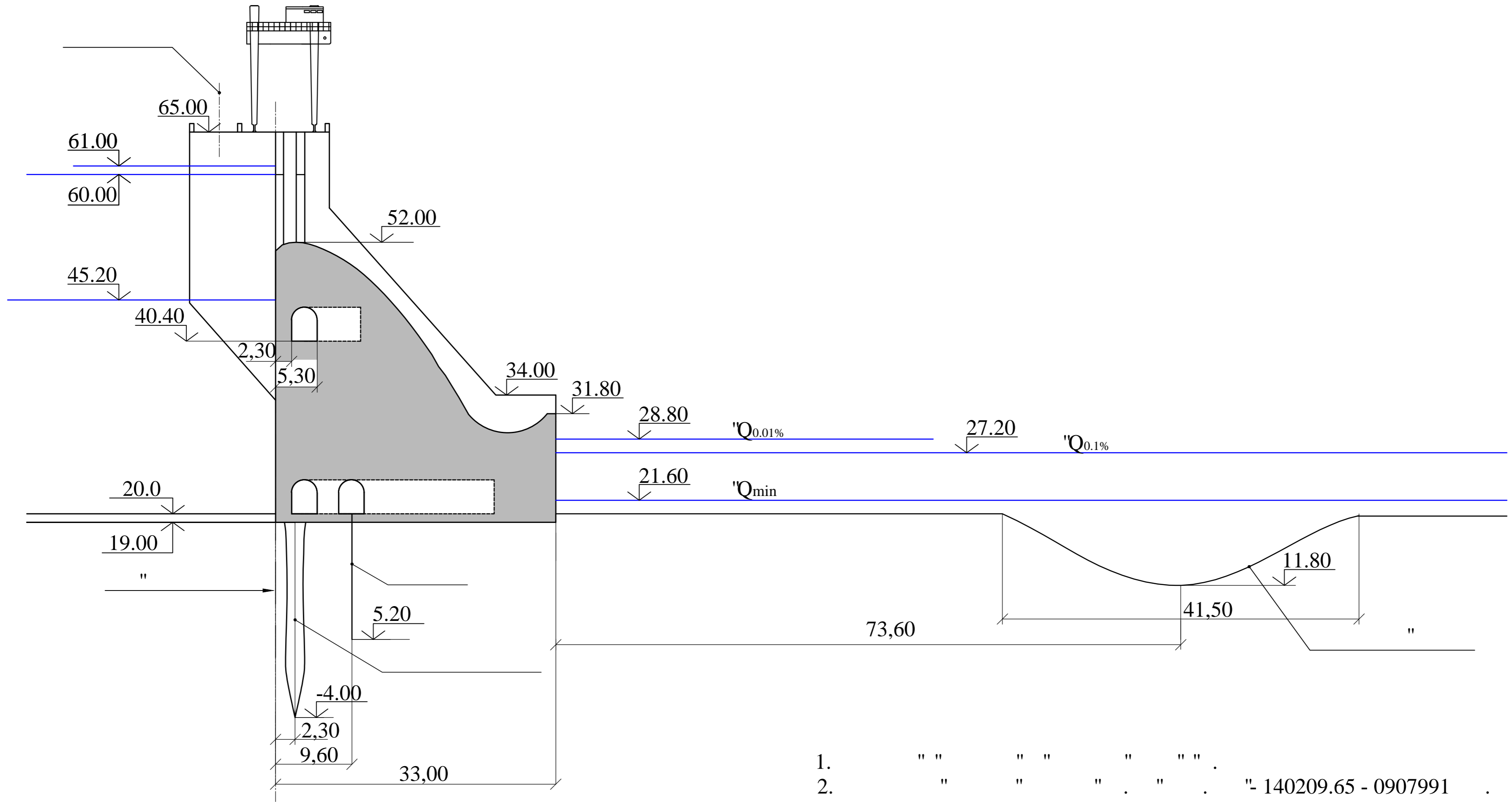
Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подпись	
Дата	

ДП - 140209.65 - 09079991 ПЗ





1:500



1. " " " " " " .
2. " " " " " " . - 140209.65 - 0907991 .

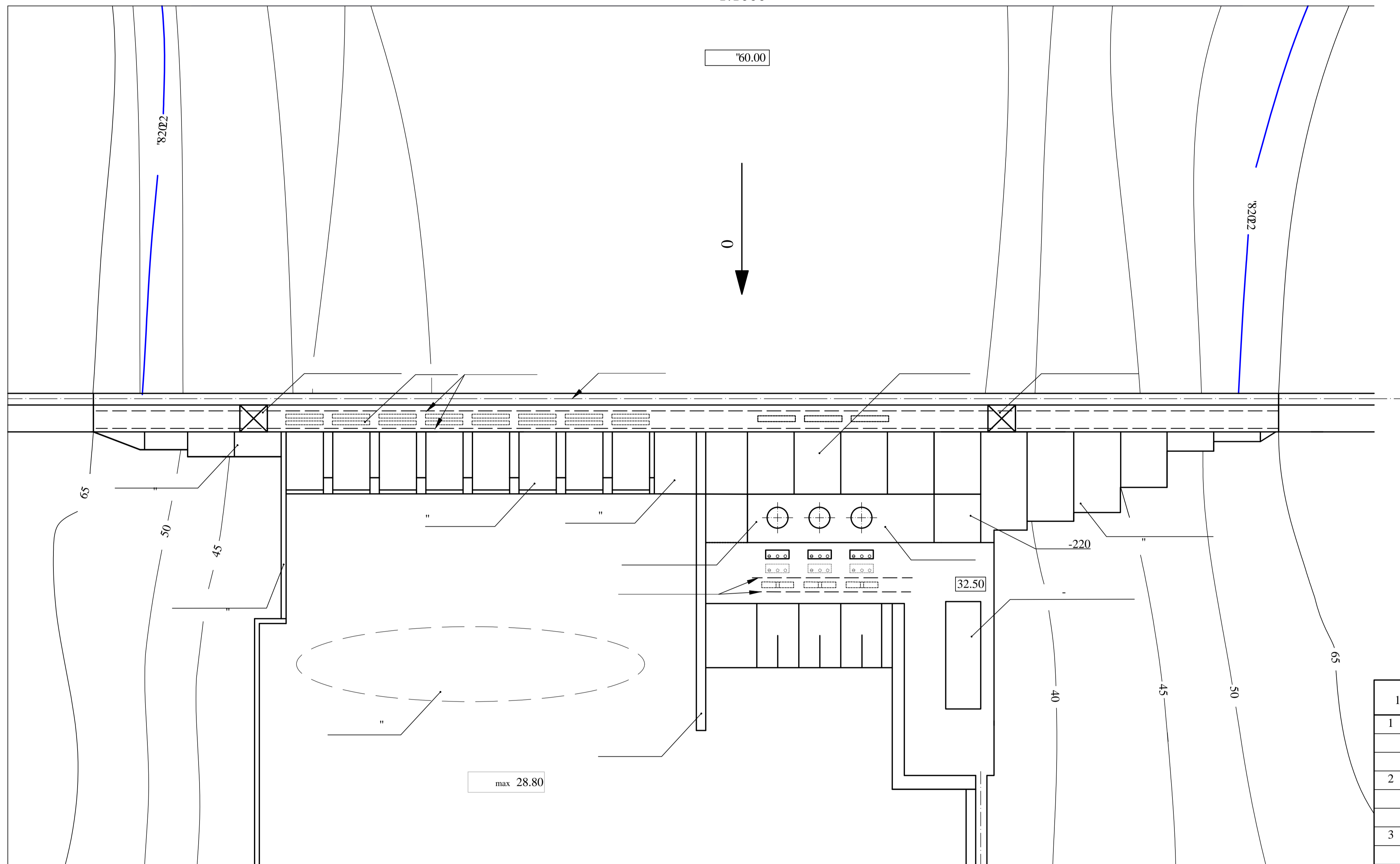
						"- 140209.65 - 0907991 2		
					Кол.уч			
					0			
					0			
					0 0			1 1
					0 0			
					0			" , 2016

Согласовано

Инв. № подл. Подпись и дата

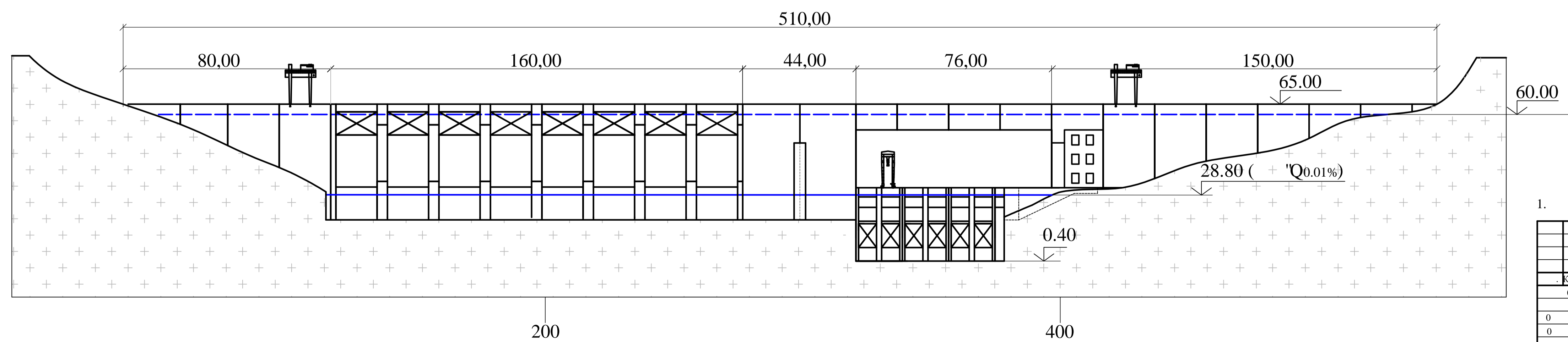
Взам. инв. №

1:1000



1			
1	"/36242; 087"/2; 29; ; 3"	" "	0
		" "	0
2	"/36242; 087"/2; 29; ; 3	3	" "
3	"/36242; 087"/2; 29; ; 3	4	" "
4	"/36242; 087"/2; 29; ; 3	" "	" "
5	"/36242; 087"/2; 29; ; 3	" "	" "

1:1000



1.		" " " " " "		" 140209.65 - 0907991	
Колыч					
0					
0					
0					
0					
0					
				1	1
					, 2016

