


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

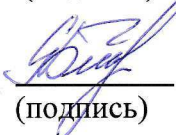
УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
В.Б. Затеев  
(подпись) (инициалы фамилия)  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_ г

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

08.03.01- « Строительство »

**Проектирование Куюсского гидроузла на реке Катунь. Контроль  
состояния элементов подземного контура бетонной плотины на примере  
Куюсской ГЭС**

Руководитель  Инженер Е.Е Алимova  
(подпись) (должность, ученая степень) (инициалы фамилия)

Выпускник  Я.А. Блинов  
(подпись) (инициалы фамилия)

Саяногорск; Черемушки 2018

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Куюсской ГЭС на реке Катунь. Контроль состояния элементов подземного контура бетонной плотины на примере Куюсской ГЭС».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

Затеев 13.06.18  
подпись, дата

Е.Ю. Затеева  
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

Масленникова 13.06.18  
подпись, дата

А.В. Масленникова  
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения  
гидроузла

Затеев 13.06.2018  
подпись, дата

В.Б. Затеев  
инициалы, фамилия

Организация и производство  
гидротехнических работ

Затеев 13.06.2018  
подпись, дата

В.Б. Затеев  
инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

Лапасова 13.06.18  
подпись, дата

В.В. Лапасова  
инициалы, фамилия

Спецвопрос

Алимова 13.06.18  
подпись, дата

Е.Е. Алимова  
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

Чабанова 15.06.18  
подпись, дата

А.А. Чабанова  
инициалы, фамилия

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

## ОТЗЫВ

руководителя Алимовой Е.Е, инженера СМГТС СШГЭС о бакалаврской  
работе «Проектирование Куюсской ГЭС на реке Катунь. Контроль состояния  
элементов подземного контура бетонной плотины на примере Куюсской  
ГЭС»

Блинова Ярослава Андреевича

Бакалаврская работа «Проектирование Куюсской ГЭС на реке Катунь. Контроль состояния элементов подземного контура бетонной плотины на примере Куюсской ГЭС» выполнена в полном объеме в соответствии с выданным заданием. Представлена 115 листах пояснительной записки, 6 чертежах и плакатах. Все части проекта рассмотрены достаточно подробно.

В работе произведен водно-энергетический расчет, разработаны и рассчитаны гидросооружения, основное и вспомогательное гидросиловое оборудование, технология строительства. Разработаны мероприятия по охране труда, противопожарной безопасности и охране природы, а также выполнены технико-экономические расчеты.

Следует отметить, что все принятые в проекте решения соответствуют действующим нормам и правилам, а также стандартам ПАО «РусГидро».

В рамках спец.вопроса был рассмотрен контроль состояния элементов подземного контура бетонной плотины на примере Куюсской ГЭС..

Следует отметить полноту, аккуратность, четкость и последовательность изложения пояснительной записки, хорошее качество графической части.

В процессе работы над дипломным проектом Я.А. Блинов показал хорошие теоретические знания, самостоятельность в выборе технических решений.

Бакалаврская работа «Проектирование Куюсской ГЭС на реке Катунь. Контроль состояния элементов подземного контура бетонной плотины на примере Куюсской ГЭС» заслуживает положительной оценки, а автор работы присвоения квалификации «бакалавр-строитель»

Дата 13.06.18г.

Подпись 

## СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Куюсского гидроузла на реке Катунь.....	4
ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 Общая часть.....	7
1.1 Природные условия.....	7
1.2 Климат.....	7
1.3 Гидрологические данные.....	7
2 Водно –энергетические расчеты.....	8
2.1 Исходные данные.....	8
2.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и среднего по водности года при заданной обеспеченности стока.....	9
2.3 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы.....	12
2.4. Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.....	14
2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы.....	16
2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году.....	18
2.7 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в.....	21
средневодном году.....	21
2.8 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов .	24
2.9 Баланс мощности.....	27
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	29
3.1 Построение режимного поля.....	29
3.1.1 Выбор турбины по главным универсальным характеристикам.....	31
3.1.2 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу	34
3.2 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее безкавитационной работы.....	35
3.2.1 Работа одного агрегата при максимальном напоре и номинальной мощности	35
3.2.2 Работа одного агрегата при расчетном напоре и номинальной мощности.....	36
3.2.3 Работа одного агрегата при минимальном напоре и соответствующей ему мощности на линии ограничения.....	36
3.3 Подбор и контрольный расчет отсасывающей трубы.....	37
3.3.1 Выбор типа и габаритных размеров маслonaпорной установки.....	38
3.3.2 Выбор типа серийного гидрогенератора.....	38
4 Компоновка гидроузла, выбор типа и расчет основных сооружений.....	39
4.1 Определение отметки гребня бетонной плотины.....	39
4.2 Гидравлический расчет.....	43
4.2.1 Определение ширины водосливного фронта.....	43
4.2.2 Определение отметки гребня водослива.....	45
4.2.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае.	46
4.2.4 Построение профиля водоливной плотины.....	48
4.2.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	49
4.2.6 Расчет гашения энергии способом свободно отброшенной струи.....	51
4.3 Определение ширины подошвы плотины.....	54
4.4 Разрезка бетонных плотин швами.....	54
4.5 Быки.....	55
4.7 Дренаж тела бетонных плотин.....	56
4.8 Галереи в теле плотин.....	57
4.9 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины.....	57
4.9.1 Цементационная завеса и дренаж.....	57

4.10	Фильтрационные расчеты подземного контура.....	58
4.10.1	Построение эпюры фильтрационного давления .....	58
4.11	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины.....	60
4.11.1	Определение основных нагрузок, действующих на плотину .....	60
4.11.2	Вес сооружения и затворов .....	61
4.11.3	Сила гидростатического давления воды .....	62
4.11.4	Сила взвешивающего давления на подошву плотины .....	63
4.11.5	Давление грунта.....	64
4.11.6	Волновое давление .....	64
4.12	Оценка прочности плотины .....	66
4.13	Критерии прочности плотины .....	71
4.14	Расчет устойчивости плотины на сдвиг по основанию.....	72
5	Природные условия и исходные данные .....	75
5.1	Компоновка гидроузла и состав сооружений .....	75
5.2	Организация строительства .....	75
5.3.1	Разбивка сооружения на этапы возведения .....	75
5.4	Гидравлические расчеты .....	77
5.4.1	Очередность строительства и пропуск строительных расходов .....	77
5.5	Организация и технология работ по возведению перемычек и КНП.....	79
5.5.1	Пропуск паводков в 3-й год строительства .....	79
5.5.2	Пропуск паводка в 4-й год строительства .....	79
5.6	Организация работ в котловане.....	80
5.6.1	Расчет котлована I очереди .....	80
5.6.2	Осушение котлована I очереди .....	81
5.6.3	Разработка котлована под водосливную плотину.....	82
5.6.4	Расчет котлована II очереди: .....	84
5.6.5	Осушение котлована II очереди.....	84
5.6.6	Разработка котлована под станционную часть плотины, и глухую правобережную плотину и здание ГЭС. ....	85
5.7	Расчет производства бетонных работ по этапам .....	86
5.8	Строительный генеральный план.....	89
5.9	Календарный план .....	90
6	Мероприятия по охране окружающей среды .....	91
6.1	Период строительства .....	91
6.2	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища .....	92
6.3	Период эксплуатации .....	93
6.4	Мероприятия по защите растительного и животного мира.....	93
7	Оценка объемов продаж электроэнергии и расчет расходов на проект .....	95
7.1	Определение объемов генерации производства .....	95
7.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	95
7.3	Налоговые расходы.....	97
7.4	Оценка суммы прибыли .....	98
7.5	Показатели эффективности проекта .....	99
7.6	Анализ чувствительности .....	99
8.	Контроль состояния элементов подземного контура бетонной плотины на примере Куюсской ГЭС .....	102
8.1	Подземный контур сооружения. ....	102
8.2	Контроль состояния подземного контура Куюсской плотины .....	106
8.2.1	Пьезометрическая сеть.....	106
8.2.2	Дренажная сеть .....	109
8.2.3	Дистанционная контрольно - измерительная аппаратура .....	110
8.2.4	Визуальные наблюдения.....	110

8.3 Оценка состояния подземного контура .....	110
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	112
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	113

## Сокращенный паспорт Куюсского гидроузла на реке Катунь

Наименование ГЭС: Куюсская ГЭС на реке Катунь,  
Местонахождение ГЭС Алтайский край,  
Тип проектируемой установки Гидроэлектростанция.

Характерные расходы воды:

- а) среднемноголетний 549 м<sup>3</sup>/с,
- б) всех турбин 997,7 м<sup>3</sup>/с,
- в) максимальный с учетом трансформации паводка обеспеченностью 0,1%, 5449 м<sup>3</sup>/с,

Параметры водохранилища:

- а) характер регулирования стока многолетний;
- б) отметки: НПУ 839 м; УМО 818,70 м;
- в) объемы водохранилища: полный 3 км<sup>3</sup>; полезный 0,93 км<sup>3</sup>.

Напоры ГЭС:

- а) максимальный 48,3 м;
- б) расчетный 37,8 м;
- в) минимальный 30 м;

Энергетические характеристики:

- а) мощность, установленная 262 МВт; гарантированная 174 МВт;
- б) Среднемноголетняя выработка электроэнергии 34,12 млн. кВт.ч;
- в) Число часов использования установленной мощности 6700 час;

Плотины:

- а) гравитационная водосливная материал бетон,
- б) левобережная гравитационная глухая материал бетон;
- в) станционная приплотинная гравитационная материал бетон;
- г) правобережная гравитационная глухая материал бетон,
- д) общая длина 216 м, максимальная высота 61 м.

Водобросные сооружения

- а) тип гашение энергии производится способом отброса струи,
- б) число пролетов 3 отверстия;
- в) общая длина 36 м,

Здание ГЭС:

- а) тип здания приплотинное число агрегатов 3,
- б) размеры: общая длина 60.75 м ширина 24 м.

Основное оборудование:

- а) тип турбины ПЛ150-В,
- б) тип генератора СВ-835/180-36, его мощность 111 МВ·А,
- в) частота вращения 166,7 об/мин,

Технико-экономические показатели:

- а) период окупаемости 5,1 год,
- б) себестоимость энергии 0,15 коп/кВт·ч,
- в) удельные капитальные вложения 97704 руб/кВт



## ВВЕДЕНИЕ

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

Гидростанции – один из самых эффективных источников энергии. Коэффициент полезного действия гидравлических турбин достигает 97%, что существенно выше КПД турбин других типов электростанций.

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

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

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

Все эти преимущества подталкивают к строительству новых гидроэлектростанций.

## **1 Общая часть**

### **1.1 Природные условия**

Катунь является самой крупной рекой, (основной водной артерией) Горного Алтая. Катунь "кадын" в переводе с древнетюркского означает - "хозяйка, госпожа".

Длина её водостока составляет 688 км; площадь водосбора 60,9 тыс. км<sup>2</sup>. В бассейне Катуня насчитывается более 800 ледников общей площадью 625 тыс. км<sup>2</sup>, поэтому ледниковое питание Катуня играет существенную роль. Средний годовой расход воды у населённого пункта Сростки (53 км от устья) 626 м<sup>3</sup>/с.

Вытекает река Катунь из ледника Геблера, горы Белуха который расположен на высоте около 2000 м и заметным потоком устремляется вниз по долине, в этом месте в облик Катуня отчетливо заметна ледниковая обработка. Примерно через два километра в нее впадает река Рассыпная, и отсюда Катунь приобретает вид стремительной полноводной реки, особенно в летнее время, когда начинают интенсивно таять снега и льды ледников.

### **1.2 Климат**

В районе створа проектируемого Куюсского гидроузла климат континентальный, для него характерно сравнительно жаркое лето и морозная зима с устойчивым снежным покровом, сильными ветрами и обилием осадков.

### **1.3 Гидрологические данные**

Среднемесячные расходы воды имеются за 40 лет и колеблются от 1452 м<sup>3</sup>/с (1963-1964гг.) до 812 м<sup>3</sup>/с (1999-2000гг.) Среднемноголетний расход воды в створе ГЭС равен 1066 м<sup>3</sup>/с.

## 2 Водно –энергетические расчеты

### 2.1 Исходные данные

1. Данные по энергосистеме:

1.1. Энергосистема Сибирь по типовым графикам энергосистемы для широты «Центр».

1.2. Годовой максимум нагрузки 35000 МВт.

1.3. Число часов использования установленной мощности 6700 ч.

1.4. Резервы: нагрузочный резерв системы 1,5%, аварийный резерв системы 7%.

2. Координаты кривых связей Куяусского гидроузла.

Координаты кривых расходов Куяусского водохранилища представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Координаты кривой расходов

Zнб	Qлето	Zнб лето	Qзима	Zнб зима
784	0	784	0	784
788	741,00	788	593	788
792	1881	792	1505	792
796	3325	796	2660	796
800	4921	800	3937	800
804	6821	804	5457	804
808	8949	808	7160	808
812	11191	812	8953	812
816	13547	816	10838	816
820	16093	820	12874	820

На рисунке 2.1 изображена кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла.

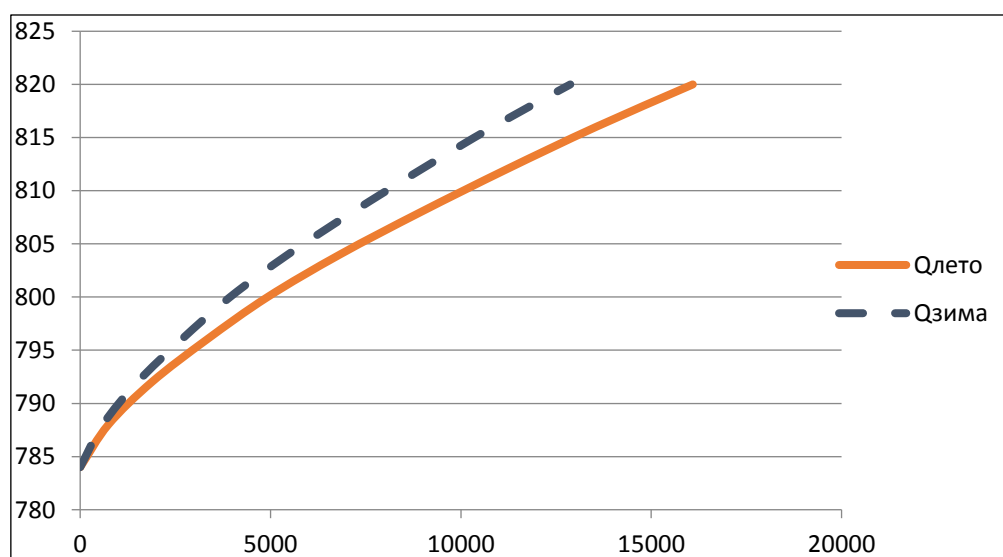


Рисунок 2.1 - График зависимости  $Z_{нб} = f(Q)$

3. Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в НБ 0,88.
4. Коэффициент мощности  $k_N = 8,5$ .
5. Потери напора в водоподводящих сооружениях  $\Delta h=0,83$  м.
6. НПУ гидроузла = 839,00 м.
7. ДНО гидроузла = 784,00 м.
8. Гидрологический ряд среднемесячных расходов воды Катунь в створе Куюсской ГЭС за период 1939-1989 гг. представлен в таблице в приложении А.

## 2.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и среднего по водности года при заданной обеспеченности стока

Гидрологический ряд наблюдений приточности р. Хантайка в створе Холидинской ГЭС за период 1939-1989 гг. представлен в таблице 2.3.

Год делится на два периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). За многоводные принимаются месяцы, в которых расход был больше или равен среднегодовому, остальные месяцы составляют маловодный период. В данном случае половодными принимаются шестой, седьмой, восьмой и девятый месяцы. Расчетные значения обеспеченности маловодного и средневодного года приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Расчетные значения обеспеченности маловодного и средневодного года

№ Ряда	P, %	Среднегодовой		Половодье		Межень	
		Год	Qср.год., м³/с	год	Q, м³/с	год	Q, м³/с
1	2	1961-1962	771	1958-1959	1732	1946-1947	412
2	4	1958-1959	756	1969-1970	1672	1961-1962	330
3	6	1969-1970	738	1961-1962	1654	1941-1942	299
4	8	1946-1947	732	1966-1967	1613	1965-1966	281
5	10	1941-1942	688	1952-1953	1587	1987-1988	274
6	12	1947-1948	675	1947-1948	1558	1969-1970	271
7	14	1966-1967	671	1959-1960	1485	1977-1978	270
8	16	1952-1953	657	1973-1974	1485	1958-1959	268
9	18	1960-1961	646	1941-1942	1466	1988-1989	261
10	20	1959-1960	643	1960-1961	1450	1967-1968	260
11	22	1973-1974	642	1984-1985	1442	1970-1971	244
12	24	1984-1985	631	1971-1972	1389	1960-1961	244
13	25	1988-1989	630	1970-1971	1383	1940-1941	244
14	27	1970-1971	624	1946-1947	1373	1957-1958	236
15	29	1987-1988	604	1988-1989	1368	1947-1948	234
16	31	1956-1957	587	1942-1943	1335	1983-1984	233
17	33	1971-1972	587	1939-1940	1321	1979-1980	233
18	35	1942-1943	581	1956-1957	1308	1976-1977	232
19	37	1977-1978	571	1950-1951	1263	1956-1957	227
20	39	1957-1958	567	1987-1988	1263	1984-1985	226
21	41	1939-1940	564	1954-1955	1244	1985-1986	225
22	43	1985-1986	553	1949-1950	1234	1959-1960	222

Окончание таблицы 2.2

23	45	1983-1984	551	1957-1958	1230	1973-1974	221
24	47	1954-1955	546	1944-1945	1227	1982-1983	211
25	49	1940-1941	539	1985-1986	1211	1942-1943	204
26	51	1944-1945	539	1975-1976	1210	1986-1987	204
27	53	1950-1951	537	1948-1949	1190	1972-1973	203
28	55	1949-1950	536	1983-1984	1187	1966-1967	200
29	57	1979-1980	534	1977-1978	1174	1954-1955	197
30	59	1975-1976	519	1943-1944	1164	1978-1979	195
31	61	1948-1949	516	1979-1980	1138	1944-1945	195
32	63	1943-1944	513	1940-1941	1130	1981-1982	194
33	65	1972-1973	509	1972-1973	1120	1980-1981	193
34	67	1976-1977	501	1980-1981	1109	1955-1956	193
35	69	1980-1981	499	1986-1987	1065	1952-1953	192
36	71	1967-1968	498	1964-1965	1062	1943-1944	187
37	73	1965-1966	496	1976-1977	1040	1949-1950	187
38	75	1986-1987	491	1981-1982	975	1971-1972	186
39	76	1964-1965	458	1967-1968	974	1962-1963	185
40	78	1981-1982	454	1962-1963	965	1939-1940	185
41	80	1962-1963	445	1963-1964	963	1948-1949	179
42	82	1978-1979	443	1953-1954	958	1945-1946	179
43	84	1955-1956	443	1955-1956	941	1950-1951	174
44	86	1963-1964	426	1978-1979	938	1975-1976	174
45	88	1953-1954	423	1965-1966	928	1968-1969	166
46	90	1982-1983	421	1968-1969	904	1974-1975	165
48	94	1945-1946	388	1945-1946	807	1964-1965	157
49	96	1951-1952	361	1951-1952	802	1953-1954	155
50	98	1974-1975	344	1974-1975	702	1951-1952	141

По расчетным обеспеченностям определятся маловодный и средневодный год. За маловодный принимается год со среднегодовой обеспеченностью 90%, т.е. в данном случае принимаем 1956-1957 год.

Для 1956-1957 года:

$$K_m = \frac{Q_m 1967-68}{Q_m 1956-57} = \frac{97}{108} = 1,116 \quad (2.1)$$

$$K_{п} = \frac{Q_{п} 1957-58}{Q_{п} 1956-57} = \frac{1238}{1267} = 0,976 \quad (2.2)$$

За средневодный год принимается год с обеспеченностью 50%, но в данном случае нет конкретного года, поэтому определяем ближайшие годы от расчетной обеспеченности: 1965-1966 и 1966-1967 годы. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. В итоге принимаем год, который имеет коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

Для 1966-1967 года:

$$K_M = \frac{Q_M 1965-66}{Q_M 1966-67} = \frac{117}{99} = 1,183 \quad (2.3)$$

$$K_{II} = \frac{Q_{II} 1967-68}{Q_{II} 1966-67} = \frac{1461}{1545} = 0,946 \quad (2.4)$$

Для 1965-1966 года:

$$K_M = \frac{Q_M 1962-63}{Q_M 1965-66} = \frac{117}{118} = 0,979 \quad (2.5)$$

$$K_{II} = \frac{Q_{II} 1963-64}{Q_{II} 1965-66} = \frac{1482}{1415} = 1,022 \quad (2.6)$$

В качестве расчетного маловодного года принимаем 1965-1966, так как его коэффициенты ближе к единице.

Выбрав окончательно расчетные гидрографы средневодного и маловодного годов, необходимо уточнить годовой сток умножив среднемесячные расходы на вычисленные коэффициенты (таблица 2.3 и 2.4). Для большей наглядности гидрограф маловодного и средневодного года представлен на рисунке 2.2.

Таблица 2.3 - Маловодный год (P=90%) с приведением и без приведения (1953-1954 год):

месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	месяцы
Qi, м3/с	80	78	90	163	1110	1360	787	575	360	220	144	104	Qi, м3/с
Qипр м3/с	86	83	96	174	1076	1318	763	557	385	235	154	111	Qипр м3/с

Таблица 2.4 - Средневодный год (P=50%) с приведением и без приведения (1944-1945 год):

месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	месяцы
Qi, м3/с	87	84	91	213	1045	1791	1326	746	490	300	172	119	Qi, м3/с
Qипр м3/с	86	83	90	210	1093	1873	1387	780	483	296	170	117	Qипр м3/с

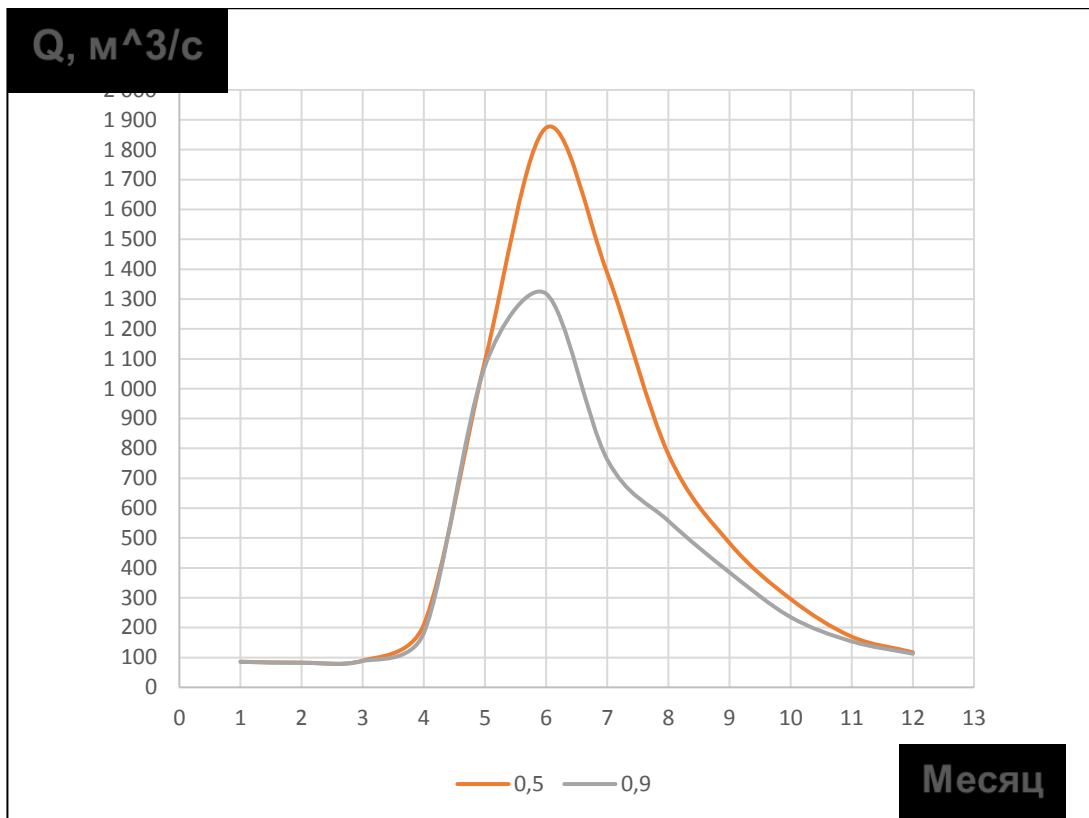


Рисунок 2.2 - Гидрографы маловодного и средневодного года

### 2.3 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

В проекте рассматриваются характерные суточные графики нагрузки для двух периодов: весенне-летнего и осенне-зимнего.

Типичными летними сутками принимаем 10.07.2015, типичными зимними сутками 30.12.2015г. Данные для дальнейших расчетов берутся с сайта системного оператора [1] для заданного района расположения гидроузла: ОЭС Сибирь (таблица 2.5 и 2.6).

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

Таблица 2.5 - Суточные графики нагрузки и ИКН для зимнего периода

Время	Мощность потребления (МВт)	Мощность потребления (ранжированная) (МВт)	$\Delta P_z$ , тыс. МВт
1	25227	25369	757
2	25344	25613	765
3	25751	26234	783
4	26018	27225	813
5	26293	27978	835

## Окончание таблицы 2.5

6	26878	28617	854
7	27250	28962	865
8	27980	28966	865
9	27952	28701	857
10	27769	28530	852
11	27657	28421	848
12	27717	28428	849
13	27880	28664	856
14	28427	29157	870
15	28710	29624	884
16	28772	29710	887
17	28588	29418	878
18	28278	29017	866
19	27884	28432	849
20	27020	27445	819
21	26681	26726	798
22	26341	25873	772
23	25632	25426	759
24	25235	25191	752

Таблица 2.6 - Суточные графики нагрузки и ИКН для летнего периода

Время	Мощность потребления (МВт)	Мощность потребления (ранжированная) (МВт)	ΔРл, МВт
0	17294	17717	529
1	17274	17591	525
2	17276	17877	534
3	17283	18544	554
4	18113	19311	576
5	19108	20165	602
6	20198	20816	621
7	20294	20870	623
8	20315	20784	620
9	20379	20805	621
10	20389	20718	618
11	20691	20882	623
12	20677	20888	624
13	20659	20719	618
14	20637	20645	616
15	20555	20527	613
16	20471	20423	610
17	20640	20607	615
18	20650	20744	619
19	20172	20365	608
20	19607	19599	585
21	26681	26726	798



Окончание таблицы 2.6

22	26341	25873	772
23	25632	25426	759
24	25235	25191	752

## 2.4. Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Максимальная нагрузка энергосистемы для рабочего дня каждого месяца определяется следующим образом и заносится в таблицу 2.7:

$$P_t^{max} = a + (b \cdot \cos|30^\circ \cdot t - 15^\circ|), \quad (2.7)$$

где  $t$  - порядковый номер месяца в году (1- январь, 2- февраль и т. д.);  
 $a, b$  - коэффициенты, для определения которых используются формулы:

$$a = \frac{P_{зима}^{max} + P_{лето}^{max}}{2}, \quad (2.8)$$

$$b = \frac{P_{зима}^{max} - P_{лето}^{max}}{2}. \quad (2.9)$$

Таблица 2.7 - Данные для построения графика годовых графиков максимальных нагрузок энергосистемы Сибирь

Месяц	$(30 \cdot t - 15) \cdot (3,14/180)$	cos	a	b	$P_t, max, \text{МВт}$
1	0,3	1,0	755	132	882,4
2	0,8	0,7			848,3
3	1,3	0,3			789,4
4	1,8	-0,3			721,2
5	2,4	-0,7			662,2
6	2,9	-1,0			628,1
7	3,4	-1,0			628,0
8	3,9	-0,7			661,9
9	4,4	-0,3			720,8
10	5,0	0,3			789,0
11	5,5	0,7			848,0
12	6,0	1,0			882,3

По данным строим график максимальных нагрузок энергосистемы, рисунок 2.3.

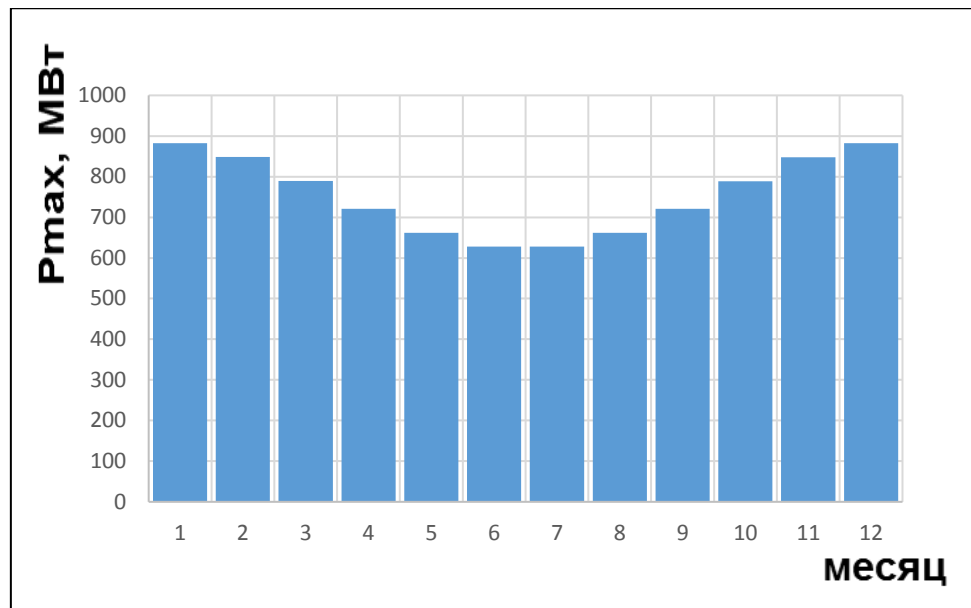


Рисунок 2.3 - График максимальных нагрузок энергосистемы

Средняя нагрузка энергосистемы для рабочего дня каждого месяца вычисляется по формуле и заносится в таблицу 2.8:

$$P_t^{\text{сред}} = a + (b \cdot \cos|30^\circ \cdot t - 15^\circ|), \quad (2.10)$$

где  $t$  - порядковый номер месяца;

$a, b$  – коэффициенты, вычисляются следующим образом:

$$a = \frac{P_{\text{зима}}^{\text{сред}} + P_{\text{лето}}^{\text{сред}}}{2}; \quad (2.11)$$

$$b = \frac{P_{\text{зима}}^{\text{сред}} - P_{\text{лето}}^{\text{сред}}}{2}. \quad (2.12)$$

Таблица 2.8 - Данные для построения годовых графиков среднемесячных нагрузок энергосистемы Сибирь

Месяц	$(30 \cdot t - 15) \cdot (3,14/180)$	cos	a	b	Pt,средн, МВт
1	0,3	1,0	711	120	826
2	0,8	0,7			796
3	1,3	0,3			742
4	1,8	-0,3			680
5	2,4	-0,7			626
6	2,9	-1,0			595
7	3,4	-1,0			595
8	3,9	-0,7			626
9	4,4	-0,3			680
10	5,0	0,3			742
11	5,5	0,7			795
12	6,0	1,0			826

По данным таблицы строим график среднемесячных нагрузок энергосистемы, рисунок 2.4.

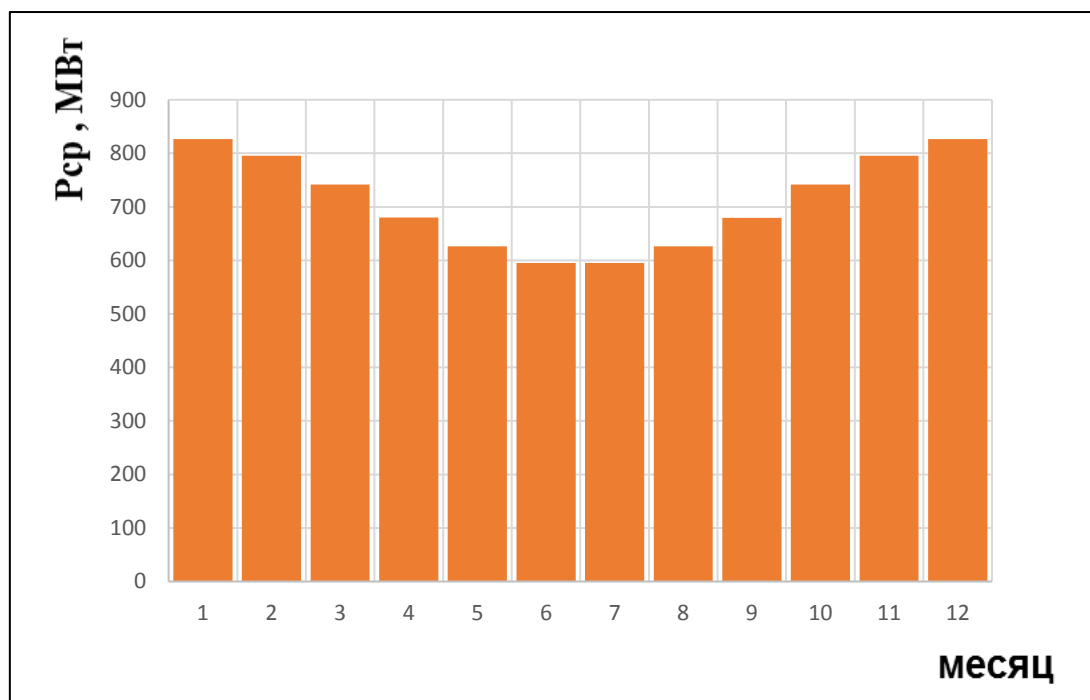


Рисунок 2.4 - График среднемесячных нагрузок энергосистемы

## 2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

Для выбранного расчетного маловодного года (1956-1957) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q^{пр90\%} \cdot H_{ГЭС}^{подв}, \quad (2.13)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности,  $k_N = 8,9$ ;  
 $Q^{пр90\%}$  – полезный бытовой расход расчетного маловодного года;  
 $H_{ГЭС}^{подв}$  – подведенный напор ГЭС;

$$H_{ГЭС}^{подв} = Z_{ВВ} - Z_{НБ}(Q_{НБ}(t)) - \Delta h, \quad (2.14)$$

где  $Z_{ВВ}$  – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке  $\nabla НПУ=415$  м;  
 $Z_{НБ}(Q_{НБ}(t))$  – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривой связи, м;

$\Delta h$  – потери напора в водоподводящих сооружениях,  $\Delta h = 0,83$  м.

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

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{ПОДВ}}, \quad (2.15)$$

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

Результаты расчетов представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 - Режим работы без регулирования с учетом ВХК

месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q90	86	82	88	182	1076	1318	763	557	385	235	154	113
Q <sub>ВХК</sub>	176	176	176	352	352	352	352	352	352	352	176	176
Q <sub>исп</sub>				1	1	1	2	1	1	1		
Q <sub>фильтр</sub>	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Q <sub>лёд</sub>	1	1	1	-2	-7						2	5
Q <sub>ВХК</sub>	176	176	176	352	352	352	352	352	352	352	176	176
Q <sub>пол.быт.</sub>	83	79	85	181	1072	1315	759	554	382	232	150	106
Q <sub>пот</sub>	3	3	3	1	4	3	4	3	3	3	4	7
Z <sub>вб</sub>	839	839	839	839	839	839	839	839	839	839	839	839
Z <sub>нб</sub>	785	785	785	785	790	791	789	788	787	786	785	785
N <sub>полбыт</sub>	379	363	392	822	441	529	322	240	169	104	682	483
месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q <sub>ВХК</sub>	176	176	176	352	352	352	352	352	352	352	176	176
Z <sub>вб</sub>	839	839	839	839	839	839	839	839	839	839	839	839
Z <sub>нб</sub>	785	785	785	786	786	786	786	786	786	786	785	785
N	54	54	54	52	52	52	52	52	52	52	54	54
N <sub>ВХК</sub>	802	802	802	1563	1563	156	156	156	156	156	802	802
Q <sub>ВХК</sub>	176	176	176	352	352	352	352	352	352	352	176	176
N <sub>водо-ВХК</sub>	-42	-44	-41	-74	285	373	166	84	13	-52	-12	-32

Данный расчёт выполняется с целью определения месяцев, в которые ГЭС будет работать на расходах, превышающих требования ВХК.

Также по формуле (2.16) рассчитывается мощность, которую мы можем распределить в месяцы регулирования. Рассчитав разность между суммарной бытовой мощностью и суммарной мощностью ВХК, можем судить о количестве «лишней» воды:

$$\sum N_{\text{быт}} - N_{\text{ВХК}} = 211 \text{ МВт}. \quad (2.16)$$

Необходимо распределить получившуюся мощность таким образом, чтобы в каждый месяц мощность была бы не меньше мощности ВХК, данные сведены в таблицу (2.10) и для наглядности представлены на рисунке 2.5.

Таблица 2.10 - Данные для построение баланса энергии

t, мес.	Рср, МВт	Nбыт, МВт	Nвхк, МВт
1	746	42	38
2	715	44	36
3	662	41	39
4	524	74	82
5	182	288	156
6	65	374	156
7	273	166	156
8	385	85	156
9	511	13	156
10	586	51	105
11	715	12	68
12	746	32	48

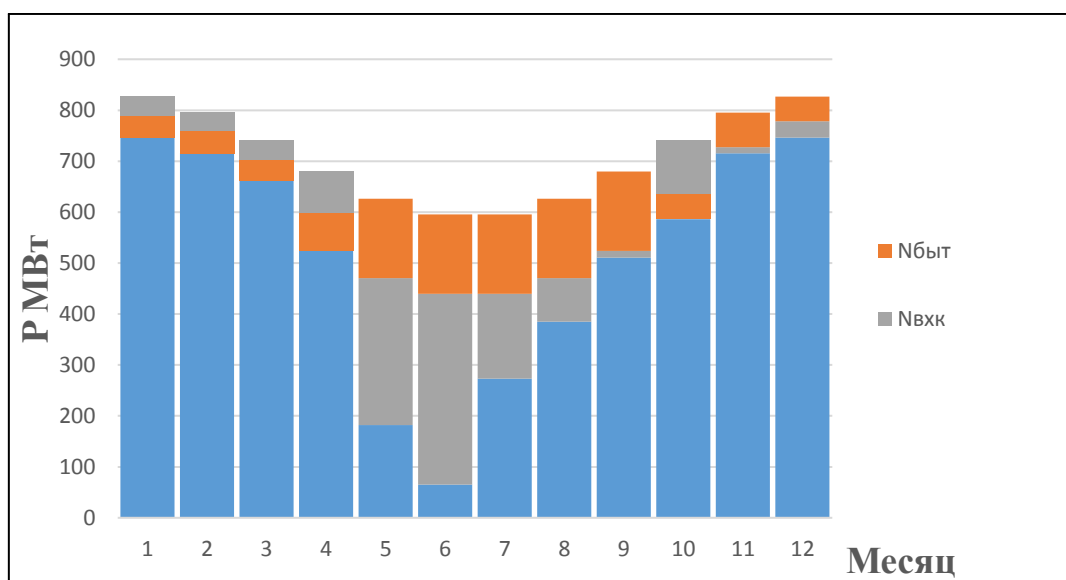


Рисунок 2.5 - Баланс энергии для проектируемой ГЭС, с учётом перераспределения бытовых мощностей

## 2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

Данный расчет сводится к определению периода и глубины сработки водохранилища в расчетный маловодный год.

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен  $V_{НПУ} = 55$  м. Месяцем, в который начинается сработка водохранилища принимается первый после половодья, в котором мощность ВХК превышает мощность проектируемой ГЭС по водотoku, в рассматриваемом случае это октябрь.

Регулирование мощности осуществляется регулированием расхода ГЭС. Уровни верхнего и нижнего бьефа определяются с помощью кривых связей, изображенных на рисунке 2.1.

На рисунке 2.6 представлен график сработки и накопления водохранилища проектируемой ГЭС в маловодном году  
Результаты расчетов представлены в таблицу 2.11.

Таблица 2.11 - Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году

Месяц	Q		Q хол	Q вод	Q ГЭС	Q ВКХ	Q НБ	Vнач	Vкон	(Zвб)нач	(Zвб)кон	(Zвб)сред	Zнб	H	НГЭС	Nгар
	пол	Q ф														
Октябрь	232	1	0	119	351	352	352	9,40	9,09	834,00	832,97	833,48	786,44	46,49	138,7	по ВКХ
Ноябрь	150	1	0	305	455	176	456	9,09	8,30	832,97	831,25	832,11	786,52	45,04	174,2	174
Декабрь	106	1	0	452	558	176	559	8,30	7,13	831,25	829,88	830,57	787,01	43,00	204,0	204
Январь	83	1	0	502	585	176	586	7,13	5,83	829,88	827,59	828,74	787,14	41,05	204,1	204
Февраль	79	1	0	456	535	176	536	5,83	4,65	827,59	823,83	825,71	786,90	38,26	174,0	174
Март	85	1	0	329	414	176	415	4,65	3,79	823,83	820,49	822,16	786,31	35,30	124,2	124
Апрель	181	1	0	170	351	352	352	3,79	3,35	820,49	818,70	819,59	786,44	32,61	97,3	по ВКХ
Май	1080	1	0	-729	351	352	352	3,35	5,24	818,70	825,91	822,30	786,44	35,32	105,4	по ВКХ
Июнь	1315	1	0	-964	351	352	352	5,24	7,74	825,91	830,55	828,23	786,44	41,24	123,0	по ВКХ
Июль	759	1	0	-408	351	352	352	7,74	8,80	830,55	832,19	831,37	786,44	44,38	132,4	по ВКХ
Август	554	1	0	-203	351	352	352	8,80	9,32	832,19	833,73	832,96	786,44	45,97	137,2	по ВКХ
Сентябрь	382	1	0	-29	353	352	354	9,32	9,40	833,73	834,00	833,86	786,45	46,86	140,6	по ВКХ

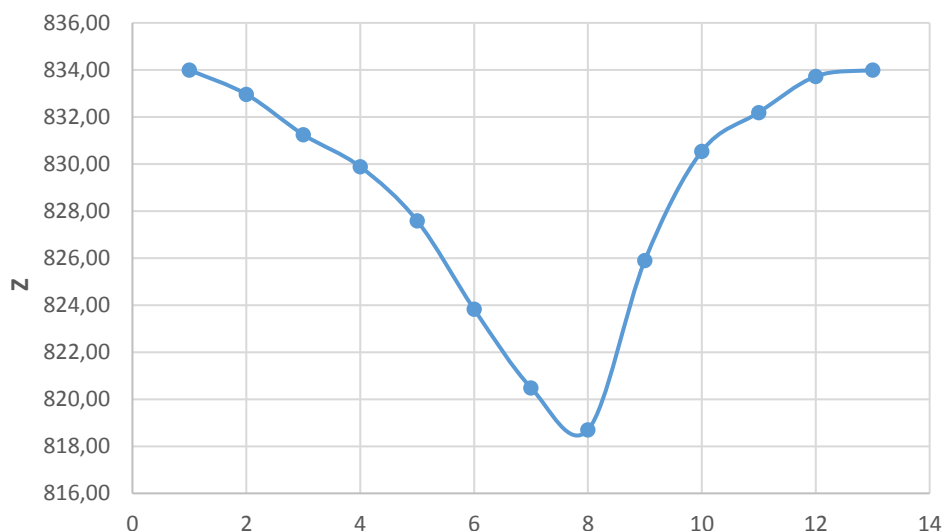


Рисунок 2.6 - График сработки и накопления водохранилища проектируемой ГЭС в маловодном году

## 2.7 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году

Водно-энергетический расчет в среднем по водности году производится аналогично расчету в маловодном году и представлен в таблице 2.11 и на рисунке 2.7.

Таблица 2.12 – Сработка и наполнения водохранилища в средневодном году мною был рассмотрен режим наполнения водохранилища режим по отметкам в период наполнения в маловодном году.

По данному режиму была рассчитана выработка ГЭС за период от начала наполнения до начала сработки.



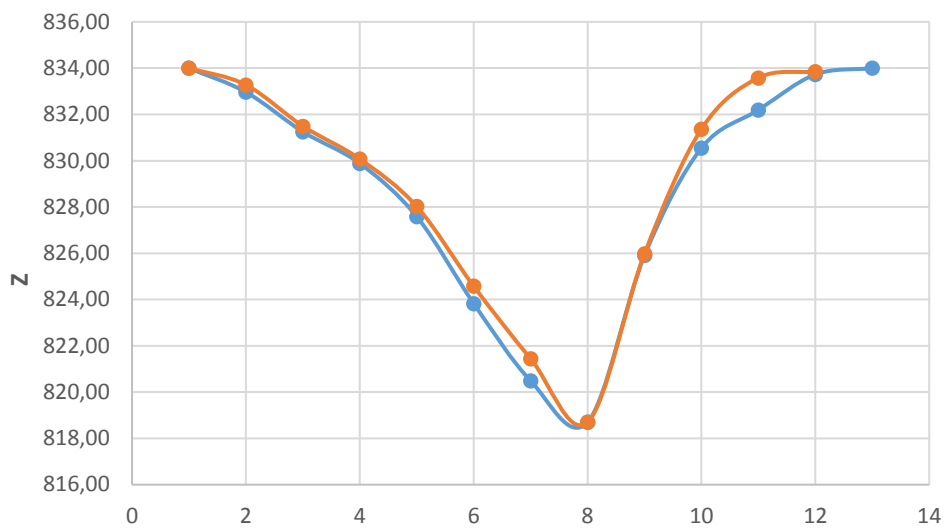


Рисунок 2.7 - График сработки и заполнения водохранилища проектируемой ГЭС в средневодном году

Таблица 2.12 - Режим работы проектируемой ГЭС в средневодном году

Месяц	Q пол	Q ф	Q хол	Q вод	Q ГЭС	Q ВКХ	Q НБ	Vнач	Vкон	(Zвб)нач	(Zвб)кон	(Zвб)сред	Zнб	H	НГЭС	Нгар	Э
Октябрь	293	1	0	80	373	352	374	9,40	9,19	834,00	833,28	833,64	786,57	46,52	147,5	по ВХК	395,0
Ноябрь	166	1	0	286	452	176	453	9,19	8,45	833,28	831,49	832,39	786,50	45,33	174,2	174	451,5
Декабрь	110	1	0	445	555	176	556	8,45	7,30	831,49	830,07	830,78	787,00	43,24	204,0	204	546,3
Январь	83	1	0	497	580	176	581	7,30	6,01	830,07	828,02	829,05	787,12	41,38	204,0	204	546,4
Февраль	80	1	0	447	527	176	528	6,01	4,85	828,02	824,58	826,30	786,87	38,89	174,2	174	421,4
Март	87	1	0	316	403	176	404	4,85	4,03	824,58	821,45	823,01	786,26	36,20	124,0	124	332,2
Апрель	209	1	0	262	471	352	472	4,03	3,35	821,45	818,70	820,07	787,16	32,36	129,6	по ВХК	335,8
Май	1089	1	0	-738	351	352	352	3,35	5,27	818,70	825,98	822,34	786,44	35,35	105,5	по ВХК	282,5
Июнь	1870	1	0	-1200	670	352	671	5,27	8,38	825,98	831,37	828,68	788,27	39,85	227,0	по ВХК	588,3
Июль	1383	1	300	-650	433	352	434	8,38	9,28	831,37	833,58	832,47	786,93	44,99	165,6	по ВХК	443,5
Август	777	1	30	-60	687	352	688	9,28	9,36	833,58	833,86	833,72	788,36	44,81	261,6	по ВХК	700,8
Сентябрь	480	1	115	-130	235	352	236	9,36	9,40	833,86	834,00	833,93	785,70	47,68	95,2	по ВХК	246,8

## **2.8 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов**

На интегральной кривой нагрузки определяется место работы существующих электростанций: и проектируемой Куюсской ГЭС. Проектируемая станция вписывается в график суточных нагрузок.

Для наглядности график нагрузки и ИКН зимних и летних суток представлен на рисунках 2.8 и 2.9.

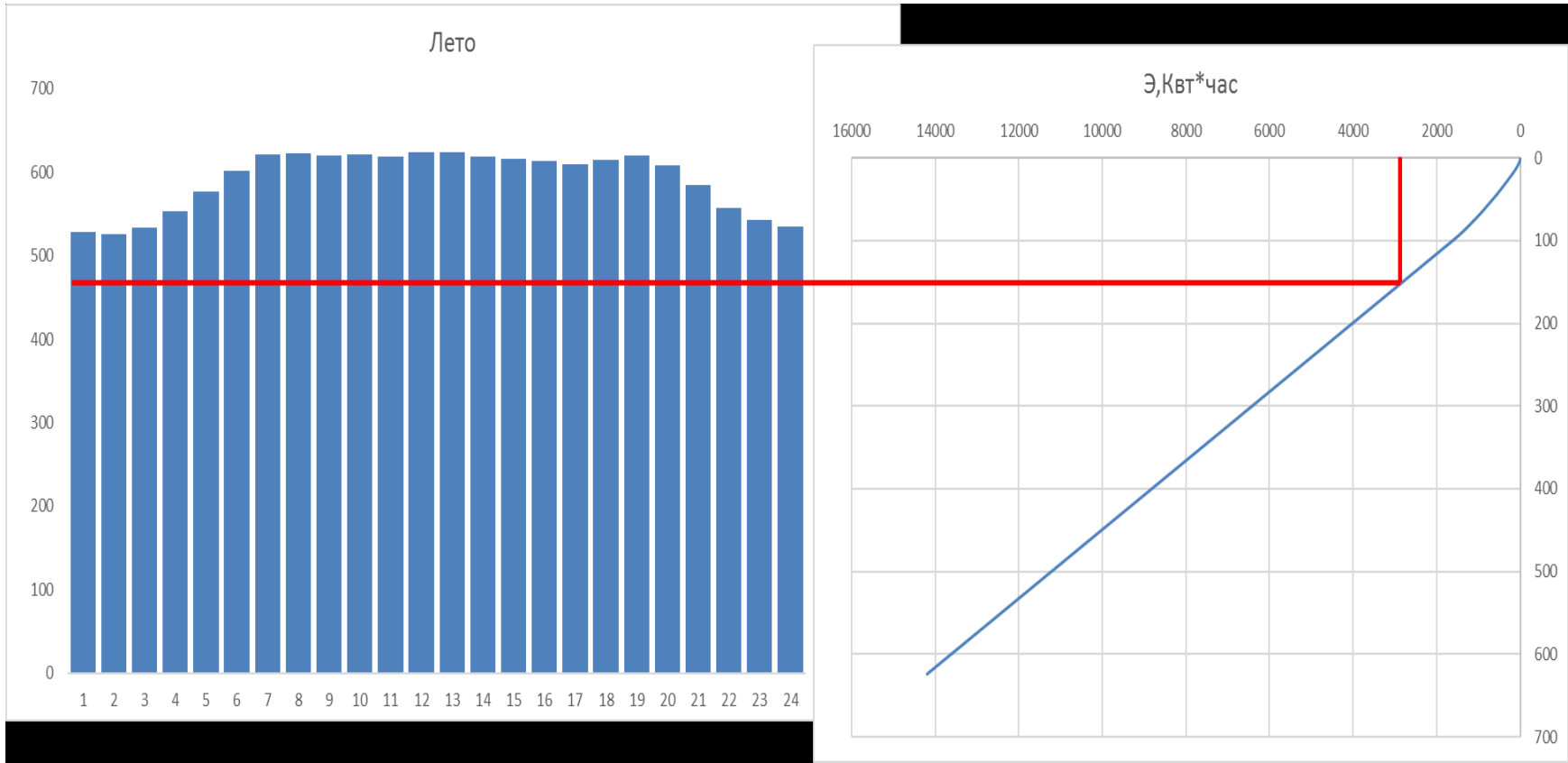


Рисунок 2.8 - График нагрузки и ИКН летних суток

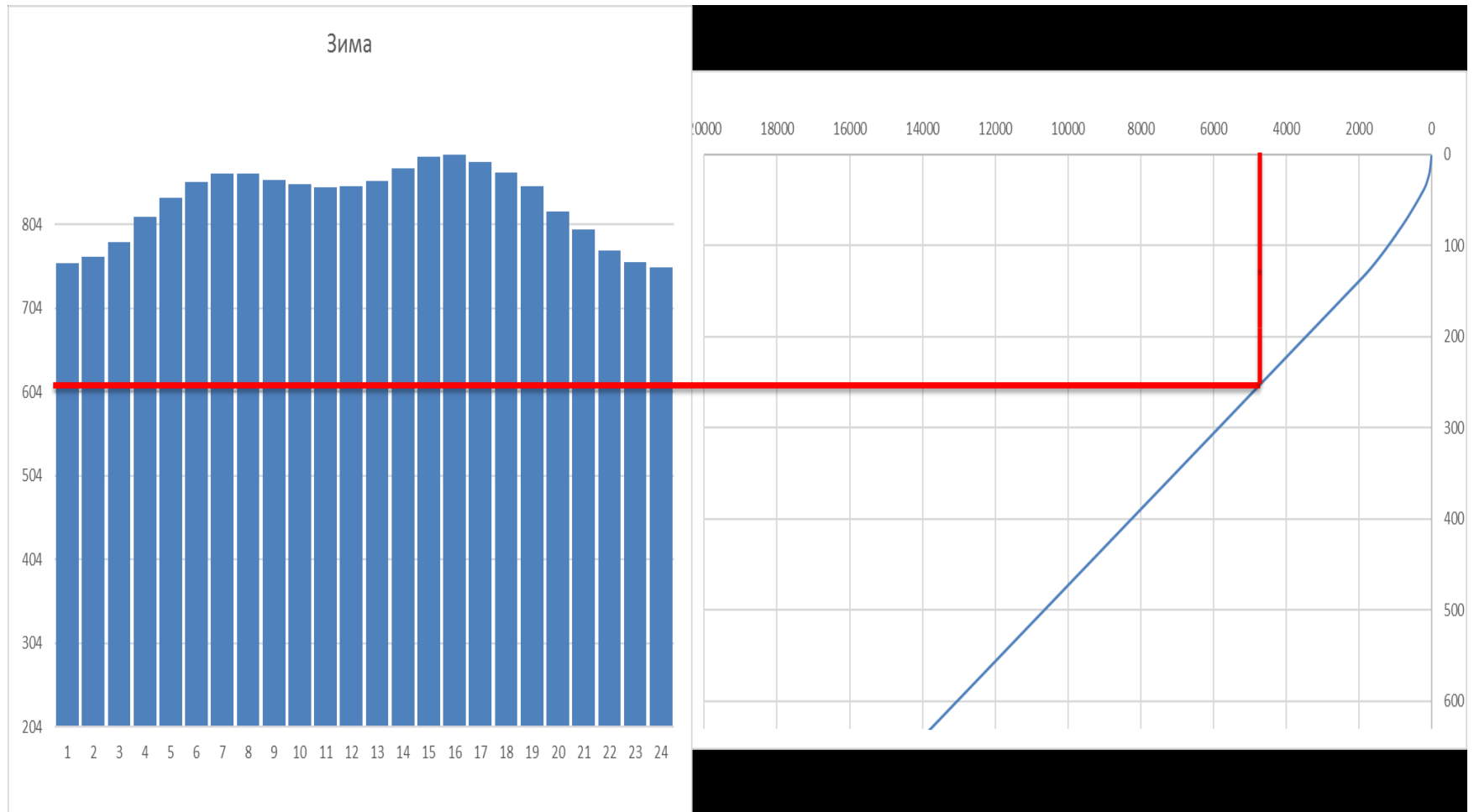


Рисунок 2.9 - График нагрузки и ИКН зимних суток

## 2.9 Баланс мощности

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв энергосистемы равен 2,5%  $P_i^{max}$ , аварийный резерв составляет 7 % от  $P_i^{max}$ . Нагрузочный резерв расположен на существующих ГЭС. Аварийный будет размещен как на ГЭС, так и на ТЭС. Установленную мощность ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{раб.}^{ГЭС} + N_{рез.}^{ГЭС} \quad (2.20)$$

Установленная мощность проектируемой ГЭС равна:  $N_{уст.}^{ГЭС} = 262$  МВт.  
Установленную мощность ТЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ТЭС} = N_{раб.}^{ТЭС} + N_{а.р.}^{ТЭС} + N_{н.р.}^{ТЭС} \quad (2.21)$$

Планирование капитальных ремонтов оборудования энергосистемы производится с учетом технико-экономических особенностей. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность.

Расчеты сведены в таблицу 2.13.

Баланс мощности и энергии представлен на рисунке 2.10.

Таблица 2.13 - Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Рмакс	Нпр.гэс	Нагр.рез		Нтэс	Ав.рез	Ремонт Гэс
882	250	13	0	632	71	0
848	232	12	0	632	68	0
789	214	11	0	575	63	50
721	196	10	0	525	58	0
662	178	9	60	484	53	0
628	160	8	95	468	50	0
628	160	8	95	468	50	0
662	178	9	60	484	53	0
721	196	10	0	525	58	90
789	214	11	0	632	63	0
848	232	12	0	632	68	0
882	250	13	0	632	71	0

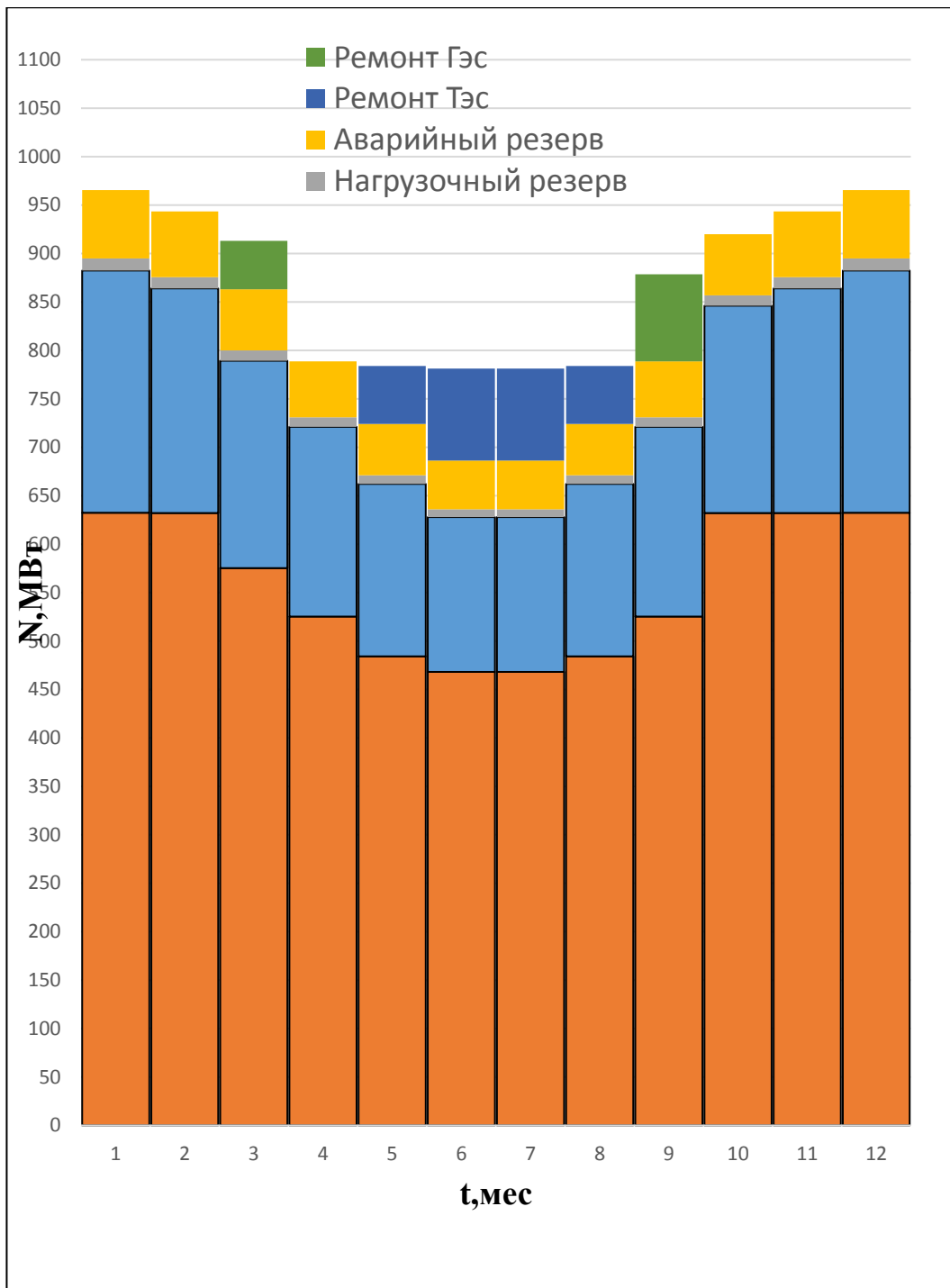


Рисунок 2.10 - Баланс мощности и энергии в маловодном году

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Построение режимного поля

Необходимо определить область допустимой работы проектируемой Куюсской ГЭС, для этого строится режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов.

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = \nabla ВБ - z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h_{вс}, \quad (3.1)$$

где  $\nabla ВБ$  - отметка уровня воды в верхнем бьефе;

$z_{нб}(Q_{нб})$  - отметка уровня воды в НБ в зависимости от расхода;

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

Ограничения работы турбин:

- ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое:

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

где  $k_N$  - коэффициент мощности ( $k_N = 8,9$ ).

- ограничение по пропускной способности ГЭС:

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

где  $H_p$  - расчетный по мощности напор. Определяется в точке пересечения линий ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчетного напора;

$Q_{ГЭС}^{max}$  - максимальная пропускная способность ГЭС.

- ограничения по минимальному расходу  $Q_{min} = Q_{ВХК} = 176 \text{ м}^3/\text{с}$ .

По полученным значениям строится режимное поле с учетом ограничений по минимальному расходу, мощности и пропускной способности, из которого определяем диапазон изменения напоров и расходов. Результаты расчета приведены в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля Куюсского

Кривая связи		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
					Н	Q	Н	Q
Qнб	Zнб	Ннпу	Нумо	Нвб	Н	Q	Н	Q
0	784,1	49,4	34,1	41,7	46,0	663,5	30,0	719,8



Окончание таблицы 3.1

100	784,6	48,8	33,5	41,2	44,0	693,7	30,0	719,8
200	785,2	48,3	33,0	40,6	42,0	726,7	30,0	719,8
300	785,7	47,7	32,4	40,1	40,0	763,1	30,0	719,8
400	786,2	47,2	31,9	39,6	38,0	803,2	30,0	719,8
500	786,7	46,7	31,4	39,1	38,0	803,2	38,0	810,1
600	787,2	46,2	30,9	38,6	38,0	803,2	38,0	810,1
700	787,7	45,8	30,5	38,1	38,0	803,2	38,0	810,1
800	788,1	45,3	30,0	37,7	38,0	803,2	38,0	810,1
900	788,5	44,9	29,6	37,3	28,0	1090,1	38,0	810,1
1000	788,9	44,5	29,2	36,9	26,0	1174,0	38,0	810,1
1100	789,3	44,1	28,8	36,5	24,0	1271,8	38,0	810,1
1200	789,7	43,7	28,4	36,1	22,0	1387,4	38,0	810,1

По полученным значениям построено режимное поле с учетом ограничений по мощности и пропускной способности. Оно отображено на рисунке 3.1.

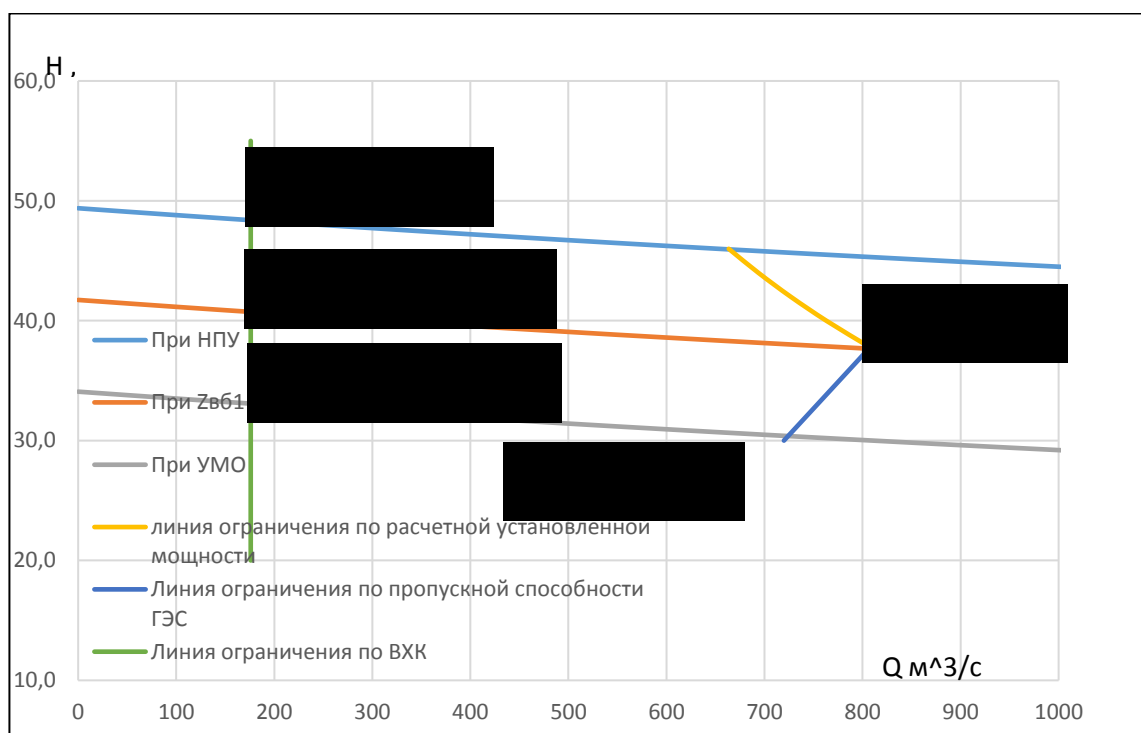


Рисунок 3.1 – Режимное поле Куюского гидроузла

Из построенного режимного поля определяем:

- максимальный напор  $H_{\text{max}} = 48,3$  м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу  $Q_{\text{min}} = Q_{\text{вхк}} = 150 \text{ м}^3/\text{с}$ ;

- расчётный напор  $H_{расч} = 37,8$  м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

- минимальный напор  $H_{min} = 30,0$  м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

### 3.1.1 Выбор турбины по главным универсальным характеристикам

Гидротурбины выбираем, исходя из величины максимального напора на станции и отношения минимального к предельному напору турбины.

Данный диапазон напоров соответствует ПЛ 50-В со следующими параметрами представленными в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		Турбина ПЛ50-В
Максимальный напор	$H_{пред}$	50
Диапазон регулирования	$H_{min}/H_{max}$	0,50
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{10}$ , мин-1	116
Оптимальный КПД модели	$\eta_{мо}$	0,916
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1max}$ , л/с	1520
Коэффициент кавитации	$\sigma$ при $Q'_{1max}$	0,56
Приведенный диаметр РК	$D'_{1м}$ , м	0,460
Напор модельной турбины	$H_{м}$ , м	12
Коэффициент вязкости	$\nu_{мод}$	0,96

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполняем расчет для ряда диаметров для каждого типа турбин.

КПД натурной турбины:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_P^N}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_H}{\nu_M}} \right), \quad (3.4)$$

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

$D_1, H_P^N$  - диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$\nu_H, \nu_M$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды;

$\varepsilon$  - коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям.

Мощность одного агрегата:

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

где  $Q'_{1p}$  - приведенный расход в расчетной точке;

$\eta_r^{cp}$  – средний КПД генератора (принимаем  $\eta_r^{cp} = 0,91$ ).

Число установленных на ГЭС агрегатов:

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

где  $N_{ГЭС}^{уст}$  – расчетная установленная мощность ( $N_{ГЭС}^{уст} = 262$  МВт).

Расчетное число агрегатов  $Z'_a$  округляем в большую сторону  $Z_a$ .

Рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной.

После чего уточняется мощность агрегата:

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

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{1p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.8)$$

где  $n'_{1p}$  - приведенная частота вращения модельной гидротурбины в расчетной точке (таблица 3.2);

$\Delta$ - поправка на приведенную частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины и КПД модели расчетной точке.

По полученной синхронной частоте вращения принимаем ближайшее большее стандартное значение по стандартному ряду.

Для выбранного диаметра турбины и стандартного значения синхронной частоты вращения необходимо нанести на главную универсальную характеристику линии приведенной частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины  $N_{max}$ ,  $N_p$ ,  $N_{min}$ , предварительно вычислив три значения приведенной частоты вращения:

$$n'_1 = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.9)$$

где  $n_c$  – стандартное значение синхронной частоты вращения;

$H$ - напор на станции, соответствует  $N_{max}$ ,  $N_p$ ,  $N_{min}$ .

Произведение приведенного расхода в расчетной точке на КПД:

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

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии  $n'_{Ip}$ , чтобы произведение  $Q'_I \cdot \eta_T$  в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства. Необходимо сделать перерасчет режимного поля на координаты универсальной характеристики.

$$Q'_I = \frac{Q_{\min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.11)$$

где  $Q_{\min}$  - минимальный расход через станцию.

Правая граница пересчитанного режимного поля состоит из двух линий. Верхняя линия проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата. Нижняя линия строится по формуле (3.10), подстановкой в формулу максимального напора.

Все расчеты для выбранной турбины сведены в таблицу 3.3 для ПЛ 50-В.

Таблица 3.3–Результат расчета параметров оборудования для различных значений  $D1$  гидротурбины ПЛ 50-В

ПЛ50-В						
D1	2,8	3,15	3,55	4	4,5	6
кпд нат	0,89	0,89	0,89	0,90	0,90	0,90
N*	23659,02	29970,29	38099,26	48413,25	61325,89	109248,79
	11,10	8,76	6,89	5,42	4,28	2,40
z	11,00	9,00	7,00	5,00	4,00	2,00
N	23863,64	29166,66	37500	52500	87500	131250
$\Delta 1$	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
nc1'	279,46	248,52	220,61	195,88	156,83	130,78
nc1	300,00	250,00	230,80	200,00	166,70	136,40
n'min	118,70	111,20	115,70	112,90	105,80	115,30
n'p	134,20	125,70	130,80	127,60	119,60	130,40
n'max	150,60	141,10	146,80	143,30	134,30	146,30
$Q'^* \eta$	1,38	1,33	1,34	1,48	1,19	1,65
Qmin	0,95	0,92	0,93	1,03	0,90	1,14
Q',min	1,34	1,06	1,25	0,98	0,78	0,44
Q',max	1,06	0,83	0,98	0,78	0,61	0,34

Выбираем турбину ПЛ 50-В с диаметром  $D1=4,5$  м,  $Za= 3$  и  $n_c=166,7$ об/мин, так как это турбина удовлетворяющая таким требованиям как:

- высоким значение КПД в расчетной точке;

- рабочая зона на универсальной характеристике расположена таким образом, что оптимум КПД попадает между линиями  $n'_{Ip}$  и  $n'_{Imin}$ .

Далее переносим режимное поле на универсальную характеристику (рисунке 3.2).

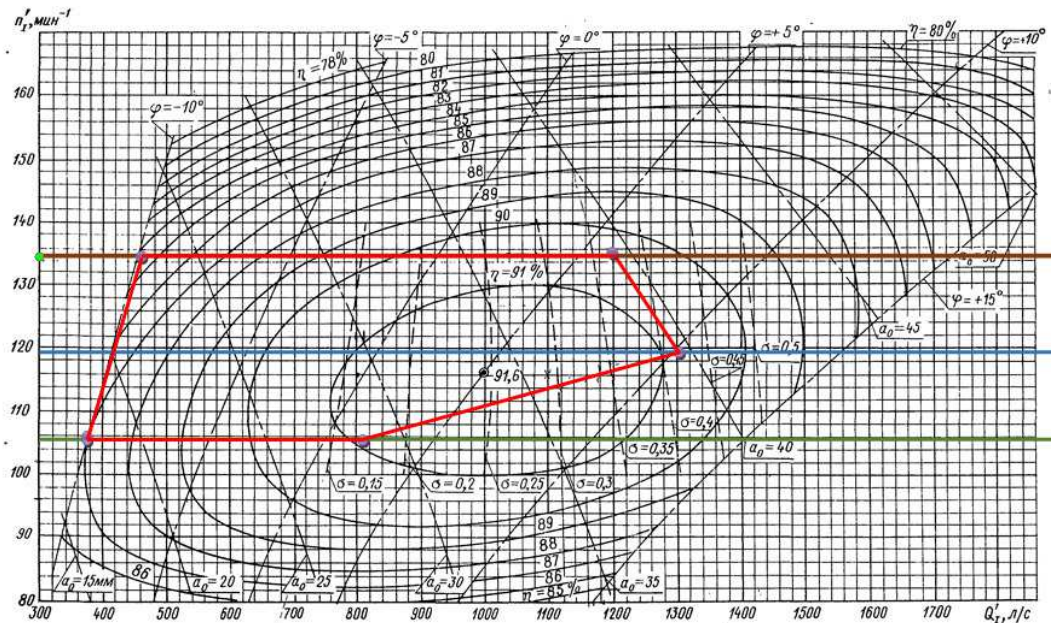


Рисунок 3.2 – Главная универсальная характеристика гидротурбины ПЛ 50-В

### 3.1.2 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу

Линию ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитываем в координату универсальной характеристики для двух значений напора  $H_{max}$  и  $H_{min}$  по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p} \cdot H} \quad (3.12)$$

Количество агрегатов, обеспечивающих минимальный расход равен трем, таким образом, линии ограничения рассчитываем:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p} \cdot H_{min}} = \frac{176000}{3 \cdot 4.5^2 \cdot \sqrt{1.054} \cdot 30} = 515 \text{ л/с}, \quad (3.13)$$

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p} \cdot H_{max}} = \frac{176000}{3 \cdot 4.5^2 \cdot \sqrt{1.054} \cdot 48,3} = 406 \text{ л/с}. \quad (3.14)$$

При выбранных параметрах турбин может работать при минимальном расходе, так как линия ограничения, соответствует приведенным расходам,

не выходит за пределы рабочего диапазона универсальной характеристики (рис.3.2).

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

Отметку рабочего колеса находим по формуле:

$$\nabla Z_{\text{рк}} = Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) + H_s, \quad (3.15)$$

где  $Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})$ -отметка уровня воды в НБ при  $Q_{\text{нб}}$ , соответствующая расчетному значению высоты отсасывания  $H_s$ .

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

- работа одного агрегата с расчётной мощностью при  $H_{\text{max}}$ ;
- работа одного агрегата с соответствующей мощностью на линии ограничения при  $H_{\text{min}}$ ;
- работа одного агрегата с расчётной мощностью при  $H_p$ .

Высоту отсасывания определяем по формуле:

$$H_s = B - \frac{\nabla Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})}{900} - k_\sigma \cdot \sigma \cdot H + \Delta Z_{\text{х.пл}}, \quad (3.16)$$

где  $B = 10,3$  м вод. ст. – барометрическое давление;

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

$k_\sigma$  - коэффициент запаса по кавитации при переходе от модельной турбины к натурной, принимаем равным 1,1;

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

$\Delta Z_{\text{х.пл}}$  – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для ПЛ – турбин  $\Delta Z_{\text{х.пл}} = B_0/2$ , где  $B_0 = 0,4 \cdot D_1$ .

#### 3.2.1 Работа одного агрегата при максимальном напоре и номинальной мощности

На ГУХ проектируемой турбины (рис.3.2) находим точку расчетного напора и соответствующий ей расход, который пересчитываем из приведенного по формуле (3.16). В этой точке определяем  $\sigma = 0,21$ . По кривой связи нижнего бьефа определяем  $Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) = 1.57$  м.

Определяем высоту отсасывания:

$$H_S = 10,33 - \frac{786}{900} - 0,21 \cdot 48,3 - 1,5 = -2,2 \text{ м.}$$

### 3.2.2 Работа одного агрегата при расчетном напоре и номинальной мощности

На ГУХ проектируемой турбины (рис.3.2) находим точку максимального напора и соответствующий ей расход, который пересчитываем из приведенного по формуле (3.16). В этой точке определяем  $\sigma = 0,41$ . По кривой связи нижнего бьефа определяем  $Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) = 786 \text{ м.}$

Определяем высоту отсасывания:

$$H_S = 10,33 - \frac{786}{900} - 0,41 \cdot 37,8 - 1,5 = -7,57 \text{ м.}$$

### 3.2.3 Работа одного агрегата при минимальном напоре и соответствующей ему мощности на линии ограничения

На ГУХ проектируемой турбины (рис.3.2) находим точку минимального напора и соответствующий ей расход, который пересчитываем из приведенного по формуле (3.16). В этой точке определяем  $\sigma = 0,37$ . По кривой связи нижнего бьефа определяем  $Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) = 785 \text{ м.}$

Определяем высоту отсасывания:

$$H_S = 10,33 - \frac{785}{900} - 0,37 \cdot 30 - 1,5 = -3,17 \text{ м.}$$

Полученные результаты сведены в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	$D_1$ , м	$Z_a$ , шт	$n_c$ , об/мин	$H_{s1}$ , м	$H_{s2}$ , м	$H_{s3}$ , м
ПЛ 50-В	4.5	3	166,7	-2,2	-7,57	-3,17

Из всех полученных расчетных значений  $H_s$  выбираем такое значение, которое обеспечивает бескавитационную работу во всех рассмотренных режимах работы, то есть  $H_s = -7,57$  м.

### 3.3 Подбор и контрольный расчет отсасывающей трубы

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,615 \cdot D_1 = 2,615 \cdot 4,5 = 11,76 \text{ м.} \quad (3.17)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,548 \cdot D_1 = 4,548 \cdot 4,5 = 20,5 \text{ м.} \quad (3.18)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,5 \cdot D_1 = 2,5 \cdot 4,5 = 11,25 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Расчет вала на прочность необходимо производить с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Наружный диаметр вала:

$$D'_B = 0,00974 \cdot \left(\frac{N_a}{n_c}\right)^{0,35} = 0,00974 \cdot \left(\frac{87500}{166,7}\right)^{0,35} = 511 \text{ мм.} \quad (3.20)$$

Полученное значение диаметра округляют до стандартизованного (кратное 50 мм при  $D'_B$  менее 1000 мм и кратное 100 мм при  $D \geq 1000$  мм).

$$D'_B = 950 \text{ мм.}$$

Для русловых зданий ГЭС ширина агрегатного блока:

$$B_{\text{бл}} = (2,7 \div 3,7) \cdot D_1 = 3 \cdot 4,5 = 13,5 \quad (3.21)$$

Длина монтажной площадки:

$$L_{\text{мп}} = (1,25 \div 1,5) \cdot B_{\text{бл}} = 1,5 \cdot 13,5 = 20,25 \text{ м.} \quad (3.22)$$

Длина машинного зала:

$$L_{\text{мз}} = n \cdot B_{\text{бл}} + L_{\text{мп}} = 3 \cdot 13,5 + 20,25 = 60,75 \text{ м.} \quad (3.23)$$



Высота машинного зала определяется из условий переноса краном самой габаритной части гидроагрегата.

### 3.3.1 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки

По номограмме для поворотно-лопастных турбин определим тип маслонапорной установки: МНУ 8/1 – 40.

МНУ8-1/40 — Маслонапорная установка с гидроаккумулятором ГА16/1–40 вместимостью 6,8 м<sup>3</sup>, состоящим из одного сосуда на давление 4 МПа (40 кгс/см<sup>2</sup>), с маслонасосным агрегатом МА20–3, имеющим сливной бак вместимостью 20 м<sup>3</sup> с двумя насосами 3В63/40ГТ.

### 3.3.2 Выбор типа серийного гидрогенератора

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{87,5}{0,85} = 102,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.24)$$

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

$$2p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_0} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{166,7} = 36. \quad (3.25)$$

По справочным данным выбираем синхронный вертикальный гидрогенератор СВ-835/180-36 [5].

## 4 Компонировка гидроузла, выбор типа и расчет основных сооружений

### 4.1 Определение отметки гребня бетонной плотины

Для бетонных плотин с вертикальной напорной гранью отметку гребня находят по формулам:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + a \quad (4.1)$$

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{ФПУ}} + h_{1\%} + a \quad (4.2)$$

Где  $h_{1\%}$  – высота волны расчетной обеспеченностью 1%

$a$  – величина запаса, зависит от класса сооружения, и составляет не менее 0,4 м для III класса.

Расчет для основного сочетания нагрузок:

Элементы ветровых волн и высоту ветрового нагона определяют согласно [3].

Высота ветрового нагона определяется по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{20^2 \cdot 1200}{9,81 \cdot 27,5} = 0,003 \quad (4.3)$$

Где  $V_w$  – расчётная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды;

$k_w$  – коэффициент зависящий от расчетной скорости ветра

$k_w = 2,1 \cdot 10^{-6}$  [2, приложение 1, таблица 2\*]

$L$  – длина разгона волны;

$\alpha$  – угол между продольной осью водохранилища и направлением господствующих ветров, принимаем 0;

$d$  – условная расчётная глубина воды в водохранилище.

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}}{2} = \frac{839 - 784}{2} = 27,5 \text{ м} \quad (4.4)$$

Определяется высота волны 1% обеспеченности для основного и поверочного случаев:

Вычисляют безразмерные комплексы  $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$  и  $\frac{g \cdot t}{V_w}$ , где  $t$  – период развития волн на водохранилище,  $t = 21600$  сек.

Для основного случая:

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 1200}{20^2} = 29,43; \quad (4.5)$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{20} = 10594,8. \quad (4.6)$$

Для поверочного случая:

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 1200}{19^2} = 32,61; \quad (4.7)$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{19} = 11152,42 \quad (4.8)$$

По графику для определения элементов ветровых волн в глубоководной и мелководной зонах [2, приложение 1, рис.1], для верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны) для значений  $\frac{g \cdot t}{V_w}$  и  $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$  определяют параметры  $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$  и  $\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w}$ .

$$\text{При } \frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 1200}{20^2} = 29,43, \quad \frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,01; \quad \frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 1,23$$

$$\text{При } \frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{20} = 10594,8, \quad \frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,01; \quad \frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 1,23$$

Принимается меньшее из полученных значений:

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,01; \quad (4.9)$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 1,23. \quad (4.10)$$

Используя их, определяют средний период волны  $\bar{T}$  (с) и среднюю высоту волны  $\bar{h}$  (м).

$$\bar{h} = \frac{20^2 \cdot 0,01}{9,81} = 0,4 \text{ м}; \quad (4.11)$$

$$\bar{T} = \frac{20 \cdot 1,23}{9,81} = 2,5 \text{ сек.} \quad (4.12)$$

Рассчитают среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 2,5^2}{2 \cdot 3,14} = 9,76 \text{ м.} \quad (4.13)$$

Проверим условие для глубоководной зоны:

$$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d. \quad (4.14)$$

$$27,5 > 0,5 \cdot 9,76 = 4,88 \text{ м.} \quad (4.15)$$

Условие соблюдается- зона глубоководная

Определим высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i. \quad (4.16)$$

где  $K_i$ —коэффициент, зависящий от волнообразующих факторов,  $\frac{g \cdot L}{V_w^2} = 29,43$  [2, приложение 1, рис.2]

$$K_i = 2.1;$$

$$h_{1\%} = 0,4 \cdot 2.1 = 0,84 \text{ м.} \quad (4.17)$$

Находим отметку гребня бетонной плотины по формуле:

$$\text{ВГБП} = 839 + 0,84 + 0,5 = 840,34 \text{ м.} \quad (4.18)$$

Расчет для особого сочетания нагрузок:

Высота ветрового нагона:

$$\Delta h_{set} = 2,28 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{19^2 \cdot 1200}{9,81 \cdot 28,50} = 0,0035.$$

$$k_w = 2,28 \cdot 10^{-6} \text{ [2, приложение 1, таблица 2*]}$$

Условная расчётная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{841 - 784}{2} = 28,50 \text{ м.}$$

Определяется высота волны 1% обеспеченности:

Вычисляем безразмерные комплексы  $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$  и  $\frac{g \cdot t}{V_w}$ , где  $t$  – период развития волн на водохранилище,  $t = 21600$ сек.

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 1200}{19^2} = 32,61$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{19} = 11152,42.$$

По верхней огибающей кривой графика для определения элементов ветровых волн в глубоководной и мелководной зонах [2, приложение 1, рис.1], для значений  $\frac{g \cdot t}{V_w}$  и  $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$  определяем параметры  $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$  и  $\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w}$ .

$$\text{При } \frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 1200}{19^2} = 32,61, \quad \frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,009; \quad \frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 1,19.$$

$$\text{При } \frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{19} = 11152,42, \quad \frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,009; \quad \frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 1,19.$$

Принимаем меньшее из полученных значений:

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,009;$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 1,19.$$

Используя их определим средний период волны  $\bar{T}$  (с) и среднюю высоту волны  $\bar{h}$  (м).

$$\bar{h} = \frac{20^2 \cdot 0,009}{9,81} = 0,37 \text{ м;}$$

$$\bar{T} = \frac{20 \cdot 1,19}{9,81} = 2,43 \text{ с.}$$

Рассчитаем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{9,81 \cdot 2,43^2}{2 \cdot 3,14} = 9,22 \text{ м.}$$

Проверим условие для глубоководной зоны:

$$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d;$$

$$41 > 0,5 \cdot 17 = 5,57 \text{ м.}$$

Условие соблюдается- зона глубоководная.

Определим высоту волны 1 % обеспеченности:

$$K_i = 2,1;$$

$$h_{1\%} = 0,37 \cdot 2,1 = 0,78 \text{ м.}$$

Находим отметку гребня бетонной плотины по формуле:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = 841 + 0,92 + 0,4 = 842,32 \text{ м.}$$

## 4.2 Гидравлический расчет

### 4.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Число и размер водосливных отверстий определяем, исходя из условия пропуска расхода воды основного расчетного случая. Пропуск расхода основного расчетного случая должен обеспечиваться при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения при полном их открытии.

В соответствии с [3] количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов, определяется количеством агрегатов ГЭС. При их числе  $n=3$ , количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов воды принимаем  $n-1=3-1=2$  агрегатов. Максимальный расход для основного расчетного случая  $Q_{\text{осн.мах}}$ , определяется гидрологическими расчетами с учетом ежегодной вероятности превышения расчетного максимального расхода (3 % для сооружения III класса).

Расчетный расход для основного расчетного случая:

$$Q_p = Q_{\text{осн.мах}} - Q_{\text{ГЭС}}(n) = 2919 - 332,7 \cdot 2 = 2253,6 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (4.21)$$

где  $Q_{\text{осн.мах}}$  – расчетный максимальный расход для основного расчетного случая.

$Q_{\text{ГЭС}}(n)$  – расход через агрегаты, участвующие при пропуске расчетного расхода.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_v} = \frac{2253,6}{63,75} = 35,35 \text{ м} \approx 36 \text{ м}. \quad (4.22)$$

где  $q_v$  – удельный расход на водосливе, равный

$$q_v = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 51 = 63,75 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (4.23)$$

где  $q_p$  – удельный расход на рисберме.

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}} = 5 \cdot (794,2 - 784) = 51 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (4.24)$$

где  $h_{\text{НБ}}$  – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой  $\nabla_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$  при  $Q_{\text{осн.мах}}$ ;

$v_h$  – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки, для скальных принимается = 5 м/с

Ширина водосливного фронта  $B$ , должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляют в большую сторону и, кроме того,  $B = b \cdot n$ , где  $n$  – число пролетов (не менее 2÷3),  $b$  – стандартная ширина пролета, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования равной 8, 9, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 24, 30 м.

$$n = \frac{B}{b_{\text{ст}}} = \frac{36}{12} = 3. \quad (4.25)$$

При числе пролетов  $n = 3$ , увеличения числа пролетов не требуется.

$$B = n \cdot b = 3 \cdot 12 = 36 \text{ м}. \quad (4.26)$$

## 4.2.2 Определение отметки гребня водослива

Рассчитываем криволинейный безвакуумный водослив практического профиля.

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{2253,6}{0,49 \cdot 36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,40 \text{ м}, \quad (4.28)$$

Где  $m$  – коэффициент расхода, зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля [4, раздел 6-4]. Примем коэффициент расхода  $m=0,49$  (практический профиль типа А).

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{2253,6}{0,49 \cdot 0,92 \cdot 1 \cdot 36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,94 \text{ м}, \quad (4.29)$$

где  $\sigma_n$  – коэффициент подтопления (считаем, что водослив не подтоплен,  $\sigma_n=1$ );

$\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяют по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n - 1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}; \quad (4.30)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (3 - 1) \cdot 0,45}{3} \cdot \frac{9,40}{12} = 0,92,$$

где  $\xi$  – коэффициент формы боковых устоев, принимаем  $\xi=0,7$  (закруглённая форма устоя);

$\xi_0$  – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане и от формы верховой грани быка, принимаем  $\xi_0=0,45$  (круглая форма быка).

Определяют геометрический напор на водосливе после предварительной проверки условия  $\omega > 4BH$ :

$$\omega = (\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дно}}) \cdot [B + (n - 1) \cdot \delta_B], \quad (4.31)$$



где  $\omega$  – площадь живого сечения

$$\omega = (839 - 784) \cdot [36 + (3 - 1) \cdot 3,5] = 2365 \text{ м}^2 \quad (4.32)$$

$$4BH = 4 \cdot 43 \cdot 9.94 = 1709,68 \text{ м}^2 \quad (4.33)$$

где  $\delta_B$  – толщина разрезного быка, равная 3,5 м (раздел 3.3);

$$4BH = 1709,68 < \omega = 2365 \text{ м}^2 \quad (4.34)$$

Данное условие соблюдается, поэтому скоростью подхода воды к водосливу пренебрегаем, следовательно,  $H_0 = H_{02} = 9,94$  м.

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст} = 839 - 10 = 829 \text{ м.} \quad (4.35)$$

где  $H_{ст}$  – стандартный напор, ближайший к расчетному в соответствии с техническим регламентом.

$$H_{ст} = 10 \text{ м.}$$

### 4.2.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Проверка на пропуск поверочного расхода при поверочном расчетном случае сводится к определению расчетной отметки ФПУ.

$Q_{р.пов}$  определяется гидрологическими расчетами с учетом ежегодной вероятности превышения расчетного максимального расхода, равной 0,05%, для сооружения III класса.

$$Q_{р.пов} = Q_{осн.мах} - Q_{ГЭС}(n) - Q_c; \quad (4.36)$$

$$Q_{р.пов} = 3721 - 332.7 \cdot 2 - 0 = 3055.6 \text{ м}^3/\text{с},$$

Где  $Q_{ГЭС}(n)$  – расход воды, проходящий через агрегаты здания ГЭС;

$Q_c$  – расход, сбрасываемый через другие водопропускные сооружения гидроузла, а также через водозаборы, шлюзы, рыбопропускные сооружения,  $Q_c = 0$ ;

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая, без учета сжатия и подтопления:

$$H_{01 \text{ пов}} = \left( \frac{Q_{\text{р.пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} \quad (4.37)$$

$$H_{01 \text{ пов}} = \left( \frac{3055.6}{0,49 \cdot 36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 11,52 \text{ м};$$

Коэффициент бокового сжатия:

$$\begin{aligned} \varepsilon_{\text{пов}} &= 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n - 1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01 \text{ пов}}}{b} \cdot 0,9 = \\ &= 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (3 - 1) \cdot 0,45}{3} \cdot \frac{11,52}{12} = 0,9 \end{aligned} \quad (4.38)$$

Определяют напор над гребнем водослива с учетом сжатия :

$$H_{02 \text{ пов}} = \left( \frac{Q_{\text{р.пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3}; \quad (4.39)$$

$$H_{02 \text{ пов}} = \left( \frac{3055,6}{0,49 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 12,36 \text{ м},$$

Определяют геометрический напор на водосливе, предварительно проверив условие  $\omega > 4BH$ :

$$\omega = (840 - 784) \cdot [36 + (3 - 1) \cdot 3,5] = 2800 \text{ м}^2; \quad (4.40)$$

$$4BH = 4 \cdot 43 \cdot 12,36 = 2125,92 \text{ м}^2 \quad (4.41)$$

$$4BH = 1709,68 < \omega = 2365 \text{ м}^2. \quad (4.42)$$

Условие выполняется геометрический напор на гребне водослива принимается равным полному напору:

$$H_{\text{пов}} = H_{02 \text{ пов}} = 12,36 \text{ м}$$

Определяем расчетную отметку форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 829 + 12,36 = 841,36\text{м} \quad (4.43)$$

$\nabla\text{ФПУ}_p = 841,36$  м выше заданной  $\nabla\text{ФПУ}_{\text{зад.}} = 840$  м , следовательно заданная отметка  $\nabla\text{ФПУ}_{\text{зад.}}$  увеличивается до расчетной расхода  $\nabla\text{ФПУ}_p = 841,40$  .

#### 4.2.4 Построение профиля водоливной плотины

Оголовок безвакуумного водослива практического профиля типа А строится по координатам Кригера–Офицерова [3]. По проектному напору  $H_{\text{пр}}=H_{\text{ст}}$  определяем координаты оголовка безвакуумного водослива, умножая табличные координаты  $x$  и  $y$  на  $H_{\text{ст}} = 10$  м (таблица 4.1)

Таблица 4.1 – Координаты для построения оголовка водослива практического профиля

x	y	x	y
1	1,26	21	13,69
2	0,36	22	15,08
3	0,07	23	16,53
4	0	24	17,91
5	0,06	25	19,6
6	0,27	26	21,22
7	0,6	27	22,89
8	1	28	24,62
9	1,46	29	26,4
10	1,98	30	28,24
11	2,56	31	30,13
12	3,21	32	32,07
13	3,94	33	34,05
14	4,75	34	36,09
15	5,64	35	38,18
16	6,61	36	40,31
17	7,64	37	42,49
18	8,73	38	44,71
19	9,87	39	46,98
20	11,08	40	49,3

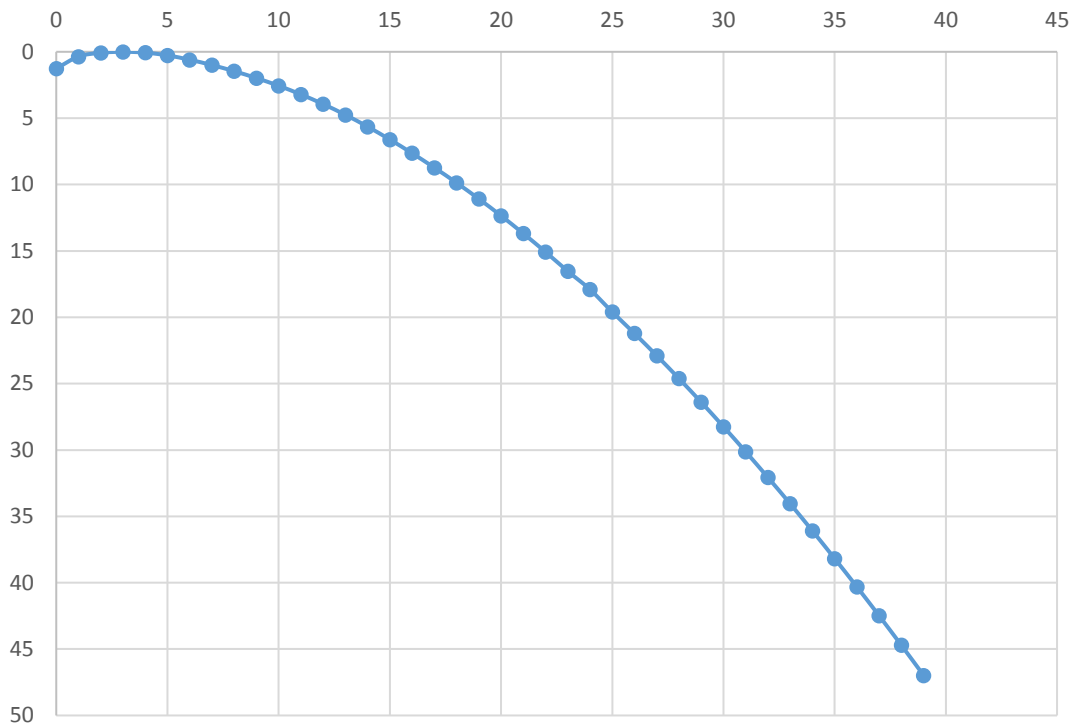


Рисунок 4.2 – Оголовок безвакуумного водослива, с оголовком профиля типа А

Сопряжение водосливной плотины с водобоем очерчивают по дуге, радиус которой назначается по формуле:

$$R = (0,2 - 0,5)C_H + H_0 = 0,2 \cdot (10 + 45) = 11 \text{ м.} \quad (4.44)$$

где  $C_H$  - высота плотины со стороны НБ;

$$C_H = \nabla_{ГВ} - \nabla_{дна} = 829 - 784 = 45 \text{ м.} \quad (4.45)$$

#### 4.2.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

В зависимости от соотношения глубины  $h_c''$  и бытовой глубины  $h_{НБ}$  возникают следующие типы сопряжения бьефов:

- а)  $h_c'' > h_{НБ}$  – сопряжение по типу отогнанного прыжка;
- б)  $h_c'' = h_{НБ}$  – сопряжение в виде прыжка в сжатом сечении;
- в)  $h_c'' < h_{НБ}$  – сопряжение в виде надвинутого (затопленного) прыжка.

Расчет сводится к определению сопряженных глубин  $h_c'$  и  $h_c''$ , и сравнения  $h_c''$  с бытовой глубиной  $h_{НБ}$ .

Определяем полную удельную энергию потока через плотину:

$$E_0 = C_H + H_0 = 45 + 10 = 55 \text{ м.} \quad (4.46)$$

Где  $H_0$ - полный напор на водосливе.

Вычисляем критическую глубину потока при полном открытии всех водосливных отверстий:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{[B + (n - 1)\delta_B]^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 2253,6^2}{(36 + 2 \cdot 3.5)^2 \cdot 9,81}} = 6,75 \text{ м,} \quad (4.47)$$

Где  $\alpha$  – коэффициент Кориолиса, ( $\alpha = 1,1$ )

Относительная удельная энергия в верхнем бьефе:

$$\xi_0 = \frac{E_0}{h_{кр}} = \frac{55}{6,75} = 8,15. \quad (4.48)$$

Определяют значение коэффициента скорости  $\varphi$  в сжатом сечении  $h'_c$  по рекомендации Н.Н. Павловского [3].

При высоте плотины больше 40 м, коэффициент скорости принимается равным,  $\varphi = 0,90$ .

По графику М.Д. Чертоусова в зависимости от относительной удельной энергии  $\xi_0$  и коэффициента скорости в сжатом сечении  $\varphi$ , определяют относительную глубину в сжатом сечении  $\xi_c$  и относительную вторую сопряженную глубину  $\xi''_c$ .

$$\xi_c = 0,282$$

$$\xi''_c = 2,51$$

Вычисляют сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,282 \cdot 6,75 = 1,90 \text{ м.} \quad (4.49)$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр} = 2,51 \cdot 6,75 = 16,94 \text{ м.} \quad (4.50)$$

$h_{нб} = 10,2 \text{ м} < h''_c = 16,94 \text{ м}$ , следовательно сопряжение по типу отогнанного прыжка. Необходимо устройство гасителей в нижнем бьефе.

#### 4.2.6 Расчет гашения энергии способом свободно отброшенной струи

Для водосбросных плотин на скальном основании целесообразно осуществлять гашение энергии сбрасываемой воды способом свободно отброшенной струи. Этот способ применяют при определенных условиях, указанных СНиП 2.06.06.85:

высота плотины более 40 метров (высота проектируемой плотины 64 м.)

относительная ширина русла, должна быть достаточной для того чтобы, отбрасываемая струя не оказывала негативного влияния на работу гидроагрегатов

$$\frac{l_{ch}}{h} = \frac{216}{55} = 4,8 > 3. \quad (4.51)$$

где  $l_{ch}$  – ширина створа по хорде, на отметке гребня плотины;

$h$  – высота проектируемой плотины.

прочное скальное основание; в основании залегает гранит с модулем деформации  $50 \cdot 10^4$ . Данные условия соблюдаются, следовательно, гашение энергии отбросом струи вполне приемлемо.

Основная задача проектирования - обеспечение отброса струи на расстояние безопасное для устойчивости водосбросной плотины и других сооружений.

Отметку уступа назначают выше максимальной отметки УНБ, соответствующей расходу воды при пропуске расхода поверочного расчетного случая, но не менее чем 1-2м.

Назначаем минимальную отметку уступа:

$$V_{\text{уступа}} = V_{\text{УНБ}_{\text{max}}} + 2 \text{ м} = 797 + 2 = 799 \text{ м}, \quad (4.52)$$

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

$$L = K_a \cdot z_1 \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2 \cdot a \left( \left[ 1 + \left( \frac{z_0}{z_1} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 a} \right]^{-0.5} + 1 \right); \quad (4.53)$$

где  $K_a$ -коэффициент аэрации, определяется по числу Фруда;

$\varphi$ -коэффициент скорости, для истечения в атмосферу при свободно полете струи  $\varphi=1,0$  по данным Н.Н Павловского;

$a$ -угол схода струи с трамплина, принимаем  $a=30$

$z_0$ -превышение УВБ над УНБ с учетом скоростного напора.

$$Z_0 = E_0 - h_{\text{НБ}} = 55 - 10,2 = 44,8 \text{ м}, \quad (4.54)$$

$$Z_1 = (\nabla \text{ГВ} + H_{\text{СТ}}) - \nabla_{\text{уступа}} = (829 + 10) - 799 = 40 \text{ м}, \quad (4.55)$$

$$\text{Fr} = \frac{v_{\text{Н}}^2}{g \cdot h_{\text{Н}}} = \frac{27,2^2}{9,81 \cdot 1,92} = 32,3 \quad (4.56)$$

где :  $V_{\text{Н}}$  - скорость потока на носке;  
 $h_{\text{Н}}$  - высота потока воды на носке.

$$V_{\text{Н}} = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot z_1} = 0,97 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 40} = 27,2 \text{ м/с}, \quad (4.57)$$

$$h_{\text{Н}} = \frac{q}{v_{\text{Н}}} = \frac{52,4}{27,2} = 1,92 \text{ м}, \quad (4.58)$$

где  $q$  - удельный расход на водосливе

$$q = \frac{Q_p}{B + (n - 1) \cdot \delta_6} = \frac{2253,6}{36 + (3 - 1) \cdot 3,5} = 52,4 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (4.59)$$

Принимаем  $ka=0,9$

Рассчитываем дальность отлета струи и сравниваем ее с безопасным расстоянием отлета струи. Безопасное расстояние отлета струи для плотины на основании из прочной скалы составляет  $L > 0,4 \cdot Z_0$

Где  $Z_0$  – напор, создаваемый плотиной.

$$L = 0,9 \cdot 40 \cdot 0,97^2 \cdot \sin 2 \cdot \\ \cdot 30 \left( \left[ 1 + \left( \frac{55}{40} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,97^2 \cdot \sin^2 30} \right]^{-0,5} + 1 \right) = 123,36 \text{ м} \quad (4.60)$$

сравниваем с безопасным расстоянием отлета струи:

$$L > 0,4 \cdot z_0 \quad (4.61)$$

$$123,36 > 34,65$$

Условие безопасности соблюдается, расчет считается завершенным  
 Глубину ямы размыва можно вычислить по следующей формуле:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}}, \quad (4.62)$$

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_{\text{Н}} = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{32,3}) \cdot \sqrt{32,3} \cdot \sqrt[4]{\frac{10,2}{1}} \cdot 1,92 = 22,82 \text{ м}, \quad (4.63)$$

где  $d$  - средняя крупность отдельности в скальном основании ( $d=1\text{м}$ )

Расстояние от плотины до центра ямы размыва определяют по формуле:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg}\alpha_1}, \quad (4.64)$$

где  $\alpha_1$  - угол входа струи в воду

$$\begin{aligned} \text{tg}\alpha_1 &= \sqrt{\text{tg}^2\alpha + \frac{2g(0,5h_{\text{Н}} \cdot \cos\alpha + a - h_{\text{НБ}})}{V_{\text{Н}}^2 \cdot \cos^2\alpha}} = \\ &= \sqrt{\text{tg}^2 30 + \frac{2 \cdot 9,81(0,5 \cdot 1,92 \cdot \cos 30 + 15 - 10,2)}{27,2^2 \cdot \cos^2 30}} = 6,83 \end{aligned} \quad (4.65)$$

где  $a$  - высота уступа над дном

$$a = \nabla_{\text{уст}} - \nabla_{\text{дно}} = 799 - 784 = 15 \text{ м}, \quad (4.66)$$

$$L_1 = 123,36 + \frac{22,82}{6,83} = 126,7 \text{ м} \quad (4.67)$$

Глубина ямы размыва:

$$h_{\text{раз}} = 22,82 - 10,2 = 12,62 \text{ м}$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уровне размытого русла реки:

$$b_{\text{р}} = 2,5 \cdot h_{\text{к}} + 3,7 \cdot h_{\text{раз}} = 2,5 \cdot 6,75 + 3,7 \cdot 12,62 = 63,57 \text{ м}, \quad (4.68)$$



$h_k$ - критическая глубина,  $h_k=6,75$  м (раздел 2.2.5)

Длина по дну ямы размыва:

$$l = 2,5 \cdot 6,75 = 16,9 \text{ м}, \quad (4.69)$$

### 4.3 Определение ширины подошвы плотины

Для плотин на скальном основании относительная ширина подошвы, отвечающая этим условиям равна:

$$\frac{B_{пл}}{h} = 0,77. \quad (4.70)$$

где  $h$ - высота плотины:

$$h = \nabla_{НПУ} - \nabla_{подошвы} \quad (4.71)$$

$$\nabla_{подошвы} = \nabla_{дна} - 3 = 784 - 3 = 781 \text{ м}, \quad (4.72)$$

Заглубление подошвы на 3 м обусловлено необходимостью удаления слоя грунта с низкой несущей способностью, при подготовке основания.

Высота плотины:

$$h = \nabla_{НПУ} - \nabla_{подошвы} = 839 - 781 = 58 \text{ м}.$$

Ширина подошвы плотины:

$$B_{пл} = 0,8 * h = 0,8 * 58 \approx 46,4 \text{ м}, \quad (4.73)$$

Профиль плотины будет иметь вид прямоугольного треугольника.

### 4.4 Разрезка бетонных плотин швами

В бетонных плотинах следует предусматривать постоянные и временные деформационные швы. Швы устраивают для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерной осадке плотины и неравномерном распределении температуры в теле сооружения.

Расстояние между межсекционными швами должно быть не более 30 м, с учетом ширины водопропускных отверстий и толщины быков принимаем ширину секций 15,5.

Температурные швы принимаем шириной 1 см на расстоянии 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,3 см.

При возведении сооружения будет применяться столбчатая разрезка на блоки бетонирования. Столбчатая система разрезки заключается в разрезке плотины на отдельные «столбы» вертикальными строительными межстолбчатыми швами, параллельными оси плотины. Каждый столб разбивается по высоте на отдельные блоки горизонтальными строительными швами.

Разрезка столбчатыми блоками позволяет достичь большей скорости возведения плотины по высоте 8-10 м и более в месяц. Помимо более высоких темпов кладки при этом способе разрезки получается большая поверхность охлаждения блоков и более интенсивное удаление тепла экзотермии, чем при способе вперевязку, а также меньшее взаимное влияние смежных блоков. Кроме того, разрезка столбчатыми блоками позволяет принимать частичный напор водохранилища на незаконченную строительством плотину. В данном способе разрезки необходима последующая цементация продольных швов; для этого их делают по форме в виде штраб и снабжают трубами с клапанами – выпусками.

#### 4.5 Быки

Быки разбивают весь водосливной фронт на отдельные водосливные отверстия. Толщину и длину быков назначают из условий:

- размещения на них подъемных механизмов, мостов;
- устройства пазов для опорных частей затворов;
- обеспечения прочности и устойчивости.

Очертание быков в плане должно быть плавным, чтобы коэффициент расхода отверстий был возможно больше, и чтобы в водосливном отверстии не задерживались плавающие тела.

В быках устраивают пазы для ремонтных и аварийных затворов, под защитой которых выполняют ремонтные работы затворов и закладных частей.

Ширина паза рабочего затвора:

$$n = \frac{m}{2} = \frac{2}{2} = 1 \text{ м}, \quad (4.74)$$

$$m = \left( \frac{1}{7} \div \frac{1}{10} \right) \cdot b = \frac{1}{6} \cdot 12 = 2 \text{ м}, \quad (4.75)$$

где  $b$ - ширина водосливного отверстия в свету

Для определения толщины быка, воспользуемся рекомендацией А.Р. Березинского. При ширине пролёта  $b=12$  м, принимаем ширину неразрезного быка равной  $0,19b$ , т. е ширина быка будет равна:

$$d = 0,23 \cdot b = 0,23 * 12 = 2,74 \text{ м}, \quad (4.76)$$

С учетом того что по быку выполняется разрезка, его толщину увеличивают на  $0,5-1,0$  м до значения:

$$\delta_B = 2,74 + 0,76 = 3,5 \text{ м}. \quad (4.77)$$

Отметка верха быка вычисляется по формуле:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6H_{ст} = 829 + 1,6 \cdot 10 = 845,00 \text{ м}. \quad (4.78)$$

Таким образом назначаем отметку гребня плотины  $845,00\text{м}$

#### 4.7 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотин следует предусмотреть устройство дренажа в виде вертикальных и горизонтальных скважин.

Вертикальный дренаж устраивается в виде вертикальных скважин, имеющих выход в продольные галереи. Диаметр вертикального дренажа принимаем  $30$  см, расстояние между осями дрен  $2$  м.

Дренажные скважины располагаются за цементационной завесой (в сторону нижнего бьефа) возможно ближе к ней, но так, чтобы не нарушить зацементированную зону основания. Т.к. расстояния между скважинами цементации в ряду (шаг скважин) приняты  $2\text{м}$ , то дренажные скважины следует располагать от первого ряда завесы на расстоянии  $15$  м. Дренажные скважины будут выполнены из отдельной галереи, откуда вода отводится в нижний бьеф. В этом случае облегчится эксплуатация дренажа: регулирование его работы, очистка скважин и др.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа, а также до верховой грани продольной галереи должно назначаться не менее  $2$  м при соблюдении условия:

$$\alpha_{dr} \geq \frac{H_d \gamma_n}{J_{crm}} = \frac{54,4 \cdot 1,15}{25} = 2,5 \text{ м}, \quad (4.79)$$

где  $\alpha_{dr}$ -расстояние от напорной грани до оси дренажа;  
 $H_d$ -напор над расчетным сечением;  
 $\gamma_n$ -коэффициент надежности по ответственности сооружения;  
 $J_{crm}$ -средний критический градиент (для гравитационных плотин  $J_{crm}=25$ )

#### 4.8 Галереи в теле плотин

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи на отметке 784.00, 800.00, 821.00 м. По высоте плотины галереи располагаем через 20м. Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Одну из продольных галерей следует проектировать выше максимального уровня нижнего бьефа, для самотечного отвода воды.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначаем шириной 2 м, высотой 2,5 м.

#### 4.9 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

##### 4.9.1 Цементационная завеса и дренаж

Т.к. основание сложено скальными грунтами забивка шпунта невозможна, поэтому следует предусмотреть такое противофильтрационное устройство как цементационная завеса. Завеса выполняется путем бурения скважин на глубину завесы, которая заполняется материалом под давлением.

Толщина противофильтрационной завесы  $\delta_3$ :

$$\delta_3 \geq \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{15} = \frac{37,52 \cdot 1,15}{15} = 2,47\text{м}, \quad (4.80)$$

где  $\Delta H_3$ - потери напора на завесе;  $\gamma_n$  - коэффициент надежности по ответственности сооружения [3];  $J_{cr,m}$  - критический градиент напора на завесе следует принимать в зависимости от вида грунтов основания [1]: для скальных грунтов - 15.

Потери напора на завесе:

$$\Delta H_3 = H_{\max} - H_{as} = 53,6 - 16,08 = 37,52 \text{ м}, \quad (4.81)$$

где  $H_{\max}$ -максимальный напор на сооружении;  $H_{as}$ -напор на завесе;

$$H_{\max} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}_{\text{сан}}} = 839 - 785,4 = 53,6 \text{ м}. \quad (4.82)$$

$$H_{as} = 0,3H_{\max} = 0,3 \cdot 53,6 = 16,08. \quad (4.83)$$

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы назначают в пределах:

$$l_3 = (0,05 \div 0,1)B_{\text{пл}} = 0,08 \cdot 40,6 = 3,25 \text{ м}. \quad (4.84)$$

где  $B_{\text{пл}}$  - ширина подошвы плотины.

Глубину цементационной завесы принимают равной:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8)H_{\max} = 0,5 \cdot 53,6 = 26,8 \text{ м}. \quad (4.85)$$

В скальных грунтах дренаж выполняют в виде вертикальных или наклонных скважин диаметром 100÷300 мм с шагом 2÷3 м, имеющих выход в дренажную галерею на отметке 784,00 м. Отметка забоя дренажных скважин 770,00 м. Ось дренажных скважин расположена на расстоянии 5 м от оси цементационной завесы

## 4.10 Фильтрационные расчеты подземного контура

### 4.10.1 Построение эпюры фильтрационного давления

Расчет фильтрации производится в соответствии с СНиП 2.06.06.-85.

Эпюра фильтрационного давления для основного и особого сочетания нагрузок и воздействий приведена на рисунке 4.3 и 4.4.

Площадь эпюры фильтрационного давления и плечо действия силы определяем с помощью простейших фигур.

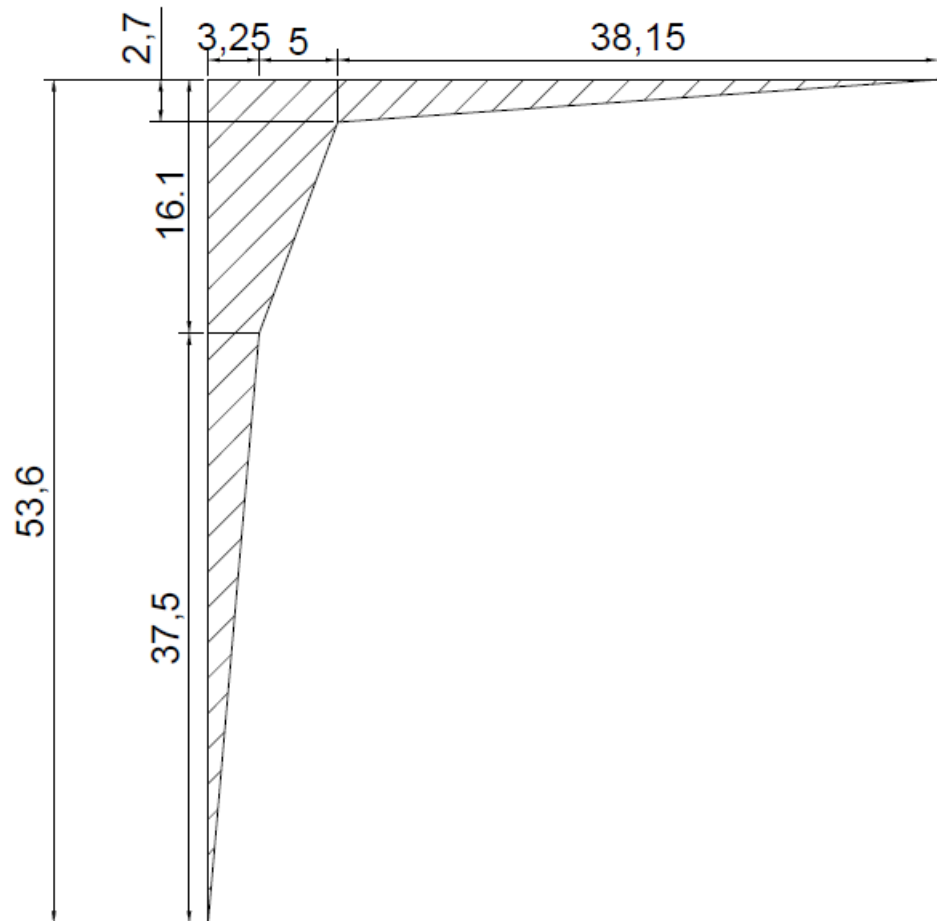


Рисунок 4.3 Эпюра фильтрационного давления для основного сочетания нагрузок

$$S_{\text{эп}} = 226,7 \text{ м}^2;$$

$$x = 6,97 \text{ м.}$$

Фильтрационная сила, действующее на подошву плотины при основном сочетании нагрузок:

$$W_{\phi} = \rho_w g S_{\text{эп}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 226,7 = 2223,9 \text{ кН/м,} \quad (4.86)$$

$$S'_{\text{эп}} = 955 \text{ м}^2;$$

$$x' = 6,97 \text{ м.}$$

Фильтрационное давление при особом сочетании нагрузок:

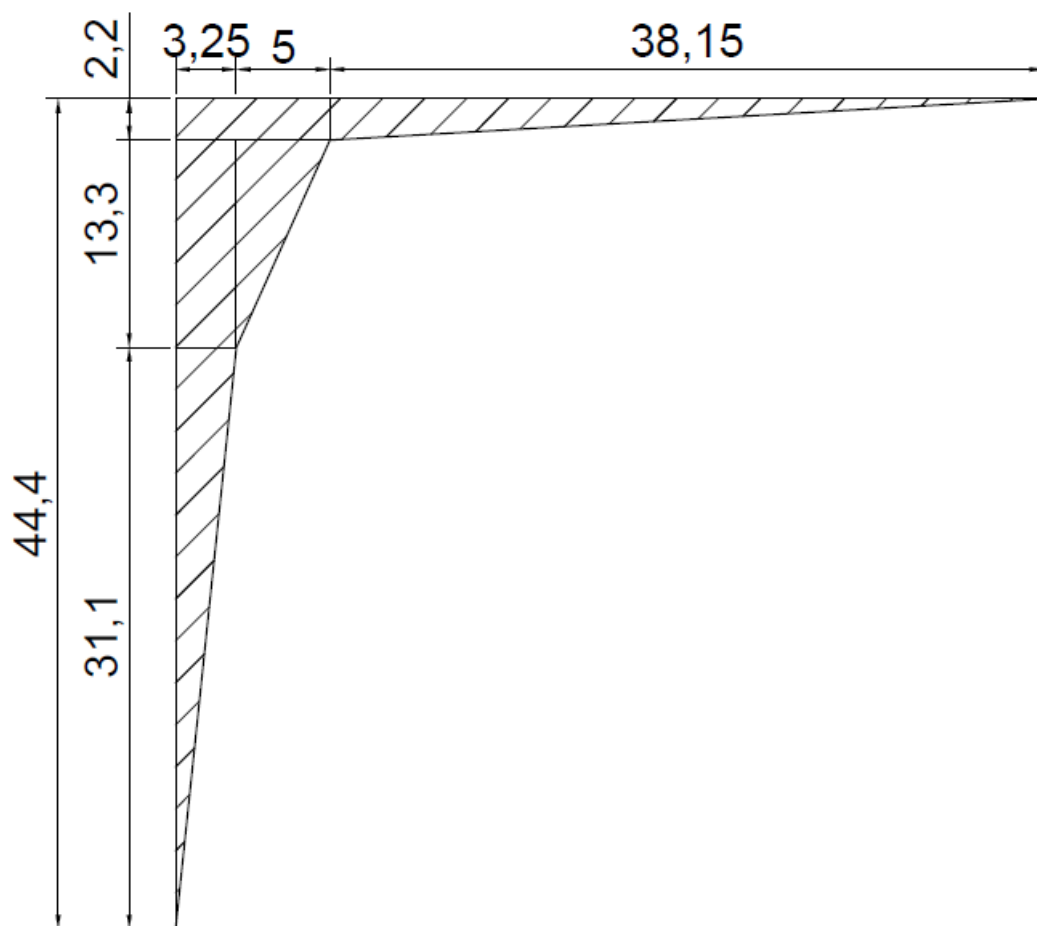


Рисунок 4.4 Эпюра фильтрационного давления для особого сочетания нагрузок

$$S'_{\text{эп}} = 187,09 \text{ м}^2;$$

$$x' = 6,97 \text{ м.}$$

Фильтрационная сила, действующее на подошву плотины при основном сочетании нагрузок:

$$W'_{\text{ф}} = \rho_w g S'_{\text{эп}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 187,09 = 1835,4 \text{ кН/м}, \quad (4.87)$$

#### 4.11 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

##### 4.11.1 Определение основных нагрузок, действующих на плотину

Расчеты на общую прочность и устойчивость выполняется по I группе предельных состояний – потеря несущей способности и полная непригодность сооружения, их конструкций и оснований к эксплуатации.

Расчет прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняются для основного и особого сочетания нагрузок и воздействий.

Площади поперечного сечения плотины и быка, а также эпюр давления, точки приложения равнодействующих сил, и их плечи относительно центра подошвы плотины определяются в программе AutoCAD.

#### 4.11.2 Вес сооружения и затворов

Вес водосливной части плотины:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}}, \quad (4.88)$$

где  $S_{\text{пл}}$ - площадь поперечного сечения плотины;  
 $b$ - ширина пролета;  
 $\rho_{\text{б}}$ -плотность бетона;  
 $\delta_{\text{б}}$ -толщина быка.

$$S_{\text{пл}} = 1266 \text{ м}^2;$$

$$x = 6,24 \text{ м};$$

$$G_{\text{пл}} = \frac{1266 \cdot 12 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{12 + 3,5} = 23070 \text{ кН/м}.$$

Вес быка и его центр тяжести определяем аналогично:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}}, \quad (4.89)$$

$$S_{\text{б}} = 1822 \text{ м}^2;$$

$$y = 7,89 \text{ м};$$

$$G_{\text{б}} = \frac{1822 \cdot 3,5 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{12 + 3,5} = 9686,5 \text{ кН/м}.$$

Вес плоского затвора можно определить по формуле А.Р.Березинского:



$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g, [\text{кН}], \quad (4.90)$$

где  $f$ - площадь затвора;

$$f = (\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\Gamma\text{В} + 0,5) \cdot b, \quad (4.91)$$

где  $b$ - ширина пролета;

$$f = (841,40 - 829 + 0,5) \cdot 12 = 154,8 \text{ м}^2 ;$$

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot 154,8 \cdot \sqrt{154,8} \cdot 9,81 = 1039,1 \text{ кН.}$$

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

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_B} = \frac{1039,1}{12 + 3,5} = 67 \text{ кН/м.} \quad (4.92)$$

#### 4.11.3 Сила гидростатического давления воды

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

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:  
-со стороны верхнего бьефа:

для основного сочетания нагрузок

$$T_B = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot (839 - 781)^2}{2} = 16500,42 \text{ кН/м,} \quad (4.93)$$

для особого сочетания нагрузок

$$T'_B = \frac{\rho_w g h_1'^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot (841,4 - 781)^2}{2} = 17894,2 \text{ кН/м.} \quad (4.94)$$

-со стороны нижнего бьефа:

для основного сочетания нагрузок

$$T_H = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot (785,4 - 781)^2}{2} = 95 \text{ кН/м.} \quad (4.95)$$

для особого сочетания нагрузок

$$T'_H = \frac{\rho_w g h_2'^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot (797 - 781)^2}{2} = 1255,68 \text{ кН/м.} \quad (4.96)$$

#### 4.11.4 Сила взвешивающего давления на подошву плотины

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника с высотой от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы плотины при основном сочетании нагрузок и от максимального уровня нижнего бьефа до подошвы для особого сочетания нагрузок.

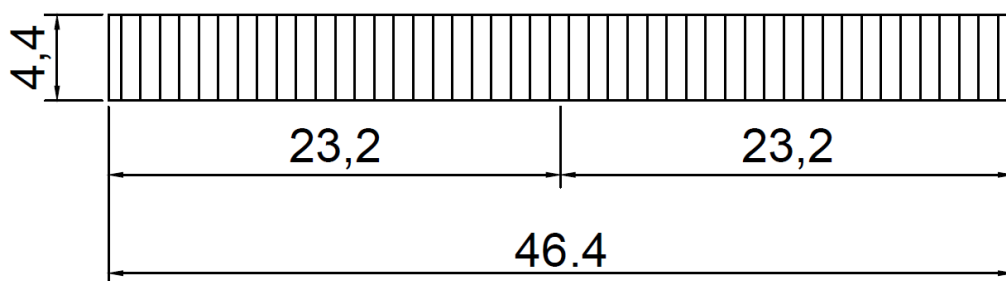


Рисунок 4.5 Эпюра взвешивающего давления при основном сочетании нагрузок.

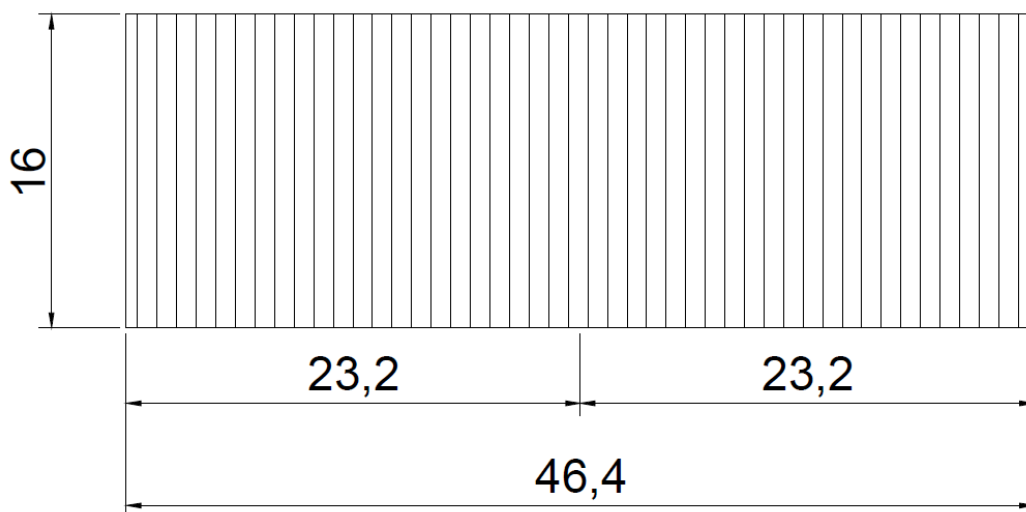


Рисунок 4.6 Эпюра взвешивающего давления при особом сочетании нагрузок.

Сила взвешивающего давления:

для основного сочетания нагрузок

$$W_{\text{взв}} = \rho_w g S_{\text{эп}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 204,2 = 2002,8 \text{ кН/м}, \quad (4.97)$$

для особого сочетания нагрузок

$$W'_{\text{взв}} = \rho_w g S'_{\text{эп}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 742,4 = 7282,9 \text{ кН/м}, \quad (4.98)$$

#### 4.11.5 Давление грунта

Удельный вес наносов во взвешенном состоянии:

$$\begin{aligned} p_{\text{н}} &= \gamma_{\text{нан}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2 \cdot \left(45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2}\right) = \\ &= 12,5 \cdot 3 \cdot tg^2 \cdot \left(45 - \frac{20}{2}\right) = 18,4 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (4.99)$$

где  $tg\varphi_{\text{н}} = 0,36$  – угол внутреннего трения наносов;

$h_{\text{н}}$  – толщина слоя наносов.

$$h_{\text{н}} = 3 \text{ м.}$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_{\text{н}} = \frac{(p_{\text{н}} h_{\text{н}})}{2} = (18,4 \cdot 3)/2 = 27,6 \text{ кН}, \quad (4.100)$$

Плечо силы давления наносов:

$$x' = 4 \text{ м}$$

#### 4.11.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном и особом сочетании нагрузок и воздействий определяется по формуле А.П. Можевитинова [6].

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \gamma_w h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right). \quad (4.101)$$

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

Равнодействующая волнового давления при основном случае:

$$\begin{aligned} W_{\text{волн}} &= 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = \\ &= 0,5 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot 0,84 \cdot \left( \frac{9,76}{3,14} + \frac{0,19}{2} \right) = 12,19 \text{ кН}, \end{aligned} \quad (4.102)$$

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,84^2}{9,76} = 0,19 \text{ м} \quad (4.103)$$

Равнодействующая волнового давления при поперечном случае:

$$\begin{aligned} W'_{\text{волн}} &= 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = \\ &= 0,5 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot 0,84 \cdot \left( \frac{11,14}{3,14} + \frac{0,24}{2} \right) = 16,55 \text{ кН}, \end{aligned} \quad (4.104)$$

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,84^2}{11,14} = 0,23 \text{ м}. \quad (4.105)$$

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

при НПУ:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{9,76}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,84 = 1,24 \text{ м}, \quad (4.106)$$

при ФПУ:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{11,14}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,84 = 1,46 \text{ м}, \quad (4.107)$$

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

при НПУ:

$$x_c = 839 - 781 - 1,26 = 56,74 \text{ м}, \quad (4.108)$$

при ФПУ:

$$x_c = 841,4 - 781 - 1,43 = 58,97 \text{ м}, \quad (4.109)$$

#### 4.12 Оценка прочности плотины

Расчет плотины производится на сокращённый состав нагрузок.

В расчете принимаются сжимающие напряжения, как господствующие со знаком «-», а растягивающие со знаком «+».

Все нагрузки, подсчитанные ранее, сведены в таблицу 4.4 с учетом коэффициентов надежности по нагрузке [1].

Для каждой силы указывается направление действия силы и плечо силы (если момент силы по часовой стрелке, то знак «плюс», если против – «минус»).

Таблица 4.4 – Нагрузки, действующие на плотину

№ силы	Обозначение силы	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай			Поверочный случай		
				Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
1	$T_B$	1	→	16500,4	19,3	+	17870,5	20,1	+ 308405
2	$T_H$	1	←	95	1,5	- 44,65	176	5,3	- 598,4
3	$G_6$	0,95	↓	9202,2	7,89	- 33055	9202,2	7,89	- 33055
4	$G_{пл}$	0,95	↓	21916,5	6,24	- 136759	21916,5	6,24	- 136759
5	$W_{взв}$	1	↑	2002,8	0,00	0	5917,4	0,00	0
6	$W_\phi$	1	↑	2223,9	6,97	+	1835,4	6,97	+ 34744,1
7	$E_H$	1,2	→	27,58	4	+ 33,0	27,58	4	+ 33,0
8	$W_{волн}$	1	→	12,19	56,74	+ 15,36	16,55	58,97	+ 23,66
9	$Q_3$	1,2	↓	67	20,26	- 1621,6	67	20,26	- 1621,6

Выполним расчет напряжений в горизонтальных сечениях плотины.

Основное сочетание нагрузок

-для верховой грани:

$$N = G_{пл} + G_6 + Q_3 - W_{взв} - W_\phi; \quad (4.110)$$

$$N = 21916,5 + 9202,18 + 67 - 2002,8 - 2223,9 = 26959 \text{ кН},$$

$$\begin{aligned} \sum M = & M(G_{пл} + G_6 + Q_3) + M(T_H) + \\ & + M(T_B) + M(W_\phi) + M(E_H) + M(W_{волн}) = -215111 - 44,65 + \\ & + 271389 + 66831 + 33 + 15 = 123157. \end{aligned} \quad (4.111)$$

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b_d} + \frac{6\Sigma M}{b_d^2} = -\frac{20768}{46,4} + \frac{6 \cdot 123157}{46,4^2} = -104,3 \text{ кПа}, \quad (4.113)$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u m_u^2 - \gamma_w H_d^u (1 - m_u^2) = -104,3 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 58 \cdot 1 = \\ &= -580 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (4.114)$$

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) m_u = (9,81 \cdot 58 - 104,3) \cdot 0 = 0 \text{ кПа}, \quad (4.115)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2 = -104,3 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 58 \cdot 0^2 = \\ &= -104,3 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (4.116)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -9,81 \cdot 58 = -580,0 \text{ кПа}, \quad (4.117)$$

Нормальные напряжения на площадках контактного сечения у верховой грани:

$$\begin{aligned} \sigma_c^u &= \frac{(1 + m_u^2)}{2} \cdot \\ &\cdot \left\{ \sigma_y^u \cdot [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_w \cdot h \left[ \cos 2(\alpha - \delta) - \frac{1 - m_u^2}{1 + m_u^2} \right] \right\} = \\ &= \frac{(1 + 0)}{2} \cdot \\ &\cdot \left\{ -104,3 \cdot [\cos 2(0 - 0) + 1] + 9,81 \cdot 58 \cdot \left[ \cos 2(0 - 0) - \frac{1 - 0}{1 + 0} \right] \right\} \\ &= -104,3 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (4.118)$$

-для низовой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b_d} - \frac{6\sum M}{b_d^2} = -\frac{20768}{46,4} - \frac{6 \cdot 123157}{46,4^2} = -790,8 \text{ кПа.} \quad (4.119)$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2) = -790,8 \cdot 0,78^2 - 9,81 \cdot 0 \cdot (1 - 0^2) = \\ &= -481,1 \text{ кПа,} \end{aligned} \quad (4.120)$$

Касательные напряжения на низовой грани:

$$\begin{aligned} \tau_{xy}^t &= -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) m_t; \\ \tau_{xy}^t &= -(9,81 \cdot 0 - 790,8) \cdot 0,78 = 616,8 \text{ кПа,} \end{aligned} \quad (4.121)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t (1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2 = -790,8 \cdot (1 + 0,78^2) + 9,81 \cdot 0 \cdot 0,78^2 = \\ &= -1272 \text{ кПа,} \end{aligned} \quad (4.122)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t = -9,81 \cdot 4,4 = -43,2 \text{ кПа,} \quad (4.123)$$

Особое сочетание нагрузок  
-для верховой грани:

$$N = G_{пл} + G_6 + Q_3 - W_{взв} - W_\phi \quad (4.124)$$

$$N = 23070 + 10231 + 66,7 - 4222 - 9365 = 19780 \text{ кН;}$$

$$\sum M = M(G_{пл} + G_6 + Q_3) + M(T_H) + M(T_B) + M(W_\phi) + M(E_H) + M(W_{волн})$$

$$\begin{aligned} \sum M &= -215665 - 176 + 308405 + 34744 + \\ &+ 33 + 23 = 171172 \end{aligned} \quad (4.125)$$

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b_d} + \frac{6\sum M}{b_d^2} = -\frac{19780}{46,4} + \frac{6 \cdot 127541}{46,4^2} = -70,8 \text{ кПа;} \quad (4.126)$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u m_u^2 - \gamma_w H_d^u (1 - m_u^2); \quad (4.127)$$

$$\sigma_x^u = -70,8 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 57,36 \cdot 1 = -573,6 \text{ кПа};$$

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) m_u = (9,81 \cdot 57,36 - 70,8) \cdot 0 = 0; \quad (4.128)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2 = -70,8 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 57,36 \cdot 0 = \\ &= -70,8 \text{ кПа}; \end{aligned} \quad (4.129)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -9,81 \cdot 57,36 = -573,6 \text{ кПа}; \quad (4.130)$$

Нормальные напряжения на площадках контактного сечения у верховой грани:

$$\begin{aligned} \sigma_c^u &= \frac{(1 + m_u^2)}{2} \left\{ \sigma_y^u [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_w h \left[ \cos 2(\alpha - \delta) - \frac{1 - m_u^2}{1 + m_u^2} \right] \right\} = \\ &= \frac{(1 + 0)}{2} \cdot \left\{ -70,8 [\cos 2(0 - 0) + 1] + 9,81 \cdot 108 \cdot \left[ \cos 2(0 - 0) - \frac{1 - 0}{1 + 0} \right] \right\} \\ &= -70,8 \text{ кПа}; \end{aligned} \quad (4.131)$$

для низовой грани

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b_d} - \frac{6 \sum M}{b_d^2} = -\frac{19780}{46,4} - \frac{6 \cdot 127541}{46,4^2} = -781,7 \text{ кПа}; \quad (4.132)$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:



$$\sigma_x^t = \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2) = -781,7 \cdot 0,78^2 - 9,81 \cdot 10,2 \cdot (1 - 0^2) = -577,6 \text{ кПа}; \quad (4.133)$$

Касательные напряжения на низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) m_t = -(9,81 \cdot 10,2 - 781,7) \cdot 0 = 0 \text{ кПа}; \quad (4.134)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2;$$

$$\sigma_3^t = -781,7 \cdot (1 + 0,78^2) + 9,81 \cdot 10,2 \cdot 0^2 = -1195 \text{ кПа} \quad (4.135)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t = -9,81 \cdot 10,2 = -102 \text{ кПа}; \quad (4.136)$$

Полученные напряжения сведены в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Напряжения в теле плотины при основном и особом сочетании нагрузок и воздействий

Напорная грань		Низовая грань	
Основное сочетание нагрузок			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
$\sigma_y^u$	-104,3	$\sigma_y^t$	-790,8
$\sigma_x^u$	-550	$\sigma_x^t$	-481,1
$\tau_{xy}^u$	0	$\tau_{xy}^t$	616,8
$\sigma_1^u$	-104,3	$\sigma_3^t$	-1272
$\sigma_3^u$	-550	$\sigma_1^t$	-43,2
$\sigma_c^u$	-104,3		
Особое сочетание нагрузок			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
$\sigma_y^u$	-70,8	$\sigma_y^t$	-781,7
$\sigma_x^u$	-573,6	$\sigma_x^t$	-577,3
$\tau_{xy}^u$	0	$\tau_{xy}^t$	531,1
$\sigma_1^u$	-70,8	$\sigma_3^t$	-1195
$\sigma_3^u$	-573,6	$\sigma_1^t$	-102
$\sigma_c^u$	-70,8		

#### 4.13 Критерии прочности плотины

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

Во всех точках плотины:

$$k_n n_c |\sigma_{max}| \leq R_{пр} m , \quad (4.137)$$

где  $k_n = 1,15$  – коэффициент надежности по ответственности, для сооружений III класса;

$n_c$  – коэффициент сочетания нагрузок ( $n_c = 1$  – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок;  $n_c = 0,9$  – для расчетов по первому предельному состоянию и особому сочетанию нагрузок);

$\sigma_{max}$  – максимальное главное напряжение;

$R_{пр} = 15$  МПа – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона В20, которое определяем по СНиП 2.06.08-87 “Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений”;

$m$  – коэффициент условия работы ( $m = 0,9$  – при основном сочетании нагрузок;  $m = 1$  – при особом сочетании нагрузок).

-для основного сочетания нагрузок:

$$1,15 \cdot 1 \cdot |-550| \leq 15000 \cdot 0,9 , \quad (4.138)$$

$$632,5 \leq 13500.$$

-для особого сочетания нагрузок:

$$1,15 \cdot 0,9 \cdot |-573,6| \leq 15000 \cdot 1 , \quad (4.139)$$

$$2795,9 \leq 15000.$$

На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0, \quad (4.140)$$

-для основного сочетания нагрузок:

$$-104,3 < 0. \quad (4.141)$$

-для особого сочетания нагрузок:

$$-70,8 < 0. \quad (4.141)$$

В зоне верховой грани:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25\gamma_w H_d^u, \quad (4.142)$$

-для основного сочетания нагрузок:

$$|-104,3| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 1,4, \quad (4.143)$$

$$-104,3 \geq 3,5. \quad (4.144)$$

-для особого сочетания нагрузок:

$$|-70,8| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 10,2, \quad (4.145)$$

$$70,8 \geq 25,5.$$

В контактном сечении:

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

-для основного сочетания нагрузок:

$$-104,3 \leq 0.$$

-для особого сочетания нагрузок:

$$-70,8 \leq 0.$$

Таким образом, условия прочности плотины соблюдаются.

#### **4.14 Расчет устойчивости плотины на сдвиг по основанию**

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (4.146)$$

где  $\gamma_n$  – коэффициент надежности по назначению сооружения, принимаемый 1,15;

$\gamma_{lc}$  – 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 ( $\gamma_{cd} = 0,9$  – при работе плотины при НПУ;  $\gamma_{cd} = 1$  – при работе плотины при ФПУ);

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

$$R = (G_{пл} + G_6 + Q_3 - W_\phi - W_{взв}) \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega, \quad (4.147)$$

где  $\omega$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п.м  $\omega = B_n \cdot 1 = 46,4 \cdot 1 = 46,4 \text{ м}^2$ ;

$F$  – сдвигающая сила:

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H, \quad (4.148)$$

для основного сочетания нагрузок:

$$\begin{aligned} R &= (21916,5 + 9202,18 + 67 - 2002,8 - 2223,9) \cdot 0,8 + 100 \cdot 46,4 = \\ &= 26207,2 \text{ Н/м}; \end{aligned}$$

$$F = 16500,4 - 95 + 12,19 + 27,58 = 16445,2 \text{ Н/м};$$

$$\frac{21916,5 \cdot 0,95}{16445,2 \cdot 1} = 1,26 \geq 1,15.$$

-для особого сочетания нагрузок:

$$\begin{aligned} R &= (21916,5 + 9202,18 + 67 - 1835,4 - 5917,4) \cdot 0,8 + 100 \cdot 46,4 = \\ &= 23386,3 \text{ Н/м}; \end{aligned} \quad (4.149)$$

$$F = 17870,5 - 176 + 16,55 + 27,58 = 17738,6 \text{ Н/м};$$

$$\frac{23386,3 \cdot 0,95}{17738,6 \cdot 1} = 1,25 \geq 1,15.$$

Сооружение удовлетворяет требованиям прочности и устойчивости.

## **5 Природные условия и исходные данные**

### **5.1 Компоновка гидроузла и состав сооружений**

При русловой компоновки все бетонные сооружения гидроузла располагаются в естественном русле реки. Этот тип характерен для рек, не имеющих поймы и протекающих в относительно сжатых руслах, в скальных или малоразмываемых берегах.

Основной особенностью такой компоновки является двух очередная схема возведения сооружений.

### **5.2 Организация строительства**

#### **5.3.1 Разбивка сооружения на этапы возведения**

Выделяют три основных периода, относящихся непосредственно к осуществлению гидротехнического строительства: подготовительный, основной и заключительный.

**Первый период—подготовительный.** Главная задача подготовительного периода — подготовка строительства к ведению работ по основным сооружениям. Сюда входит строительство транспортных, энергетических и всех других инженерных коммуникаций, определенной части производственной базы, определенной части жилого поселка и других сооружений, т.е. подготовка всех тылов, обеспечивающих начало ведения основных работ и последующее их развитие необходимыми темпами. По продолжительности этот период охватывает время от начала строительства (открытия титула объекта) до начала работ по возведению основных сооружений (начало земляных работ в котловане основных сооружений, укладка бетона в основные сооружения, отсыпка материала в тело плотины и др.) В этот период должны быть закончены строительством основные объекты производственной базы (бетонное хозяйство, автобазы и др.)

**Второй период — основной.** Главная задача этого периода — возведение основных сооружений в объеме, необходимом для пуска объекта на полную мощность. В этот период должны быть закончены все сооружения объекта, необходимые для его эксплуатации. По продолжительности этот период охватывает время от начала работ в котловане основных сооружений до пуска объекта во временную эксплуатацию. Этот период, как правило, характеризуется высокими темпами строительства. Годовые объемы работ достигают 20-25% и более от общего объема.

**Третий период — заключительный.** Главная задача этого периода — подготовка и сдача объекта в постоянную промышленную эксплуатацию. В этот период заканчиваются все работы по объекту, не включенные во второй период к моменту пуска объекта во временную эксплуатацию. В основном — это доделки по основным сооружениям: отделочные работы, работы по

благоустройству территории промзоны и жилого поселка, рекультивационные работы по карьерам строительства, ликвидация временных предприятий строительства и т.п. По продолжительности этот период охватывает время от пуска объекта во временную эксплуатацию до приемки объекта государственной приемочной комиссией в постоянную эксплуатацию.

В основном периоде для РГТС целесообразно выделять минимум пять этапов, связанных с очередностью возведения сооружений с учетом пропуска строительных расходов и наполнения водохранилища.

I этап—образование котлована 1-ой очереди и возведение в нем временных водопропускных сооружений;

II этап—образование котлована 2-ой очереди и возведение здания ГЭС;

III этап—наращивание сооружений до отметок водонапорного фронта, необходимых для начала наполнения водохранилища;

IV этап— наращивание сооружений и наполнение водохранилища до проектных отметок, с последовательным поочередным пуском всех агрегатов.

На **I этапе** возводятся перемычки первой очереди, и осушается котлован первой очереди. В этом котловане возводится нижняя часть водосливной плотины, необходимая в дальнейшем для переключения пропуска воды с естественного русла на водосливные пролеты плотины. Пропуск расхода реки осуществляется через стесненное русло реки

На **II этапе** проводится перекрытия русла осуществляется постепенное переключение расходов из естественного русла на сооружения, построенные во время I этапа.

Перекрытие русла включает следующие основные мероприятия и работы:

предварительное стеснение русла на участке перекрытия до расчетного прорана;

отсыпка каменного банкета в проране (перекрытие прорана);

наращивание перемычки по высоте до отметок, необходимых для пропуска расчетного строительного расхода (паводка).

Перекрытие русла обычно начинается в осенний период с малыми расходами (сентябрь, октябрь).

Пропуск строительных расходов на этом этапе осуществляется временными водопропускными сооружениями.

через гребенку. Возведение стационарной части плотины. Отметка сооружений к окончанию данного этапа составляет ГВ=829,00 м.

На **III этапе** осуществляются наполнение водохранилища до отметок пуска первых агрегатов ГЭС и пуск этих агрегатов 832,00 м. В период наполнения водохранилища часть расходов реки должна задерживаться в водохранилище, а через створ гидроузла должны пропускаться только

расходы, необходимые для удовлетворения нужд тех отраслей народного хозяйства, предприятия которых расположены ниже гидроузла. На этом этапе пропуск строительных расходов осуществляется через регулируемые отверстия с их постепенным поочередным перекрытием и заделкой. Параллельно с наполнением водохранилища осуществляются наращивание фронта бетонных сооружений, возведение здания ГЭС и монтаж агрегатов. Отметка сооружений к окончанию данного этапа 836,00 м.

На **IV этапе** происходят наращивание всех сооружений до проектных отметок, дальнейшее наполнение водохранилища и поочередный пуск всех агрегатов ГЭС. Пропуск необходимых расходов через створ гидроузла в этот период осуществляется уже через работающие агрегаты ГЭС. Постепенно пропуск расходов переключается на постоянные водосбросные отверстия по мере их готовности и наполнения водохранилища. Объемы работ этого этапа соответствуют разности объемов работ, выполненных к пуску первых агрегатов, и объемов работ в целом. Отметка сооружений к окончанию данного этапа 845,00 м.

Объем выполненных работ представлен в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Объемы бетонных работ на каждом из этапов и суммарные по всему сооружению

Этап:	Отметка, м:	Бетонные работы	Объем, м <sup>3</sup>
I	794,00	Гребенка:	21576
		Разделительный устой:	6250
II	810,00	Водосливная плотина	34521
		Станционная плотина и здание ГЭС	82035
		Глухие части плотины	37398
III	836,00	Станционная и водосливная части	119080
		Глухие части плотины	24180
IV	845,00	Станционная и водосливная части	8370
		Глухие части	11160
Суммарный объем работ:			344570

## 5.4 Гидравлические расчеты

### 5.4.1 Очередность строительства и пропуск строительных расходов

Расчетный строительный расход принимается равным 5 % обеспеченности, в зависимости от класса капитальности сооружения и срока временной эксплуатации (более 2х лет) постоянных сооружений. Образуется котлован 1-й очереди, сужается русло. Строительные расходы пропускаются через суженное русло. В котловане 1-й очереди возводится водосливная



плотина (возводится частично, а потом достраивается). Сужение русла составляет 60% для данного проекта. В суженном русле определяется повышение уровней с целью определения отметки продольной и поперечной перемычек.

$$Z = \frac{1}{\varphi^2} \cdot \frac{v_c^2}{2 \cdot g} - \frac{v_0^2}{2 \cdot g} = \frac{1}{0,85^2} \cdot \frac{3,49^2}{2 \cdot 9,81} - \frac{1,35^2}{2 \cdot 9,81} = 0,77, \quad (5.1)$$

где  $\varphi$  – коэффициент скорости, для трапецеидальных перемычек  $\varphi = 0,85$ ;  
 $v_0$  – бытовая скорость воды в реке;  
 $v_c$  – бытовая скорость воды в реке и скорость потока в суженном русле.

Бытовая скорость воды в реке:

$$v_0 = \frac{Q_{стр}}{w_0} = \frac{2689}{2365} = 1,14 \text{ м/с}, \quad (5.2)$$

где  $w_0$  – площадь поперечного сечения русла реки до стеснения при  $Q_{стр}$ ,  $w_0 = 2365 \text{ м}^2$ .

Скорость потока в суженном русле:

$$v_c = \frac{Q_{стр}}{w_c} = \frac{2689}{1076} = 2,5 \text{ м/с}, \quad (5.3)$$

где  $w_c$  – площадь поперечного сечения суженной части русла при  $Q_{стр}$  (можно принять 40% от  $w_0$ ),  $w_c = 1076 \text{ м}^2$ .

Высота верховой перемычки первой очереди:

$$H_{ВП} = h_{нб} + z + a = 9,2 + 0,77 + 1 = 11 \text{ м}. \quad (5.4)$$

где  $h_{нб}$  – глубина воды соответствующая  $Q_{стр} = 2689 \text{ м}^3/\text{с}$ ;  
 $a$  – строительный запас.

$$\nabla_{ГВП} = \nabla_{дно} + H_{ВП} = 784 + 11 = 795,00 \text{ м}. \quad (5.5)$$

Высота низовой перемычки первой очереди:

$$H_{НП} = h_{нб} + a = 9,2 + 1 = 10,2 \text{ м}. \quad (5.6)$$

$$\nabla_{ГНП} = \nabla_{дно} + H_{НП} = 784 + 10,2 = 794,2 \text{ м}. \quad (5.7)$$

## 5.5 Организация и технология работ по возведению перемычек и КНП

Возводим продольную ряжевую перемычку, так как русло значительно сужено и скорость в сжатом сечении 2,5 м/с. Длина продольной ряжевой перемычки составляет 125 метров.

Высота верховой перемычки первой очереди:

$$H_{ВП} = h_{нб} + z + a = 9.2 + 0,37 + 1,03 = 10,6 \text{ м.} \quad (5.8)$$

где  $h_{нб}$  - глубина воды соответствующая  $Q_{стр} = 2689 \text{ м}^3/\text{с}$ ;  
 $a$  - строительный запас.

$$\nabla_{ВП} = \nabla_{дно} + H_{ВП} = 784 + 10,6 = 794,60 \text{ м.} \quad (5.9)$$

Высота низовой перемычки первой очереди:

$$H_{НП} = h_{нб} + a = 9.2 + 1 = 10,2 \text{ м.} \quad (5.10)$$

$$\nabla_{НП} = \nabla_{дно} + H_{НП} = 784 + 10,2 = 794,2 \text{ м.} \quad (5.11)$$

### 5.5.1 Пропуск паводков в 3-й год строительства

Пропуск строительных расходов осуществляется через гребенку

Определяем необходимое количество отверстий в гребенке:

$$n = \frac{Q_{стр}}{v_n \cdot h_{гр} \cdot b} = \frac{2689}{5 \cdot 9,2 \cdot (12 + 0,37)} = 4,68 \quad (5.12)$$

где  $v_n$  - не размывающая скорость для скалы – 5 м/с;

$b=12$  м;

$\delta_б$ -толщина быков,

$h_{гр}$  - напор на гребенке

$Q_{стр}$  - расход 5% обеспеченности;

Принимаем  $n=5$ .

### 5.5.2 Пропуск паводка в 4-й год строительства

Паводок в 4-й год строительства осуществляется через заглубленные отверстия в теле водосбросной плотины. Примем 3 отверстия сечением 4×4, с отметкой центра отверстия 796.00 м.

Определим отметку ВБ, необходимо для пропуска  $Q_{стр} = 2689 \text{ м}^3/\text{с}$

$$H_{во} = \left( \frac{Q_{стр}}{m \cdot w^2 \cdot 2 \cdot g \cdot n} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{2689}{0,35 \cdot 4 \cdot 4 \cdot 2 \cdot 9,81 \cdot 3} \right)^{\frac{2}{3}} = 8,2 \text{ м}, \quad (5.13)$$

Где  $H_{во}$  – напор над центром входного сечения;

$w$  – площадь выходного отверстия;

$m$  – коэффициент расхода, принимаем 0.35;

$n$  – количество отверстий;

Таким образом, отметка ВБ, необходимая для пропуска строительного расхода составляет:

$$\nabla ВБ = \nabla \text{Центра отверстия} + H_{во} = 796,00 + 8,2 = 804,2 \text{ м}$$

Следовательно, для пропуска паводка в 4-й год строительства отметка верха плотины должна быть не менее 805,00 м.

## 5.6 Организация работ в котловане

### 5.6.1 Расчет котлована I очереди

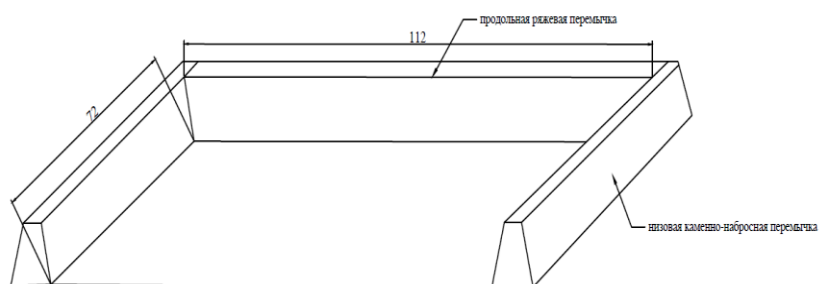


Рисунок 5.1 – Схема котлована первой очереди

Ширина котлована:

$$B = 2 \cdot b + C + 2h_{пер} \cdot ctg\alpha, \quad (5.14)$$

$$B = 2 \cdot 10 + 62 + 2 \cdot 10,6 \cdot 1,4 = 112 \text{ м.}$$

Где  $b$ —пространство, предназначенное для размещения механизмов, водосборных устройств и съездов в котлован. Размеры их должны быть не меньше 10-30 м до поперечных перемычек и 4-10 м - до продольной,  
 $C$ —размер строящегося сооружения; - ширина подошвы водосбросной плотины и длина укрепленных участков со стороны ВБ и НБ.

Длина котлована:

$$L = b + a_1 \cdot h_{пер} \cdot 1,4 + L_в + L_y; \quad (5.15)$$

$$L = 10 + 10,6 \cdot 1,4 + 40 + 6 = 72 \text{ м};$$

где  $L_в$  —длина водосливной части плотины равна 40 м.

$L_y$  —ширина разделительного устоя равна 6 м.

### *Организация и технология работ по водоотливу*

Применяем способ открытого водоотлива, потому что основание под место возведения сооружений сложено из прочного скального грунта.

Этот способ осушения котлована заключается в том, что откачка воды ведется непосредственно из котлована или из отдельных прямков, расположенных в самом котловане.

### **5.6.2 Осушение котлована I очереди**

$$T_0 = \frac{H_{отк}}{L_0} = \frac{3}{0,5} = 6 \text{ суток}, \quad (5.16)$$

где  $H_{отк}$  - глубина воды в котловане;

$L_0$  - допустимая скорость осушения на начальном этапе, л/сут

$$V_{кот} = H_{отк} \cdot b \cdot L = 3 \cdot 112 \cdot 72 = 24192 \text{ м}^3, \quad (5.17)$$

где  $V_{кот}$  — объем воды в котловане при  $Q_{сент}^{ср}$ .

Общая производительность насосов:

$$Q = \frac{V_{кот}}{T_0} = \frac{24192}{6 \cdot 24} = 250 \text{ м}^3/\text{час}, \quad (5.18)$$

Выбираем консольный насос КН-150-80-160 (мощность 15 кВт, подача 100 м<sup>3</sup>/ч, напор 32 м), тогда количество насосов будет равным:

$$N = \frac{\sum Q \cdot 1,5}{P_H} = \frac{250 \cdot 1,5}{100} = 3,75 \text{ шт.} \quad (5.19)$$

Тогда принимаем количество насосов равным 4.

### 5.6.3 Разработка котлована под водосливную плотину

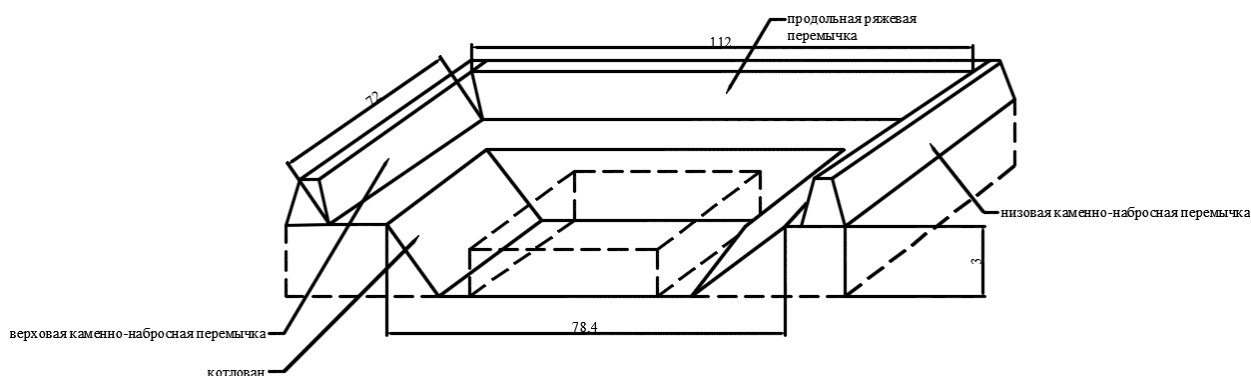


Рисунок 5.2—Схема котлована под водосливную плотину

В качестве ведущего механизма для разработки грунта основания применяется гусеничный одноковшовый экскаватор ЭО – 6123 с прямой лопатой, вместимость ковша  $q_{\text{ков}} = 2,5 \text{ м}^3$ .

Производительность цикла экскаватора:

$$P_{\text{Эч}} = q_{\text{ков}} \cdot n_{\text{ц}} \cdot \frac{k_H}{k_p} \cdot k_B = 2,5 \cdot 138 \cdot \frac{0,9}{1,35} \cdot 0,75 = 173 \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (5.20)$$

где  $k_H$  - коэффициент наполнения ковша,  $k_H = 0,9$ ;

$k_p$  - коэффициент разрыхления грунта, для скалы  $k_p = 1,35$ ;

$k_B$  - коэффициент использования внутрисменного рабочего времени  $k_B = 0,75$ .

$n_{\text{ц}}$  - количество циклов в час:

$$n_{\text{ц}} = \frac{3600}{t_{\text{ц}}} = \frac{3600}{26} = 138, \quad (5.21)$$

где  $t_{\text{ц}}$  - продолжительность цикла экскаватора:

$$t_{\text{ц}} = t_{\text{коп}} + t_{\text{пов}} + t_{\text{выгр}} + t_{\text{возвр}} + t_{\text{ожид}}; \quad (5.22)$$

$$t_{\text{ц}} = 10 + 5 + 3 + 4 + 4 = 26 \text{ с.}$$

$$V_{\text{выем}} = H_{\text{выем}} \cdot b \cdot L = 3 \cdot 46 \cdot 110 = 15180 \text{ м}^3$$

Время разработки котлована под водосбросную плотину:

$$t_{\text{выем}} = \frac{V_{\text{выем}}}{P_{\text{эч}}} = \frac{15180}{173} = 88 \text{ часов.} \quad (5.23)$$

Продолжительность разработки котлована при 2-х сменной работе составит 5,5 суток.

Для бесперебойной работы ведущей машины и перевозки грунта из котлована применяется автосамосвал АС – 6890V0 со следующими характеристиками:

грузоподъемность 18,7 тонн;  
емкость кузова 31,2 м<sup>3</sup>.

Скорости транспортирования грунта по строительной дороге:

- груженный  $V_{\text{гр}} = 20$  км/ч;  
- порожний  $V_{\text{пор}} = 30$  км/ч.

Согласно строй-генплана расстояние от места выемки грунта до места разгрузки составляет 1,5 км.

Определение количества ковшей грунта в емкости автосамосвала:

$$q_{\text{ков}} = \frac{Q_{\text{сам}}}{\rho \cdot n_{\text{ков}} \cdot k_{\text{н}}} = \frac{18,7}{2,3 \cdot 4 \cdot 0,9} = 2,5 \text{ м}^3, \quad (5.24)$$

$$n_{\text{ков}} = \frac{Q_{\text{сам}}}{\rho \cdot q_{\text{ков}} \cdot k_{\text{н}}} = \frac{18,7}{2,3 \cdot 2,5 \cdot 0,9} = 3,6 = 4 \text{ ковша,} \quad (5.25)$$

где  $k_{\text{н}}$  - коэффициент наполнения ковша,  $k_{\text{н}} = 0,9$ ;

$Q_{\text{сам}}$  - грузоподъемность самосвала,  $Q_{\text{сам}} = 18,7$  тонн;

$\rho$  – плотность грунта,  $\rho = 2,3$  т/м<sup>3</sup>.

Время одного цикла транспортировки грунта:

$$t_{\text{ца}} = \frac{L_{\text{т}}}{V_{\text{гр}}} + \frac{L_{\text{т}}}{V_{\text{пор}}} + (t_{\text{р}} + t_{\text{маш}}) = \frac{1,5}{20} + \frac{1,5}{30} + (0,32 + 0,021) = 0,47 \text{ ч.} \quad (5.26)$$

Необходимое для бесперебойной работы ведущей машины количество транспортных машин:

$$N_{\text{а/с}} = \frac{t_{\text{ца}}}{t_{\text{ц}} \cdot n_{\text{ковш}}} = \frac{0,47 \cdot 3600}{31 \cdot 4} \approx 15 \text{ машины.} \quad (5.27)$$

### 5.6.4 Расчет котлована II очереди:

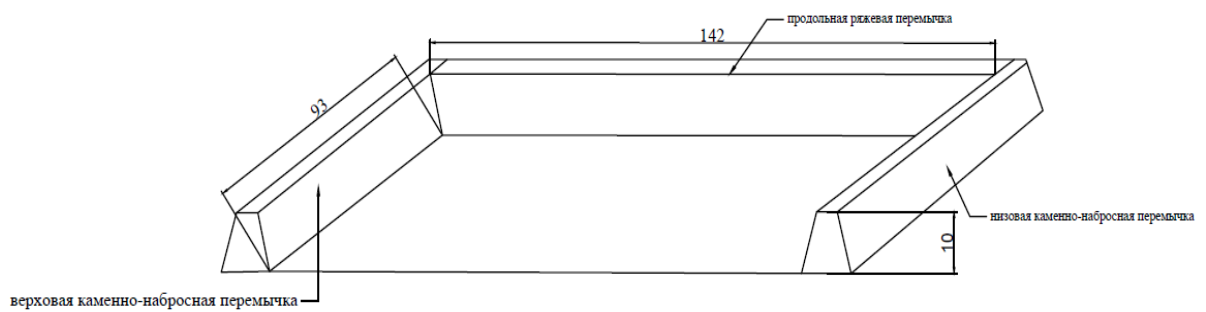


Рисунок 5.3—Схема котлована второй очереди

Ширина котлована:

$$B = 2 \cdot b + C + 2h_{неp} \cdot ctg\alpha, \quad (5.28)$$

$$B = 2 \cdot 10 + 92 + 2 \cdot 10,6 \cdot 1,4 = 142 \text{ м.}$$

Длина котлована:

$$L = b + a_1 \cdot h_{неp} + L_c + L_y; \quad (5.29)$$

$$L = 10 + 10,6 \cdot 1,4 + 68 = 93 \text{ м;}$$

где  $L_c$  —длина стационарной части плотины равна 68 м.

### 5.6.5 Осушение котлована II очереди

$$T_0 = \frac{H_{отк}}{L_0} = \frac{3}{0,5} = 6 \text{ суток,} \quad (5.30)$$

где  $H_{отк}$  - глубина воды в котловане;

$L_0$  - допустимая скорость осушения на начальном этапе.

$$V_{кот} = H_{отк} \cdot b \cdot L = 3 \cdot 142 \cdot 93 = 39618 \text{ м}^3, \quad (5.31)$$

где  $V_{кот}$  —объем воды в котловане при  $Q_{стр}$ .

Общая производительность насосов:

$$Q = \frac{V_{кот}}{T_0} = \frac{39618}{6 \cdot 24} = 275 \text{ м}^3/\text{час,} \quad (5.32)$$

Выбираем консольный насос КН-150-80-160 (мощность 15 кВт, подача 100 м<sup>3</sup>/ч, напор 32 м), тогда количество насосов будет равным:

$$N = \frac{\sum Q \cdot 1,5}{220 \cdot t} = \frac{275 \cdot 1,5}{100} = 4 \text{ шт.} \quad (5.33)$$

### 5.6.6 Разработка котлована под стационарную часть плотины, и глухую правобережную плотину и здание ГЭС.

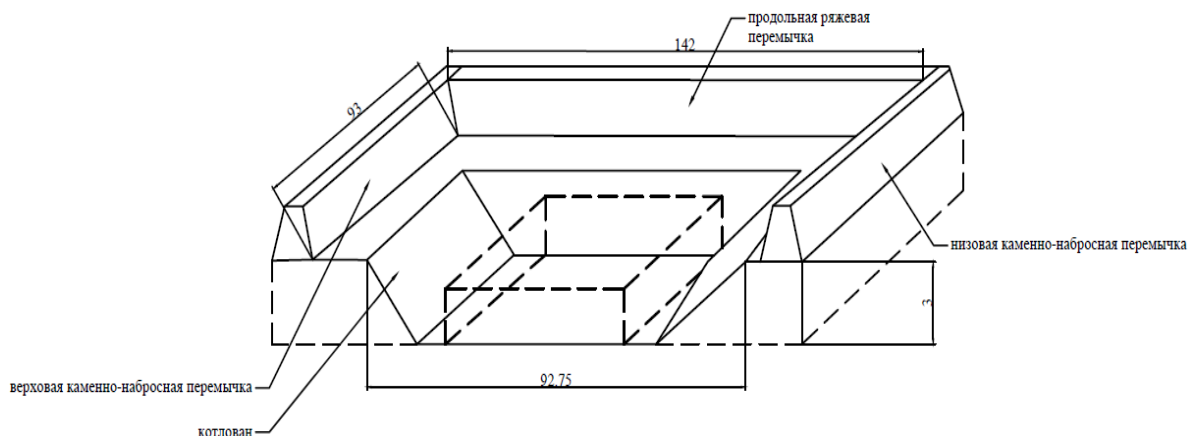


Рисунок 5.4—Схема котлована под стационарную часть плотины

$$V_{\text{выем}} = h \cdot b \cdot L = 3 \cdot 122 \cdot 110 = 40260 \text{ м}^3. \quad (5.34)$$

Время разработки котлована под водосбросную плотину:

$$t_{\text{выем}} = \frac{V_{\text{выем}}}{P_{\text{эч}}} = \frac{40260}{173} = 233 \text{ часа.} \quad (5.35)$$

Продолжительность выемки грунта при 2-х сменной работе составит 14.5 суток

Для бесперебойной работы ведущей машины и перевозки грунта из котлована применяется автосамосвал АС – 6890VO со следующими характеристиками:

грузоподъемность 18,7 тонн;  
емкость кузова 31,2 м<sup>3</sup>.

Скорости транспортирования грунта по строительной дороге:

- груженный  $V_{\text{гр}} = 20 \text{ км/ч}$ ;  
- порожний  $V_{\text{пор}} = 30 \text{ км/ч}$ .



Согласно строй-генплана расстояние от места выемки грунта до места разгрузки составляет 1,5 км.

Определение количества ковшей грунта в емкости автосамосвала:

$$q_{\text{ков}} = \frac{Q_{\text{сам}}}{\rho \cdot n_{\text{ков}} \cdot k_{\text{н}}} = \frac{18,7}{2,3 \cdot 4 \cdot 0,9} = 2,5 \text{ м}^3,$$

$$n_{\text{ков}} = \frac{Q_{\text{сам}}}{\rho \cdot q_{\text{ков}} \cdot k_{\text{н}}} = \frac{18,7}{2,3 \cdot 2,5 \cdot 0,9} = 3,6 = 4 \text{ ковша},$$

где  $k_{\text{н}}$  - коэффициент наполнения ковша,  $k_{\text{н}} = 0,9$ ;

$Q_{\text{сам}}$  - грузоподъемность самосвала,  $Q_{\text{сам}} = 18,7$  тонн;

$\rho$  – плотность грунта,  $\rho = 2,3 \text{ т/м}^3$ .

Время одного цикла транспортировки грунта:

$$t_{\text{ца}} = \frac{L_{\text{т}}}{V_{\text{гр}}} + \frac{L_{\text{т}}}{V_{\text{пор}}} + (t_{\text{р}} + t_{\text{маш}}) = \frac{1,5}{20} + \frac{1,5}{30} + (0,32 + 0,021) = 0,47 \text{ ч.}$$

Необходимое для бесперебойной работы ведущей машины количество транспортных машин:

$$N_{\text{а/с}} = \frac{t_{\text{ца}}}{t_{\text{ц}} \cdot n_{\text{ковш}}} = \frac{0,47 \cdot 3600}{31 \cdot 4} \approx 15 \text{ машины.}$$

## 5.7 Расчет производства бетонных работ по этапам

Бетонное хозяйство представляет собой комплекс устройств, обеспечивающих приготовление бетонной смеси в нужном объеме и нужного качества.

Основным и определяющим узлом бетонного хозяйства является бетонный завод. К его производительности, режиму работы приспособливают производственные параметры остальных предприятий бетонного хозяйства. Производительность бетонного завода и его состав определяются требуемой интенсивностью производства бетонных работ.

Приготовление бетонной смеси организовано на приобъектном бетонном заводе. Для определения расчетной интенсивности необходимо знать срок строительства данного сооружения.

*Расчет производительности бетонного завода для первого этапа строительства:*

Часовая производительность бетонного завода:

$$П_{б.з.}^ч = \frac{QK_qK_Mj}{Tmn} \text{ м}^3/\text{час} \quad (5.36)$$

$$П_{б.з.}^ч = \frac{QK_qK_Mj}{Tmn} = \frac{25432 \cdot 1.3 \cdot 1.2 \cdot 0.85}{3 \cdot 24 \cdot 14,5} = 32 \frac{\text{м}^3}{\text{час}},$$

где Q - объем бетонных работ, м<sup>3</sup> ;

T - принятый срок строительства, мес;

m - число рабочих суток в месяце;

n - число рабочих часов в сутках;

j = 0,85 - 0,9 - коэффициент использования рабочего времени бетонного хозяйства;

K<sub>ч</sub> = 1,3 - 1,4 - коэффициент часовой неравномерности бетонирования;

K<sub>м</sub> = 1,2 - 2,0 - коэффициент месячной неравномерности бетонирования.

*Расчет производительности бетонного завода для второго этапа строительства:*

$$П_{б.з.}^ч = \frac{QK_qK_Mj}{Tmn} = \frac{102196 \cdot 1.3 \cdot 1.2 \cdot 0.85}{12 \cdot 24 \cdot 14,5} = 34 \frac{\text{м}^3}{\text{час}},$$

*Расчет производительности бетонного завода для третьего этапа строительства:*

$$П_{б.з.}^ч = \frac{QK_qK_Mj}{Tmn} = \frac{143260 \cdot 1.3 \cdot 1.2 \cdot 0.85}{14 \cdot 24 \cdot 14,5} = 39 \frac{\text{м}^3}{\text{час}},$$

*Расчет производительности бетонного завода для четвертого этапа строительства:*

$$П_{б.з.}^ч = \frac{QK_qK_Mj}{Tmn} = \frac{19530 \cdot 1.3 \cdot 1.2 \cdot 0.85}{2 \cdot 24 \cdot 14,5} = 37 \frac{\text{м}^3}{\text{час}},$$

Процесс приготовления бетона на заводе состоит из:

- транспортирования материалов со складов,
- дозирования их,
- загрузки в бетоносмеситель,
- перемешивания;
- выгрузки.

Ведущим процессом является перемешивание бетонной смеси, которое осуществляется в бетоносмесителях. Поэтому после определения

интенсивности бетонных работ выбирается бетоносмеситель стационарный С-350 с двигателем типа Л-3/2, бензиновый, мощностью 3 л.с [4]

Часовая производительность бетоносмесителя определяется по формуле:

$$P_{б.с} = \frac{VK_B}{t_1 + t_2 + t_3 + t_4} \quad (5.37)$$

$$P_{б.с} = \frac{500 \cdot 0.5}{15 + 60 + 20} = 2,6 \text{ м}^3/\text{час};$$

Таким образом бетонный завод обеспечивающий бетонной смесью строительство Куюсской ГЭС будет включать в себя 4 бетоносмесителя производительностью 2,6 м<sup>3</sup>/час.

Хозяйство необходимо размещать как можно ближе к сооружениям для сокращения времени транспортировки бетона, в незатопляемой зоне. Эксплуатационная сменная  $P_{б.з.см}$  и суточная  $P_{б.з.сут}$  производительности учитывают сменный и суточный фонды времени работы завода, которые учитывают различные перерывы и рассчитываются по формулам:

$$P_{б.з.см} = P_{б.з.час} T_{см}; \quad (5.38)$$

$$P_{б.з.сут} = P_{б.з.час} T_{сут}, \quad (5.39)$$

где  $P_{б.з.час}$  – конструктивная производительность бетонного завода.

$T_{см}$  - сменный фонд времени бетонного завода принимаем 6.6 часов для Сибири.

$T_{сут}$  – суточный фонд принимаем 14.5 часа.

$$P_{б.з.см} = P_{б.з.час} T_{см} = 10,4 \cdot 6.6 = 68,6 \text{ м}^3$$

$$P_{б.з.сут} = P_{б.з.час} T_{сут} = 10,4 \cdot 14,5 = 150,8 \text{ м}^3$$

Месячная  $P_{б.з.мес}$  и годовая  $P_{б.з.год}$  производительность определяют по формулам:

$$P_{б.з.мес} = P_{б.з.сут} T_{мес}; \quad (5.40)$$

$$P_{б.з.год} = P_{б.з.сут} T_{год}, \quad (5.41)$$

где  $T_{\text{мес}} = 27,7$  сут.;  $T_{\text{год}} = 329$  сут - месячный и годовой фонды времени работы.

$$P_{\text{б.з.мес}} = 150,8 \cdot 27,7 = 4177,2 \text{ м}^3 ;$$

$$P_{\text{б.з.год}} = 150,8 \cdot 329 = 49613 \text{ м}^3,$$

### *Транспортировка бетонной смеси*

Основным видом транспорта бетонной смеси с бетонного завода, находящийся на расстоянии более 1 км, являются автомобили-самосвалы. Металлический кузов самосвала исключает возможность вытекания цементного раствора.

Транспортирование бетонной смеси возможно и в контейнерах, которые к месту укладки бетонной смеси подаются краном.

*Технологические мероприятия по обеспечению трещиностойкости и прочности сооружения:*

Для предотвращения трещинообразования или сведение их к минимуму в процессе строительства и эксплуатации должны обеспечиваться:

- однородность бетонной смеси с применением качественных заполнителей и цемента с умеренной экзотермией поставляемого с завода;
- максимально возможное снижение расхода цемента;
- охлаждение бетонной смеси до оптимальной температуры в процессе её приготовления и укладки в блоки;
- интенсивный поверхностный полив бетона через 18 - 20 часов после окончания бетонирования и при достижении прочности  $\sigma_{\text{сж}} > 1 \text{ МПа}$ ;

## **5.8 Строительный генеральный план**

Стройплощадка Куяусского гидроузла расположена на правом берегу и включает в себя следующую производственную базу, состоящую из зданий и сооружений, таких как: бетонное хозяйство, арматурный завод, опалубочный цех, дробильно-промывочно-сортировочный завод, склады основного оборудования, автобаза, база механизации, центральная ремонтная мастерская, строительная лаборатория и временная столовая.

На правом берегу устраивают понизительную подстанцию. Проезд с правого берега на левый по построенному мосту. Так же были проложены дороги и организованы проезды ко всем площадкам, где возводятся основные сооружения ГУ. Удобное географическое расположение и легкая

доступность для проведения работ обосновывает именно такое расположение стройплощадки.

### **5.9 Календарный план**

На календарном плане Куюзского гидроузла изображены сроки строительства основных сооружений и их длительность, разбитая по этапам. Срок строительства гидроузла 5 лет.

## **6 Мероприятия по охране окружающей среды**

Куюсский гидроузел проектируется в Алтайском крае России на реке Катунь. Бассейн реки Катунь расположен в таежной зоне.

Река Катунь - крупнейшая река на Алтае. Она берет начало на южном склоне Катунского хребта у подножия горы Белухи. Вытекая из ледника Геблера (Катунского) на высоте около 2000 метров, Катунь протекает по территории Республики Алтай и Алтайского края, где, в 10 километрах южнее города Бийск сливаясь с рекой Бия, образует крупнейшую сибирскую реку - Обь. Длина Катунь 688 километров, из них 97 километров река течет по территории Алтайского края. В районе створа проектируемого Куюсского гидроузла климат континентальный. Средняя температура января — -18 С, июля — +18,9 С. Годовое количество атмосферных осадков — 520 мм. Температура воды в Катунь не поднимается выше 13–15°С даже в июле.

Качество воды в реке Катунь в створе строительства обусловлено наличием плавающей древесины, оставшейся от проводившихся ранее лесозаготовок, вследствие этого в воде присутствуют фенолы.

По речным долинам встречаются виды флоры и фауны занесенные в Красную книгу РФ.

Долина богата самой разнообразной растительностью, лекарственными травами, цветами, ягодами, а также животным миром, горными породами и минералами, пещерами, аржанами. Неотразимы отвесные скалы, бомы, пороги, ущелья, водопады.

Фауна очень разнообразна. В районе строительства гидроузла можно встретить животных: волк, медведь, лисица, рысь, россомаха, соболь, белка и т.д. Воды реки Катунь богаты различными рыбами, которые представлены следующими видами: хариус, таймень, а в низовьях появляются щука, окунь, налим.

В связи с тем, что в районе строительства Куюсского гидроузла находятся виды растений и животных (птиц) занесенных в Красную книгу РФ, с начала строительства необходимо проводить мониторинг численности краснокнижных видов с целью разработки мероприятий. Воздействие на растительный и животный мир при строительстве и в процессе дальнейшей эксплуатации станции, а также для разработки мероприятий причиненного ущерба при реализации проекта создания Куюсской ГЭС.

### **6.1 Период строительства**

В период строительства в районе гидроузла нарушается естественный ландшафт. В связи с прокладкой дорог, постройкой промышленной базы и поселка резко возрастает уровень шума. Вода, используемая для

разнообразных строительных работ, возвращается в реку с механическими примесями. Она загрязняется также коммунально-бытовыми стоками строительного поселка. В период строительства начинается подъем воды в верхнем бьефе, в результате заполнения водохранилища изменяется расход воды и ее уровень в нижнем бьефе.

Для обеспечения надлежащего качества воды в зоне водохранилищ предусматривается полная лесочистка и санитарная очистка ложа водохранилища до его затопления. Лесочистка производится с максимально возможным хозяйственным использованием древесины. Санитарная очистка производится с целью уменьшения загрязнения поверхностного стока.

## **6.2 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища**

Мероприятия по инженерной защите, предусматривающие:

- технические мероприятия, исключая затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;
- мероприятия по санитарной подготовке территории затопления;

При создании водохранилищ предусматривается организация водоохранной зоны, на территории которой планируются защитные лесонасаждения и лесовосстановительные мероприятия.

В пределах водоохранных зон устанавливаются прибрежные защитные полосы, на территориях которых вводятся дополнительные ограничения хозяйственной и иной деятельности.

Для обеспечения соблюдения режима водоохранных зон и границ прибрежных защитных полос необходимо проведение следующих мероприятий:

- закрепление на местности границ водоохранных зон и границ прибрежных защитных полос специальными информационными знаками осуществляется в соответствии с земельным законодательством;
- запрещается проведение авиационно-химических работ;
- использование навозных стоков для удобрения почв;

В границах водоохранных зон допускаются проектирование, строительство, реконструкция, ввод в эксплуатацию, эксплуатация хозяйственных и иных объектов при условии оборудования таких объектов сооружениями, обеспечивающими охрану водных объектов от загрязнения, засорения и истощения вод. Использование, охрана, защита, воспроизводство лесов, расположенных в водоохранных зонах, осуществляется в соответствии с лесным законодательством. Но соблюдение режима водоохранных зон не

говорит о том, что запрет на проведение берегоукрепительных работ по берегам водных объектов.

При разработке строительных планов необходимо рационально выбирать карьеры, местоположение строительной базы, дорог и т.п.

К моменту завершения строительства должны быть проведены рекультивация нарушенных земель и озеленение территории. Для предотвращения или уменьшения переработки берегов их укрепляют.

В связи с тем, что при подготовке ложа водохранилища необходима очистка от древесной и кустарниковой растительности, в процессе лесосводки будет образовано большое количество древесных отходов.

### **6.3 Период эксплуатации**

В период эксплуатации происходит разностороннее влияние на окружающую среду. Гидротехнические сооружения должны эксплуатироваться с соблюдением требований законодательства Российской Федерации об охране окружающей среды.

В целях контроля и современного предотвращения загрязнений окружающей среды на ГЭС необходимо организовать наблюдения за:

- протечками и утечками технологических масел;
- качеством сбрасываемой после использования технологической воды;
- качеством сбрасываемых сточных вод.

По результатам наблюдений принимаются решения о необходимых природоохранных мероприятиях.

### **6.4 Мероприятия по защите растительного и животного мира**

Будет произведено лесовосстановление взамен затопленных лесных площадей, вынос из зоны затопления редких, реликтовых и краснокнижных видов растений.

Биологическая мелиорация реки Катунь и строительство рыбопродуктивных хозяйств в качестве компенсационных мероприятий в счет компенсации ущерба ценным породам рыбы (тайменю), причиненным при строительстве ГЭС.

Основные природоохранные мероприятия в период эксплуатации станции приведены в таблице 6.1.



Таблица 6.1 - Основные природоохранные мероприятия

	Мероприятия	Срок исполнения
1. Организационные		
.1	Разработка и согласование проекта нормативов предельно - допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (ПДВ)	1 раз в 5 лет
.2	Разработка и утверждение проекта нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР)	1 раз в 5 лет
.3	Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты	1 раз в 5 лет
.4	Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух	1 раз в 5 лет
.5	Организация и проведение производственного экологического контроля	Постоянно
.6	Разработка и осуществление природоохранных мероприятий	Ежегодно
2. Технологические		
.1	Модернизация оборудования с заменой на оборудование с меньшими шумовыми характеристиками	При проведении реконструкции
.2	Оборудование маслохозяйства маслоочистительной установкой	При проведении реконструкции
.3	Перенос шумопроизводящего оборудования с открытых площадок в закрытые помещения	При проведении реконструкции
3. Санитарно - технические		
.1	Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности	-
.2	Организация контроля за соблюдением природоохранных нормативов	Постоянно
.3	Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне реки Катунь	Постоянно

## 7 Оценка объёмов продаж электроэнергии и расчет расходов на проект

### 7.1 Определение объёмов генерации производства

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами или издержками производства. В том случае, если создание продукции связано с обслуживанием технических устройств, текущие затраты называют эксплуатационными расходами. При этом экономическая сущность всех определений одина – это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса, осуществления строительства ГЭС и производства электроэнергии. Оценка объёмов продаж представлена в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Оценка объёмов продаж впервые годы выпуска электроэнергии

Наименование показателя	Единица измерения	Интервалы планирования (годы)		
		2020 г.	2021 г.	2022 г.
Установленная мощность	МВт	262	262	262
Число часов использования установленной мощности	Часы	6700,00	6700,00	6700,00
Выработка электроэнергии	МВт*ч	2 462 400,00	2 462 400,00	2 462 400,00
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	2	2	2
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	49 248,00	49 248,00	49 248,00
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	2 413 152,00	2 413 152,00	2 413 152,00
Тариф на электроэнергию	Руб./ МВт*ч	1 189,00	1 232,00	1 271,00
Выручка от реализации электроэнергии	Млн.руб.	239,10	247,75	255,59
НДС к выручке	Млн.руб.	36,47	37,79	38,98

### 7.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполняем на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 - 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9) с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

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

Амортизационные отчисления рассчитываем, исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяем в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы на уровне представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла в первые годы эксплуатации

Наименование	Ставка (тыс.руб/МВт)	Величина, млн.руб.
ФОТ	255,2	69,48
Прочие	274,0	75,24
Итого по ГЭС		144,72

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 - 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9), таблица 7.3.

Таблица 7.3 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина млн.руб.
ОАО «СО-ЕЭС»	135380 руб.за1МВт	38,58
НПАТС (администратор торговой системы)	1,097 руб.за1МВт.ч	2,70
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,318 руб.за1МВт.ч	0,78
Итого		42,04

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы производства электроэнергии приведены в таблице 7.4.

Таблица 7.4 - Текущие затраты по гидроузлу в первые годы производства электроэнергии

Наименование	2020	2021	2022	2023
Амортизационные отчисления	217,70	217,70	217,70	217,70
Расходы на страхование	62,96	60,90	58,81	56,72
Эксплуатационные затраты	144,72	144,72	144,72	144,72
Расходы на ремонт производственных фондов	47,22	45,67	66,16	63,81
Расходы на услуги регулирующих компаний	42,06	42,06	42,06	42,06
Налог на воду	10,83	11,82	11,82	11,82
Итого	525,49	522,87	541,27	536,83

Структура текущих затрат представлена на рисунке 7.1.

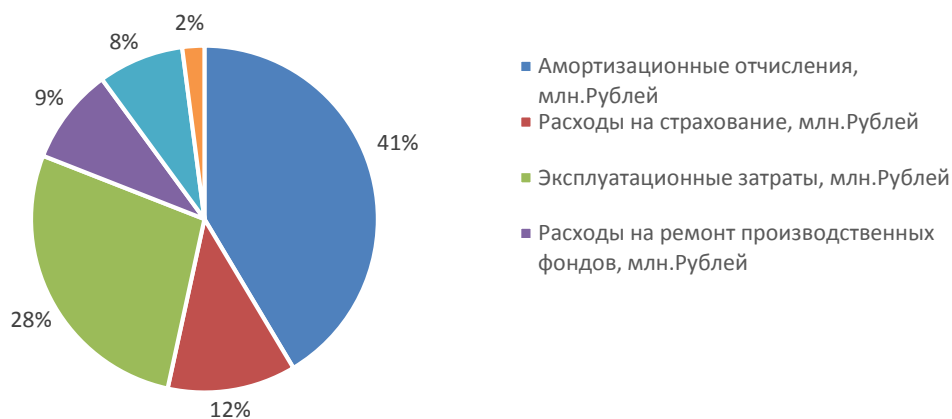


Рисунок 7.1– Текущие затраты по гидроузлу, %

### 7.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьей оттоков денежных средств после завершения строительства. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет. Существует возможность введения льготного периода, что существенно повлияет на показатели эффективности 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 на 1 тыс. кВт ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 7.5

Таблица 7.5 - Налоговые расходы в первые годы эксплуатации

Налоги	2021	2022	2023	2024
Налог на прибыль	2,36	2,36	2,36	2,36
НДС	462,78	489,54	504,43	518,85
Взносы в социальные фонды	19,40	19,40	19,40	19,40
Налог на имущество	140,95	136,11	131,32	126,53

Налоги на прибыль, НДС и взносы в социальные фонды отчисляются в федеральный бюджет. Налог на имущество отчисляется в бюджет региона, где производится строительство.

#### 7.4 Оценка суммы прибыли

В отчете о прибыли определяются следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогам, нераспределенная прибыль, накопленная нераспределенная прибыль.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена для целевого варианта в таблице 7.6.

Таблица 7.6 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единицы измерения	Интервалы планирования			
		2020	2021	2022	2023
Выручка (нетто)	млн. руб.	2548,43	2642,07	2726,74	2809,30
Текущие расходы	млн. руб.	525,51	522,94	541,34	536,90
ЕВИТДА (Валовая прибыль)	млн. руб.	2022,91	2119,12	2185,39	2272,39
Скорректированный налог на прибыль	млн. руб.	2,36	2,36	2,36	2,36
НОРАТ(Чистая прибыль)	млн. руб.	2022,91	2119,12	2185,39	2272,39
Справочно: Ставка налога на прибыль	%	20	20	20	20

Объём чистой прибыли зависит от объёма валовой прибыли и величины налогов, и растёт по мере увеличения выработки электроэнергии, что показано на рисунке 7.2.

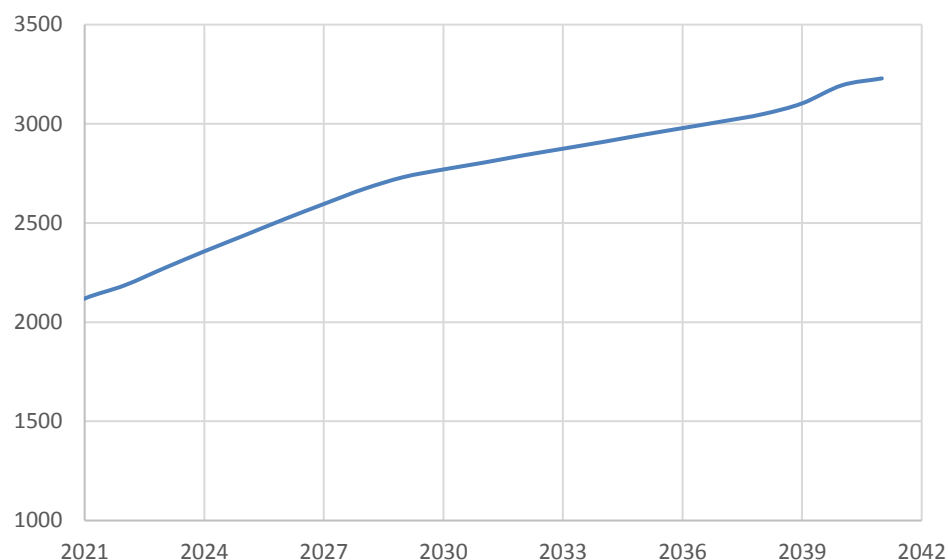


Рисунок 7.2 – Чистая прибыль, млрд. руб.

### 7.5 Показатели эффективности проекта

Эффективность проекта характеризуется системой показателей, отражающих соотношение затрат и результатов применительно к интересам его участников.

Критерии эффективности инвестиций приведены в таблице 7.7.

Таблица 7.7 – Эффективность инвестиций

Показатели эффективности	
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости-РВ, мес	70
Чистый приведенный доход-NPV, млн.руб	10048,8
Индекс прибыльности-PI	3,58
Внутренняя норма рентабельности-IRR, %	34,21
Себестоимость электроэнергии, руб/кВт*ч	0,15
Удельные капиталовложения, руб/кВт	97704

### 7.6 Анализ чувствительности

Инвестиции–вложения капитала с целью получения прибыли. Инвестиции являются неотъемлемой частью современной экономики. От кредитов инвестиции отличаются степенью риска для инвестора (кредитора) — кредит и проценты необходимо возвращать в оговорённые сроки независимо от прибыльности проекта, инвестиции (инвестированный капитал) возвращаются и приносят доход только в прибыльных проектах.

Если проект убыточен — инвестиции могут быть утрачены полностью или частично.

Выручка (оборот, объём продаж) — количество денежных средств или иных благ, получаемых компанией за определённый период её деятельности, в основном за счёт продажи товаров или услуг своим клиентам.

Влияние выбранных показателей на изменение чистого приведенного дохода показано на следующих рисунках 7.3 – 7.4.

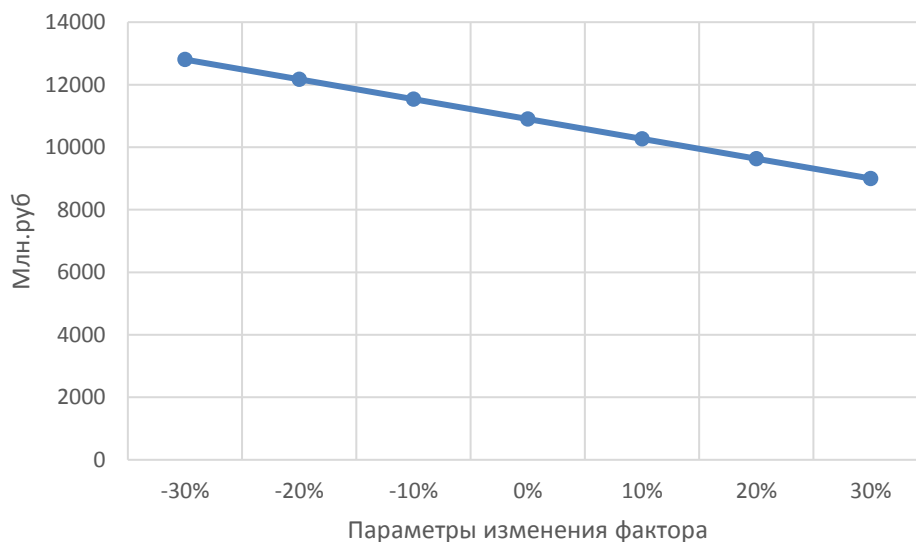


Рисунок 7.3- Изменение чистого приведенного дохода от изменения объёма инвестиций

Вывод: Увеличение объёма инвестиций- уменьшение величины NPV.

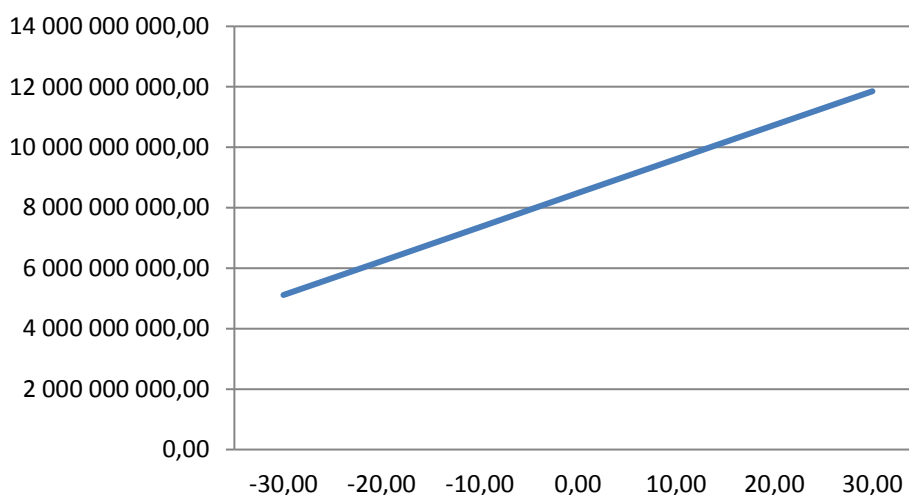


Рисунок 7.4- Изменение чистого приведенного дохода от изменения цены сбыта

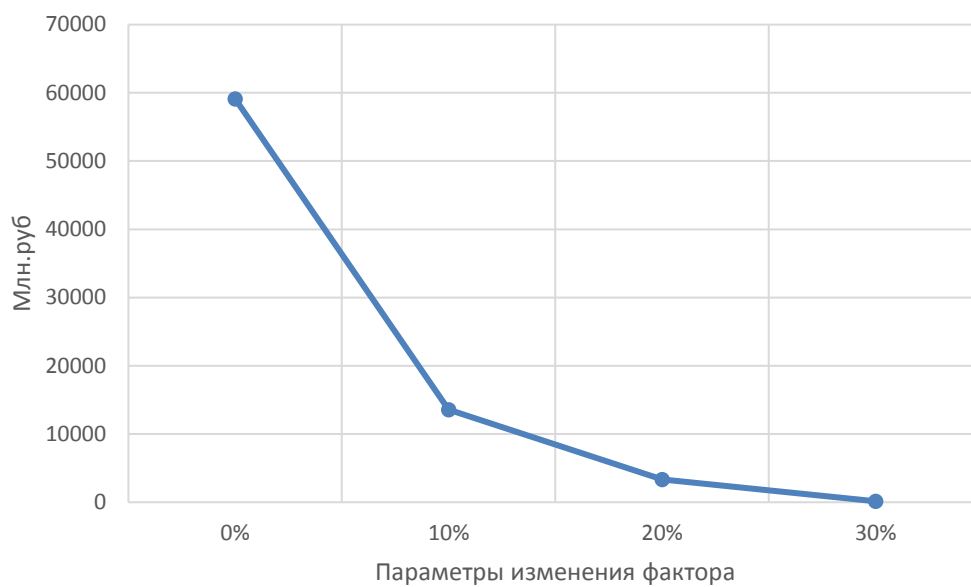


Рисунок 7.5 – Изменение сумма NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования



## 8. Контроль состояния элементов подземного контура бетонной плотины на примере Куюсской ГЭС

### 8.1 Подземный контур сооружения.

Неблагоприятные свойства скальных оснований, такие, как включение слабых пород, большая и неравномерная деформативность, значительная трещиноватость, наличие тектонических зон, малая сопротивляемость сдвигу и разнопородность (наличие пород разной жесткости) существенно влияют на работу системы плотины-основание.

Для улучшения свойств скального массива, снижения фильтрационного противодействия, предотвращения недопустимой фильтрации в условиях ожидаемого разуплотнения основания необходим комплекс противофильтрационных мероприятий при создании подземного контура.

Подземный контур Куюсской плотины включает в себя:

- Цементационную завесу на глубину до 30 м;
- Скважинный дренаж в основании плотины (глубиной до 16м).

Цементационная завеса в соответствии с проектом выполнена вертикальной, ее ось расположена на расстоянии 5.0 м от верховой грани.

Глубина завесы около 30 метров, она сопрягается с породами относительного водоупора (удельное поглощение 0,01 – 0,05 л/(мин·м<sup>2</sup>), обеспечивая перекрытие активной области фильтрации. Цементационная завеса выполнена однорядной под всеми секциями русловой части плотины (с проектным удельным водопоглощением 0.01 л/мин).

Для снятия противодействия предусмотрена дренажная сеть скважин, которая выполняется из дренажных галерей. Дренаж выполняется вертикальным. Глубина проектной дренажной завесы в основании русловой плотины до 16 м, шаг скважин 2 м (Рисунок 8.2).

В соответствии с СП 40.13330.2012 “Плотины бетонные и железобетонные” для гравитационной плотины III класса отношение напоров на завесе и на дренаже  $H_{ас}/H_d$  и  $H_{др}/H_d$  должны быть  $0,4 \cdot H$  и  $0,2 \cdot H$ , где  $H_{ас}$  - напор на завесе;  $H_{др}$  – напор на дренаже;  $H_d$  – действующий напор на сооружение [18].

Основными параметрами противофильтрационной завесы являются глубина, толщина и ее местоположение относительно напорной грани, которые определяются расчетами.

Глубину противофильтрационной завесы, характеристики ее водонепроницаемости следует назначать в зависимости от напора на плотину, фильтрационных и суффозионных свойств пород основания, нормативных требований по снижению противодействия на подошву плотины. С другой стороны, противофильтрационная завеса должна достигать водонепроницаемых пород, характеризующихся удельным водопоглощением 0,01-0,05 л/(мин·м<sup>2</sup>).

На практике глубина завесы  $S_3$  в зависимости от напора составляет обычно [18] (Рис.8.1):

$$S_3 = (0,5 \div 0,8) \cdot H_p, \text{ м}, \quad (8.1)$$

где  $H_p$  – расчетный напор на сооружение, м.

Расчетный напор на Куюзскую плотину составляет 54 м.

Тогда глубина противofильтрационной завесы в скальном основании Куюзской плотины будет равна

$$S_3 = (0,5 \div 0,8) \cdot 55 = 27,5 \text{ м}$$

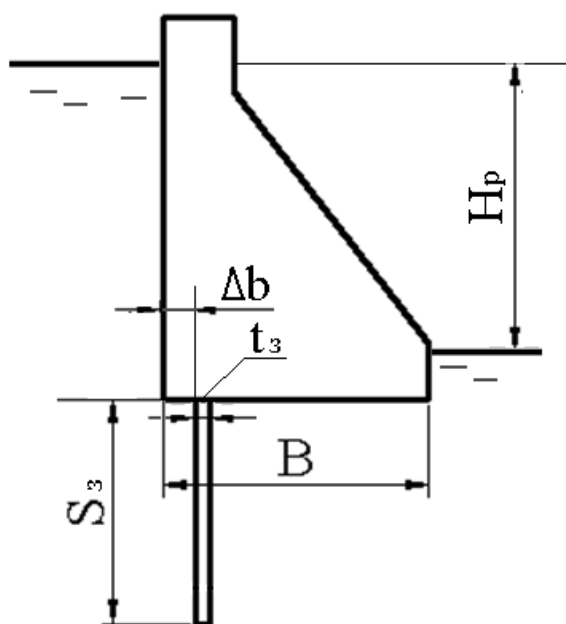


Рис. 8.1. Схема условного подземного контура плотины.

Принимается глубина противofильтрационной завесы, доведенная до зоны с удельным водопоглощением  $q \leq 0,01$  л/(мин·м<sup>2</sup>), равна 30 м и практически соответствующая минимальной расчетной глубине.

Толщина противofильтрационной завесы назначается из условий обеспечения допустимого градиента напора на завесе ( $I_{\text{доп}}$ ) и не превышения критического градиента ( $I_{\text{кр}}$ ), определяющих фильтрационную прочность самой завесы.

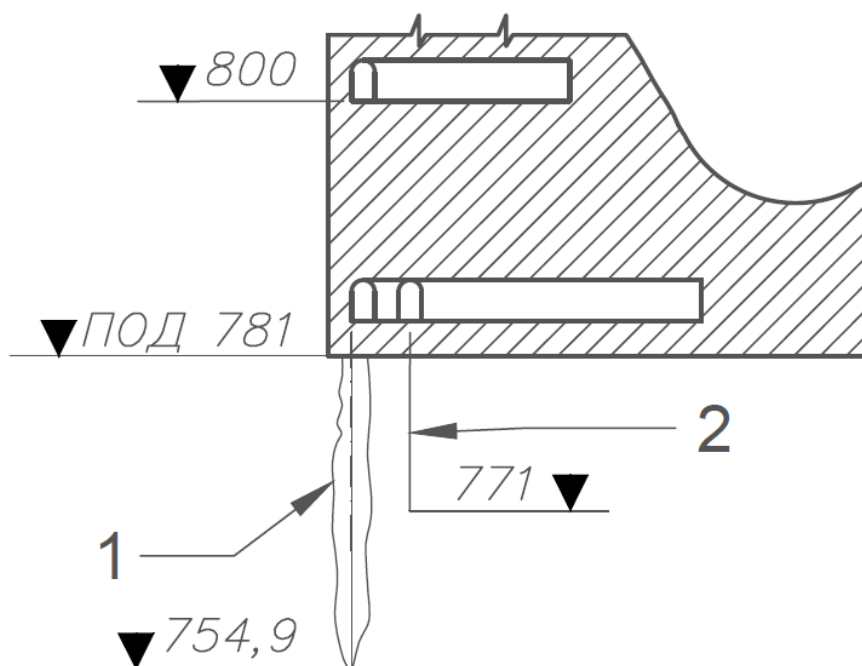


Рис. 8.2 Подземный контур Куюсской плотины.  
1- цементационная завеса; 2- дренаж

Так как максимальный действующий градиент напора ( $I_{\max}$ ) имеет место в контактной зоне завесы, то определение толщины завесы выполняется в верхней ее части. Обычно противofильтрационная завеса имеет переменную толщину.

Толщина противofильтрационной завесы  $t_3$  для завес, доведенных до водоупора, находится из условия 8.2 [18]

$$t_3 \geq (\Delta H / I_{cr}) \cdot k_n, \text{ м}, \quad (8.2)$$

где  $\Delta H$  – напор, действующий на противofильтрационную завесу, м;  
 $I_{cr}$  – критический градиент напора в противofильтрационной завесе, м;  
 $k_n$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения.

В соответствии с [19] на завесе гравитационных плотин напор в контактной зоне не должен превышать  $0,4 \cdot H_p$ . Следовательно, напор, действующий на завесу составит:

$$\Delta H = H_p - 0,4 \cdot H_p = 0,6 \cdot H_p, \text{ м}. \quad (8.3)$$

$$\Delta H = 0,6 \cdot 54 = 32,4 \text{ м}.$$

В соответствии со сводом правил СП 23.13330.2011 «Основания гидротехнических сооружений» [19] при проектировании

противофильтрационной цементационной завесы в скальном основании следует принимать критический градиент напора  $I_{cr}$  в завесе в зависимости от удельного водопоглощения  $q$  в пределах завесы по таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Определение критического градиента в завесе ( $I_{cr}$ )

Удельное водопоглощение скального грунта в завесе $q$ , л/(мин·м <sup>2</sup> )	Критический градиент напора в завесе
<0,02	35
0,02÷0,05	25
>0,05	15

Так как удельное водопоглощение скального грунта в противофильтрационной завесе Куяуской плотины равно  $q = 0,01$  л/(мин·м<sup>2</sup>), то принимаем  $I_{cr} = 35$ .

В соответствии со сводом правил СП 58.13330.2012 «ГТС. Основные положения» коэффициент надежности по ответственности сооружения следует принимать по таблице 8.2 [20].

Таблица 8.2 – Коэффициенты надежности по ответственности сооружения

Класс сооружения	Коэффициент надежности
I	1,25
II	1,20
III	1,15
IV	1,10

Так как Куяуская ГЭС относится к сооружениям III класса ответственности, то  $k_n = 1,15$ .

Отсюда толщина противофильтрационной завесы равна:

$$t_3 \geq (32,4/35) \cdot 1,15 = 1,1 \text{ м.} \quad (8.4)$$

Принятая толщина цементационной завесы составляет 2,5 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси цементационной завесы определяется в соответствии с [18]. Если подземный контур состоит из цементационной завесы и дренажа, то расстояние до оси завесы, как правило, составляет:

$$\Delta b = (0,1 \div 0,25) \cdot B, \text{ м,} \quad (8.5)$$

где  $B$  – ширина плотины по основанию, м.

Ширина по основанию Куюзской плотины составляет 46.4 м.

Тогда расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы будет равно

$$\Delta b = (0,1 \div 0,25) \cdot 46,4 = 5 \text{ м.} \quad (8.6)$$

Принимаем расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы 5 м, что является близким к минимальной расчетной границе.

## **8.2 Контроль состояния подземного контура Куюзской плотины**

Согласно ФЗ №117 “О безопасности гидротехнических сооружений” от 21.07.1997 г. обеспечение контроля безопасности ГТС на базе контрольно-измерительного комплекса позволяет осуществить непрерывный мониторинг состояния ГТС и их оснований, принимать необходимые меры к устранению опасных повреждений.

Контроль состояния элементов подземного контура Куюзской плотины, осуществляемый при помощи установленной в основании контрольно-измерительной аппаратуры, включает в себя следующие контролируемые параметры:

- пьезометрические уровни;
- фильтрационные расходы;
- деформации в основании;
- химический состав (суффозия) и температура профильтровавшейся воды из дренажей и пьезометров.

Кроме инструментальных наблюдений немаловажное значение имеют данные визуальных осмотров состояния цементационно-дренажной галереи.

### **8.2.1 Пьезометрическая сеть**

Для контроля пьезометрических уровней в основании Куюзской плотины организована пьезометрическая сеть, которая включает в себя пьезометры, расположенные в продольных и поперечных створах с водоприемниками на разных отметках в скальном массиве: непосредственно под контактом “скала-бетон”, перед цементационной завесой, после цементационной завесы и контактные пьезометры в контрольных створах, размещенные по потоку. По берегам в торцах галерей проектом предусмотрены контактные пьезометры для контроля противодействия по берегам (рис 8.3).

Пьезометр представляет собой скважину с обсадной трубой и водоприемником. В скальных грунтах водоприемником является нижняя перфорированная часть скважины длиной 2-3 м.

По виду заглубления водоприемной части пьезометры могут быть контактными (с водоприемником, размещенным под контактом «скала-бетон») и глубокими (с водоприемником ниже контакта «скала-бетон»).

Пьезометры, у которых пьезометрический уровень выше оголовка скважины или штуцера манометра (занивелированной части) называются напорными. Безнапорными называются пьезометры, у которых пьезометрический уровень ниже оголовка пьезометра.

В безнапорных пьезометрах уровни воды определяются с помощью уровнемера – прибора, щуп которого опускается на кабеле в пьезометрическую скважину. В момент соприкосновения с водой подается звуковой сигнал и берется отсчет относительно верхней точки оголовка пьезометра.

В напорных пьезометрах давление измеряется с помощью манометров, отсчет берется по шкале.

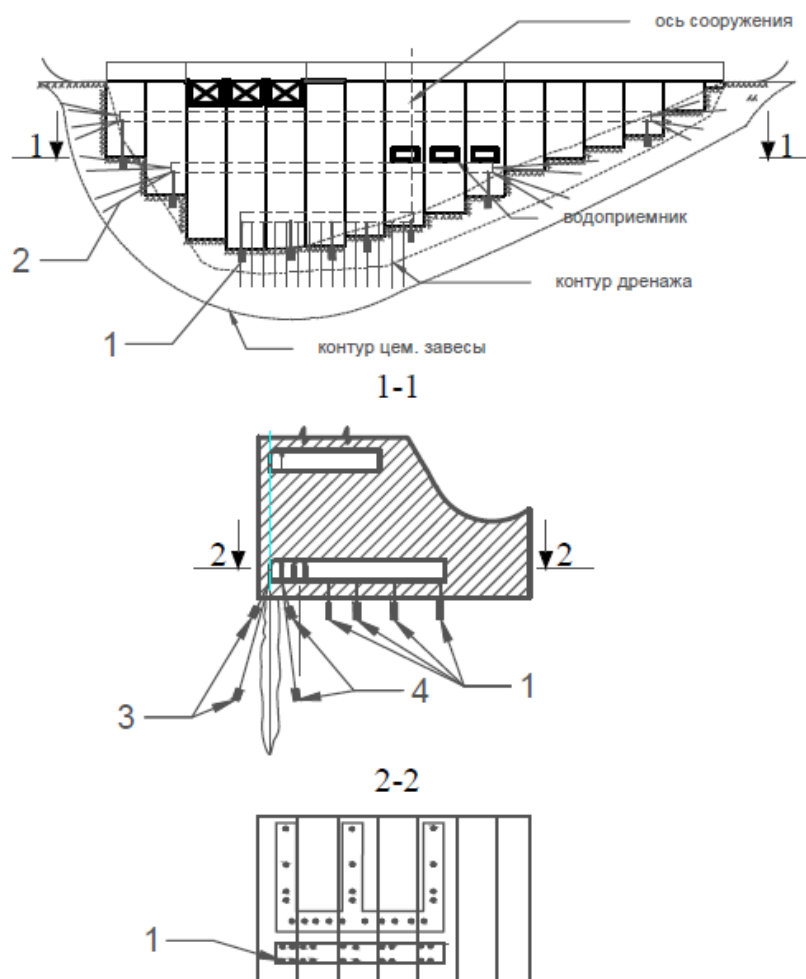


Рисунок 8.3 – Размещение пьезометров и дренажа  
 1-пьезометр контактный; 2-цементационная завеса и дренаж в берегах; 3-верховые пьезометры; 4- низовые пьезометры.

### *Пьезометрические уровни*

После получения данных замеров по пьезометрам, вычисляются:

Пьезометрический уровень  $Z_n$  равный:

- для безнапорных пьезометров – разности отметки верха трубы пьезометра и замеренного расстояния от оголовка до уровня воды в скважине:

$$z_n = (z - h) \cos \alpha, \text{ м}, \quad (8.7)$$

где  $Z$  – отметка занивелированной точки устья пьезометра, м;

$h$  – глубина от устья пьезометра до уровня воды в нем, м;

$\alpha$  – угол наклона скважины к вертикали, град;

- для напорных пьезометров – сумма отметки центра или штуцера манометра и замеренного манометрического давления (в метрах водяного столба):

$$z_n = z_m + p, \text{ м}, \quad (8.8)$$

где  $z_m$  – отметка центра манометра, м;

$p$  – давление в метрах водяного столба, измеренное манометром, м.

Пьезометрический напор  $H$ , равный разности отметок пьезометрического уровня и УНБ:

$$H = Z_n - Z_{нб}, \text{ м}, \quad (8.9)$$

где  $Z_{нб}$  – отметка уровня нижнего бьефа в момент наблюдений за пьезометром.

Приведенный пьезометрический напор, равный отношению пьезометрического напора к напору на сооружение

$$H_{np} = \frac{H}{H_c} = \frac{(Z_n - Z_{нб})}{Z_{вб} - Z_{нб}}, \text{ м}, \quad (8.10)$$

Где  $H_c$  – напор на сооружение, м;

$Z_{вб}$  – отметка уровня верхнего бьефа, м.

## 8.2.2 Дренажная сеть

Для снижения давления фильтрационных вод на подошву плотины и контроля водопроницаемости основания организована дренажная сеть.

Дренажная сеть используется как для разгрузки фильтрационного потока, так и для контроля за фильтрационными расходами, характером их изменения, оценки фильтрационной проницаемости цементационной завесы. В данном проекте дренажная сеть представлена вертикальными скважинами, пробуренными в каждой секции второй продольной галереи (на расстоянии 5 м от первой продольной галереи) с шагом 3 м глубиной 13 м (с низовой стороны за цементационной завесой), и в торцах галерей (вверного типа) глубиной до 30 метров (рис 8.3). Вертикальный дренаж, располагаемый за цементационной завесой, снимает оставшийся непогашенным завесой напор. Измерения расходов выполняются в каждой изливающей дренажной скважине, которые для удобства измерений оборудованы оголовками в виде тампона, водоотводящего шланга и патрубка, закрепленного на низовой стене галереи.

### *Фильтрационные расходы.*

Дренажный расход определяется объемным способом с использованием емкости известного объема и секундомера.

Дренажный расход рассчитывается по формуле:

$$Q = \frac{Q_{\text{СКВ}}}{t}, \text{ л/сек.}, \quad (8.11)$$

где  $Q_{\text{СКВ}}$  - измеренный расход скважины, л;

$t$  – время, за которое производилось измерение, сек.

### *Химический состав воды*

Скальные породы могут изменять свои прочностные качества при намокании. Фильтрационный поток может вымывать породы, входя во взаимодействие с солями (химическая суффозия) и вымывать заполнитель трещин (механическая суффозия).

Для контроля процесса выноса частиц скальных пород и материала цементационной завесы проводится отбор проб профильтровавшейся из дренажа воды на химический анализ.

### *Температура*



Измерение температуры фильтрационного потока на изливе дренажных скважин выполняется во всех оборудованных дренажных скважинах. По полученным значениям температур делается вывод о местоположении основного притока (по контакту «скала-бетон» или в более глубоких слоях скального основания).

### **8.2.3 Дистанционная контрольно - измерительная аппаратура**

Для контроля параметров НДС основания Куюсской плотины, используется КИА

### **8.2.4 Визуальные наблюдения**

Состояние цемзавесы и дренажа необходимо оценивать и визуально. На разуплотненных участках цемзавесы могут наблюдаться выходы воды из цементационных скважин, оборудование дренажных скважин также нужно регулярно осматривать.

Данные визуальных осмотров позволяют дать более полную оценку состояния цемзавесы для принятия своевременных решений по ремонту разуплотненной зоны.

## **8.3 Оценка состояния подземного контура**

Состояние системы плотина–основание в период нормальной эксплуатации определяется на основе:

- сравнения контрольных параметров с их проектными значениями;
- сравнения диагностических показателей с критериальными;
- установления зависимости контрольных показателей от действующих нагрузок и воздействий и зависимостей между отдельными показателями;
- установления закономерностей и аномальности изменения контрольных показателей.

Состояние плотины и основания оценивается по результатам комплексного анализа, выполняемого с привлечением материалов натуральных наблюдений всех видов контроля.

При превышении одним или несколькими диагностическими показателями их критериальных значений, прежде всего, производится проверка достоверности результатов измерений и вычислений, а также устанавливается обоснованность принятых критериальных значений. При этом наряду с диагностическими показателями к анализу привлекаются и другие контрольные параметры, характеризующие работу системы плотина-основание.

Обнаруженное несоответствие диагностических показателей их критериальным значениям в период техногенных воздействий на плотину и основание (ремонтные работы по ликвидации фильтрации) не может однозначно расцениваться как признак нарушения нормальной работы системы плотина–основание. Заключение о её работе составляется по результатам проведённых специальных расчётов.

При превышении предельно-допустимых значений одним или несколькими показателями, в первую очередь, обеспечивается безопасность сооружения путём ограничения режима его эксплуатации и проведения противоаварийных мероприятий.

Стабильность поведения системы плотина-основание при циклических изменениях внешних нагрузок и температурных воздействий является признаком её надёжной работы.

Характер развития процессов в системе плотина–основание определяется путём сопоставления её контрольных параметров за ряд лет при одинаковых изменениях внешних условий.

На всех этапах анализа данных наблюдений используются различные возможности отображения и представления информации в базе данных.

Результаты анализа должны отражаться в ежегодных технических отчётах о состоянии гидротехнических сооружений Куюсской ГЭС и ежемесячных оперативных информациях, еженедельных справках, Актах о состоянии ГТС.

#### *Выводы:*

1. Основными элементами подземного контура руслового участка Куюсской плотины является вертикальная цементационная завеса глубиной до 30 м, доведенная до пород с удельным водопоглощением 0,01 – 0,05 л/(мин·м<sup>2</sup>) и наклонный скважинный дренаж глубиной до 13 м.

2. Контроль состояния элементов подземного контура Куюсской плотины осуществляется по следующим параметрам:

- пьезометрические уровни;
- фильтрационные расходы;
- деформации в основании;
- химический состав (суффозия) и температура профильтровавшейся воды из дренажей и пьезометров;
- данные визуальных осмотров.

3. На основании данных натурных наблюдений (инструментальных и визуальных) проводится анализ полученных данных с выдачей оценки текущего состояния системы плотина-основание.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящем проекте были рассчитаны и определены основные элементы и параметры гидротехнического сооружения III класса – Куюсского гидроузла на реке Катунь.

В рамках гидрологического расчета были определены значения максимальных расчётных расходов для основного (обеспеченностью 3%) и поверочного (обеспеченностью 0.5%) случаев.

На этапе водно-энергетических расчётов выбрана установленная мощность проектируемой станции, которая составила 262 МВт, намечена зона работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. Проектируемая станция покрывает базовую часть графика нагрузки. По кривой сработки/наполнения водохранилища, с НПУ 55 м, был определен уровень мертвого объема, отметка которого составила 823,00 м. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составляет 2,4 млн.кВт·ч.

Далее была выявлена область допустимой работы гидроэлектростанции, исходя из которой были определены следующие параметры:

- расчетный напор  $H_p = 37,8$  м;
- минимальный напор  $H_{\min} = 30$  м;
- максимальный напор  $H_{\max} = 48,3$  м.

Из полученного диапазона изменения напора по справочным материалам были подобраны возможные типы гидротурбин. После сравнения рабочих зон турбин, а также руководствуясь принципом минимума суммарных приведенных затрат, принята установка гидротурбина ПЛ50-В-450 при числе агрегатов равном 3. Также была выбрана система управления гидротурбиной.

По справочным данным был выбран синхронный вертикальный гидрогенератор СВ-835/180-36 с номинальной мощностью 111 МВА и синхронной частотой вращения 166,7 об/мин.

На следующем этапе определены состав, тип и компоновка основных сооружений. В состав гидроузла входят следующие подпорные сооружения класса (считая от левого берега):

1. Левобережная глухая бетонная плотина;
2. Бетонная водосливная плотина длиной 36 метров;
3. Станционная бетонная плотина;
4. Правобережная глухая бетонная плотина.

Произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетании нагрузок. В результате расчетов методом предельного состояния 1 группы коэффициент надежности сооружения составляет 1,25 (нормативное значение для сооружений III класса – 1,15).

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Системный Оператор Единой Энергетической Системы [Электронный ресурс] : генерация и потребление ОЭС Северо-Запад. – Москва, 2016. – Режим доступа: <http://so-ups.ru/index.php?id=1208>.
2. Кривченко, Г. И. Гидравлические машины: Турбины и насосы : учебник для вузов / Г. И. Кривченко. – Москва : Энергия, 1978. – 320 с.
3. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: в 2 т./Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. Т.1. Основное оборудование гидроэлектростанций. – Москва : Энергоатомиздат, 1988.– 400 с.
4. УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ ЭНЕРГОМАШ-ЕКАТЕРИНБУРГ [Электронный ресурс] : трансформаторно-реакторное оборудование. – Екатеринбург, 2014. – Режим доступа: <http://www.uetm.ru/products/147/>.
5. Электрическая часть электростанций и подстанций - Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. изд., перераб. и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1998. – 608 с.
6. СНиП 33-01-2003 Строительные нормы и правила Российской Федерации. Гидротехнические сооружения. – Введен 01-01-2004. – ФГУП ЦПП, 2004. - 30 с.
7. Справочник по гидравлическим расчетам : изд. 4-е / под ред. П. Г. Киселев. – Москва : Энергия, 1972. - 312 с.
8. Гришин, М. М. Гидротехнические сооружения (в двух частях). ч.1: учебник для студентов вузов / М. М. Гришин. – Москва : Высшая школа, 1979. – 615 с.
9. Чугаев, Р.Р. Гидравлика / Р.Р. Чугаев. – Ленинград : Энергоиздат. Ленингр. отд-е, 1982. – 672 с.
10. Рассказов, Л.Н. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1: учебник для студентов вузов / Л.Н. Рассказов. – Москва : Стройиздат, 1996. –  
– 440 с.
11. Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017 - 2042 гг. : приказ ПАО «РусГидро» от 30.01.12 г. №9. – Москва, 2017. – 22 с.
12. Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях / В.А. Венников, Ю.Н. Астахов, В.В. Ежков и др. – Москва : Энергоатомиздат, 1983. – 683 с.
13. ГОСТ 534-78 Краны мостовые опорные. Пролеты. – Взамен ГОСТ 534-69 ; введ. 01.07.1979 – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2002. – 4 с.
14. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва : Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.

15. ГОСТ Р 53866-2010 Рельсы крановые. Технические условия. – Введ. 13.09.2010 – Москва : Стандартиформ, 2011. – 12с.

16. ГОСТ 534-78 Краны мостовые опорные. Пролеты. – Взамен ГОСТ 534-69 ; введ. 01.07.1979 – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2002. – 4 с.

17. Прошин, А. С. Монтажные краны электростанций : учебное пособие для вузов / А. С. Прошин. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Машиностроение, 1973. – 248 с.

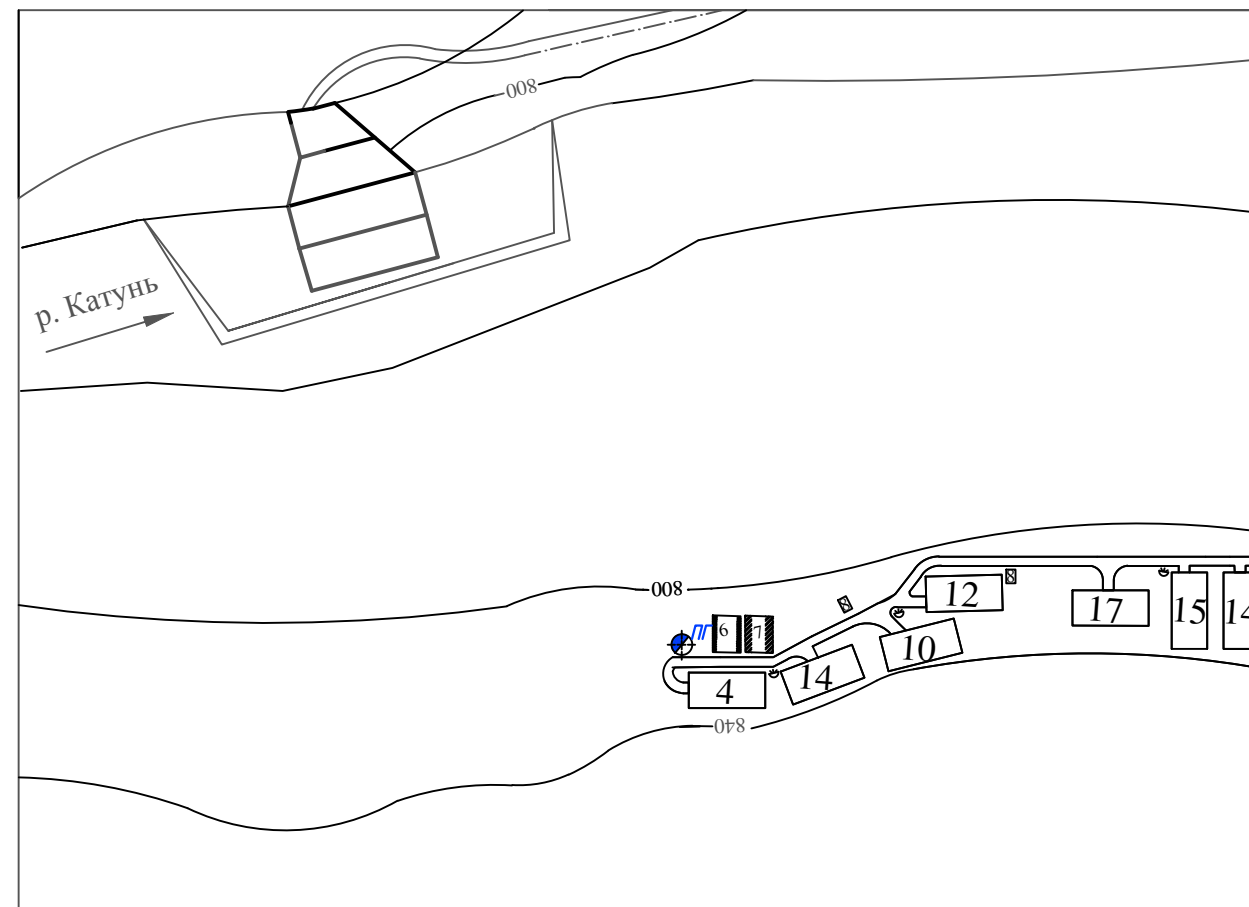
18. СП 40.13330.2012 “Плотины бетонные и железобетонные”

19. СП 23.13330.2011 «Основания гидротехнических сооружений»

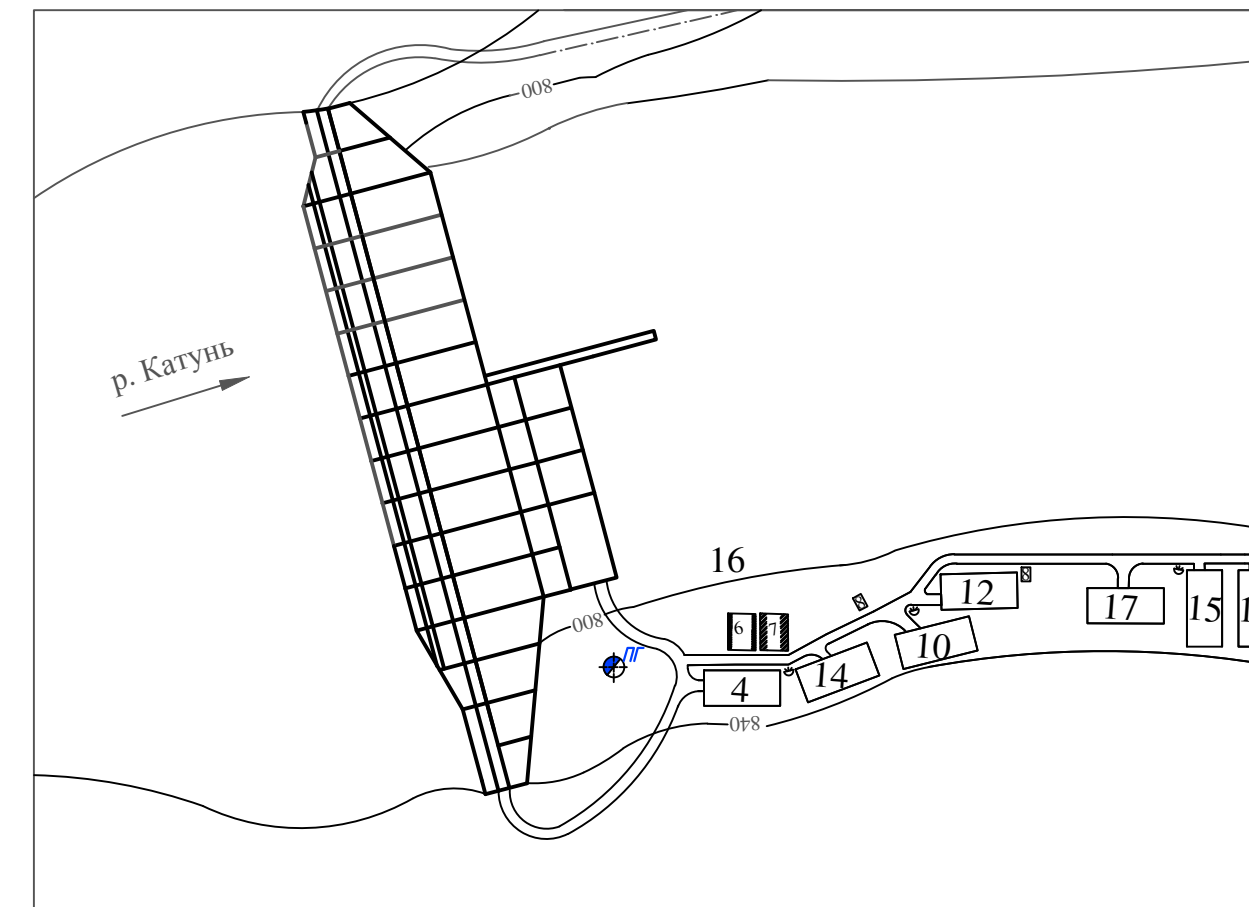
20. СП 58.13330.2012 «ГТС. Основные положения»

# Этапы строительства

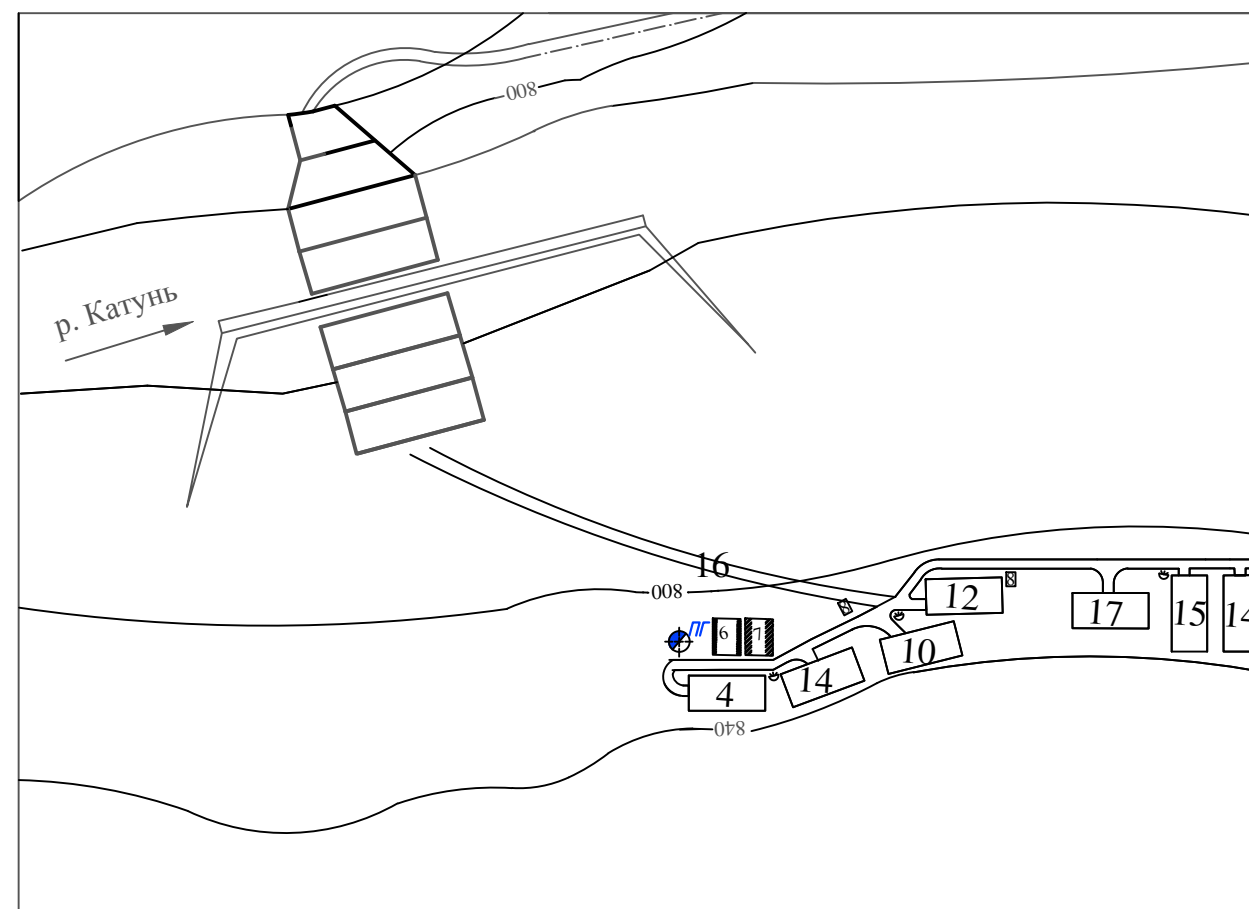
## I этап строительства



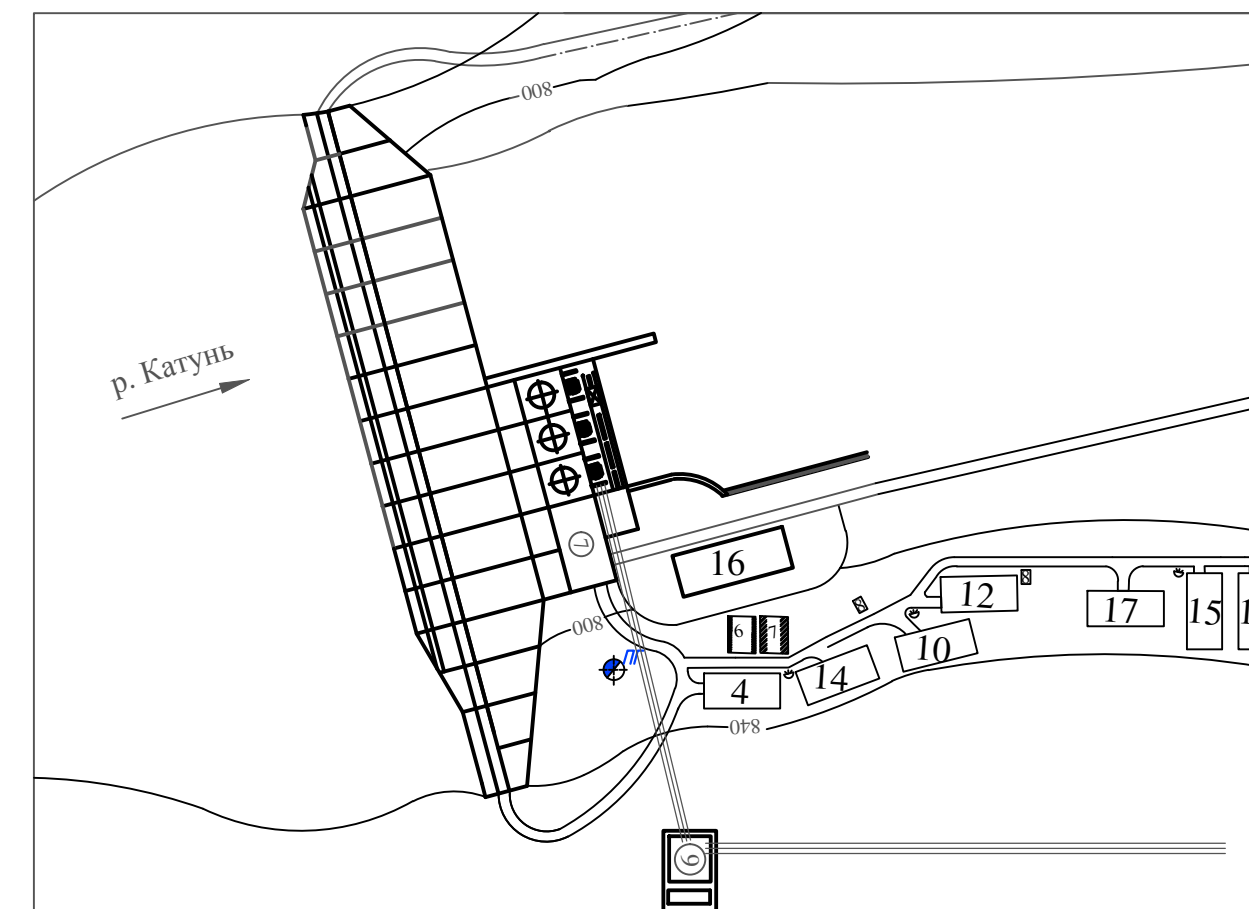
## III этап строительства



## II этап строительства



## IV этап строительства

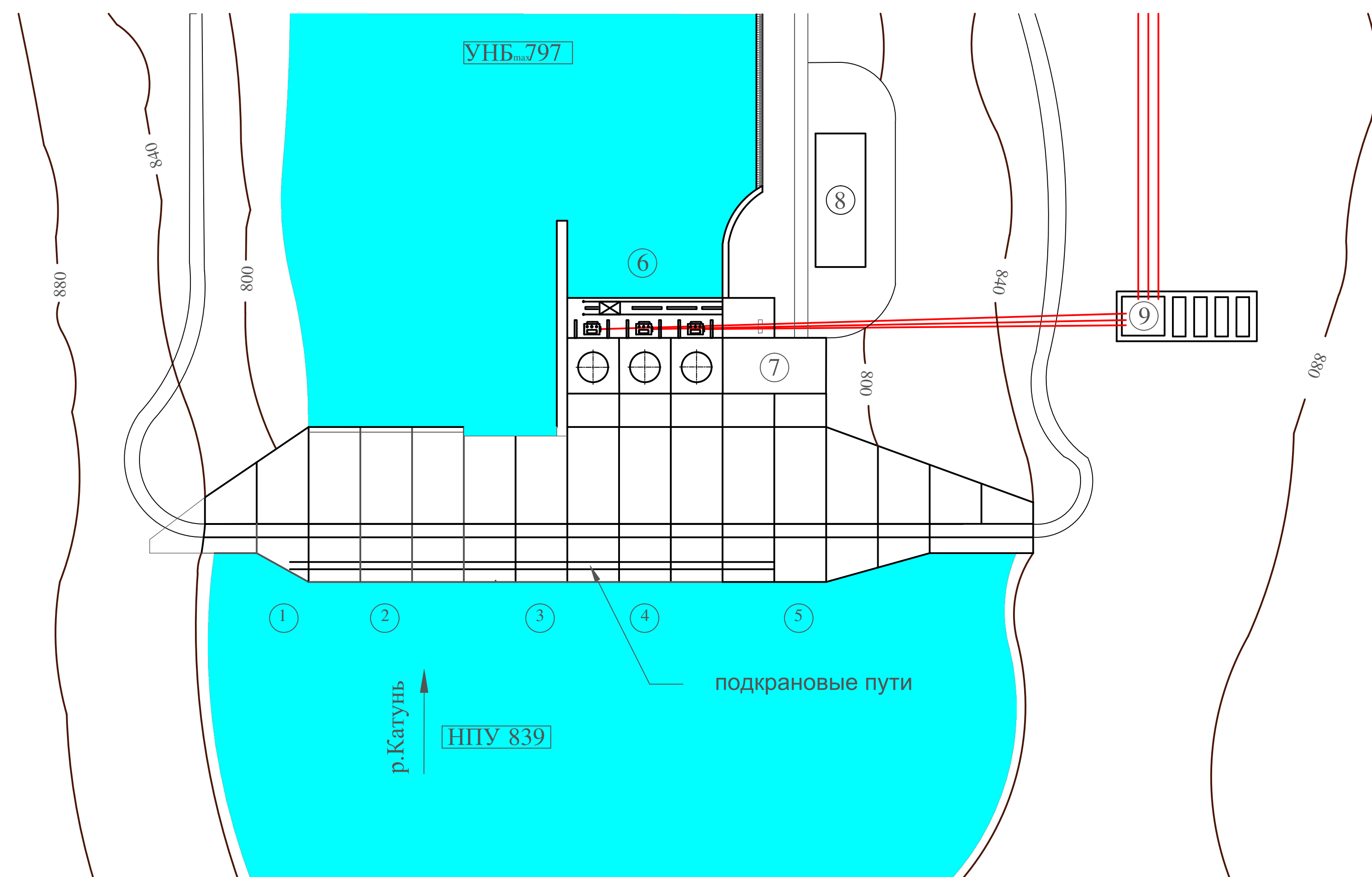


1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР - 08.03.01 - 541315840 - ГП.

						<b>ВКР - 08.03.01 - 541315840 - ПОС</b>			
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Проектирование Куяусской ГЭС на р. Катунь	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Блинов						4	1
Провер.		Затеев							
Т.контр.		Затеев							
Н.контр.		Затеев							
Утв.		Затеев				Этапы строительства	Кафедра ГТС, 2018		

# Генеральный план

М1:1000

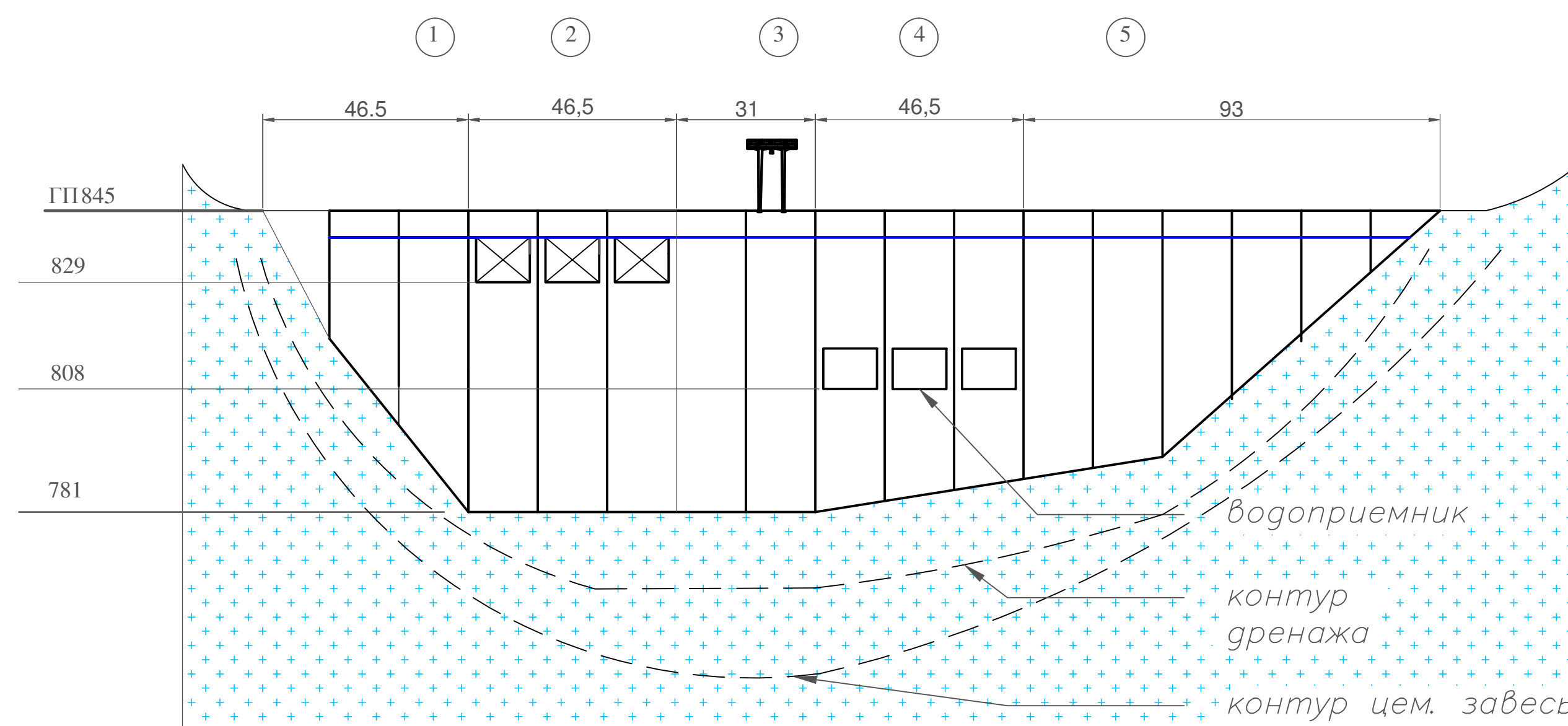


Позиция	Экспликация сооружений
1	Глухая левобережная плотина
2	Водосливная плотина
3	Глухая плотина
4	Станционная плотина
5	Глухая правобережная плотина
6	Здание ГЭС
7	Монтажная площадка
8	Административное здание
9	КРУЭ

## Ведомость состава проекта

1	ВКР 08.03.01 ГП	Генеральный план. Вид с верхнего бьефа экспликация сооружений
2	ВКР 08.03.01 ГР2	Поперечный разрез станционной части плотины Куюсской ГЭС
3	ВКР 08.03.01 ГР3	Поперечный профиль водосбросной плотины
4	ВКР 08.03.01 ПОС	Этапы строительства
5	ВКР 08.03.01 ПОС	Строительный генеральный план экспликация сооружений
6	ВКР 08.03.01 ПОС	Календарный график
7	ПЗ	Пояснительная записка

## Вид с верхнего бьефа



## Условные обозначения:

- гидроагрегат
- опора ВЛЭП
- гранит

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

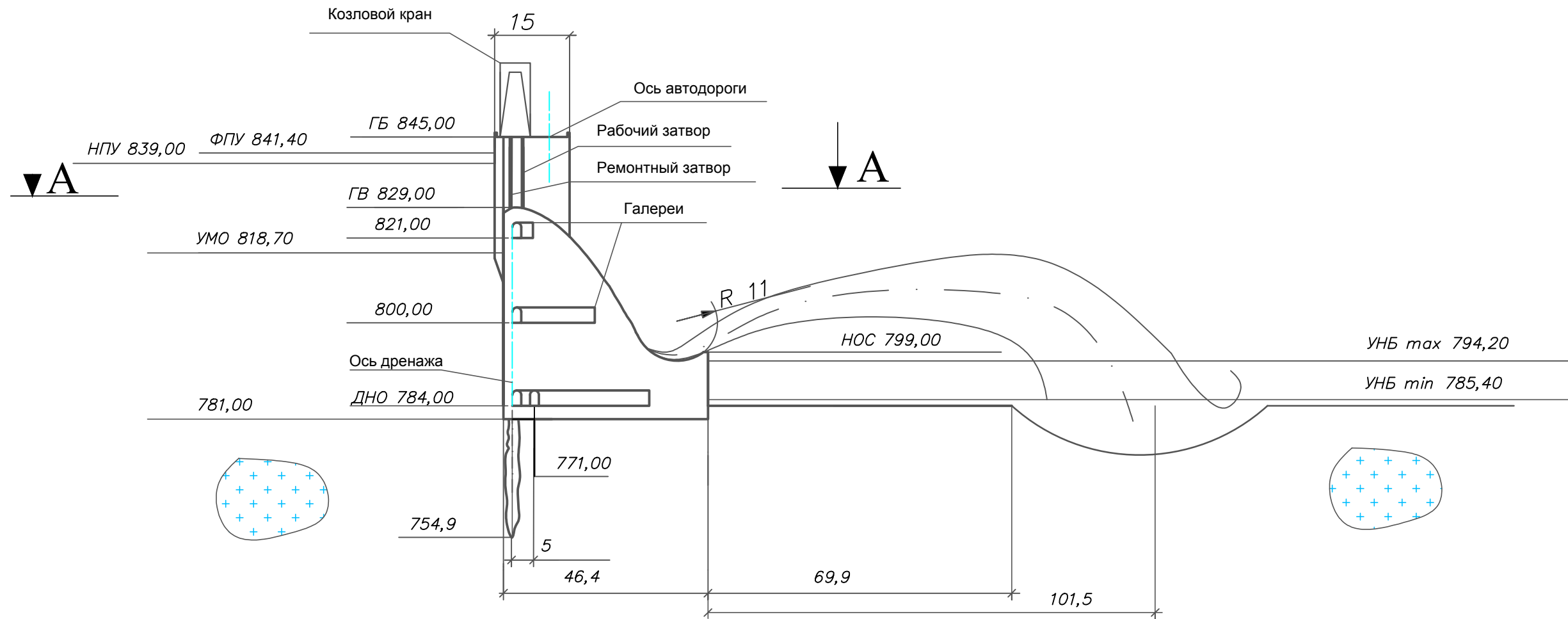
ВКР - 08.03.01 - 541315840 - ГП					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Блинов				
Провер.	Затеев				
Т.контр.	Затеев				
Н.контр.	Затеев				
Утв.	Затеев				
Проектирование Куюсской ГЭС на р. Катунь				Страница	Лист
Генплан. Вид с верхнего бьефа. Экспликация сооружений.				1	7
				Кафедра ГТС, 2018	



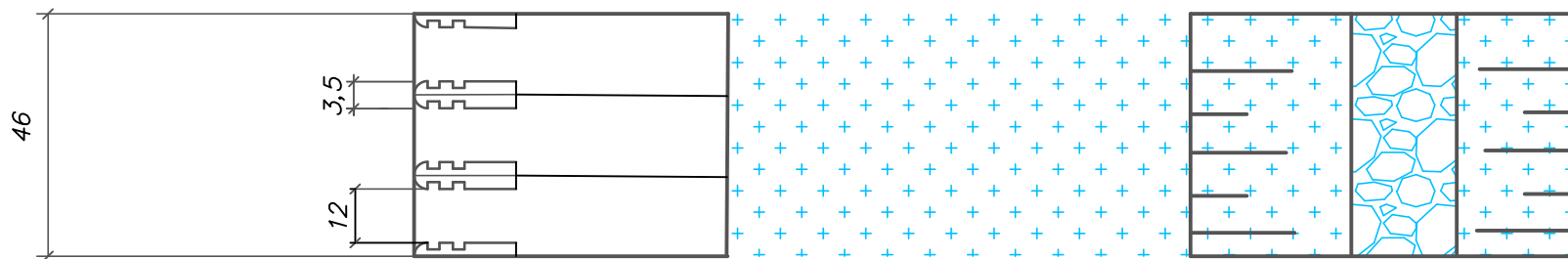


# Поперечный профиль водосливной плотины

М 1:1000



A-A



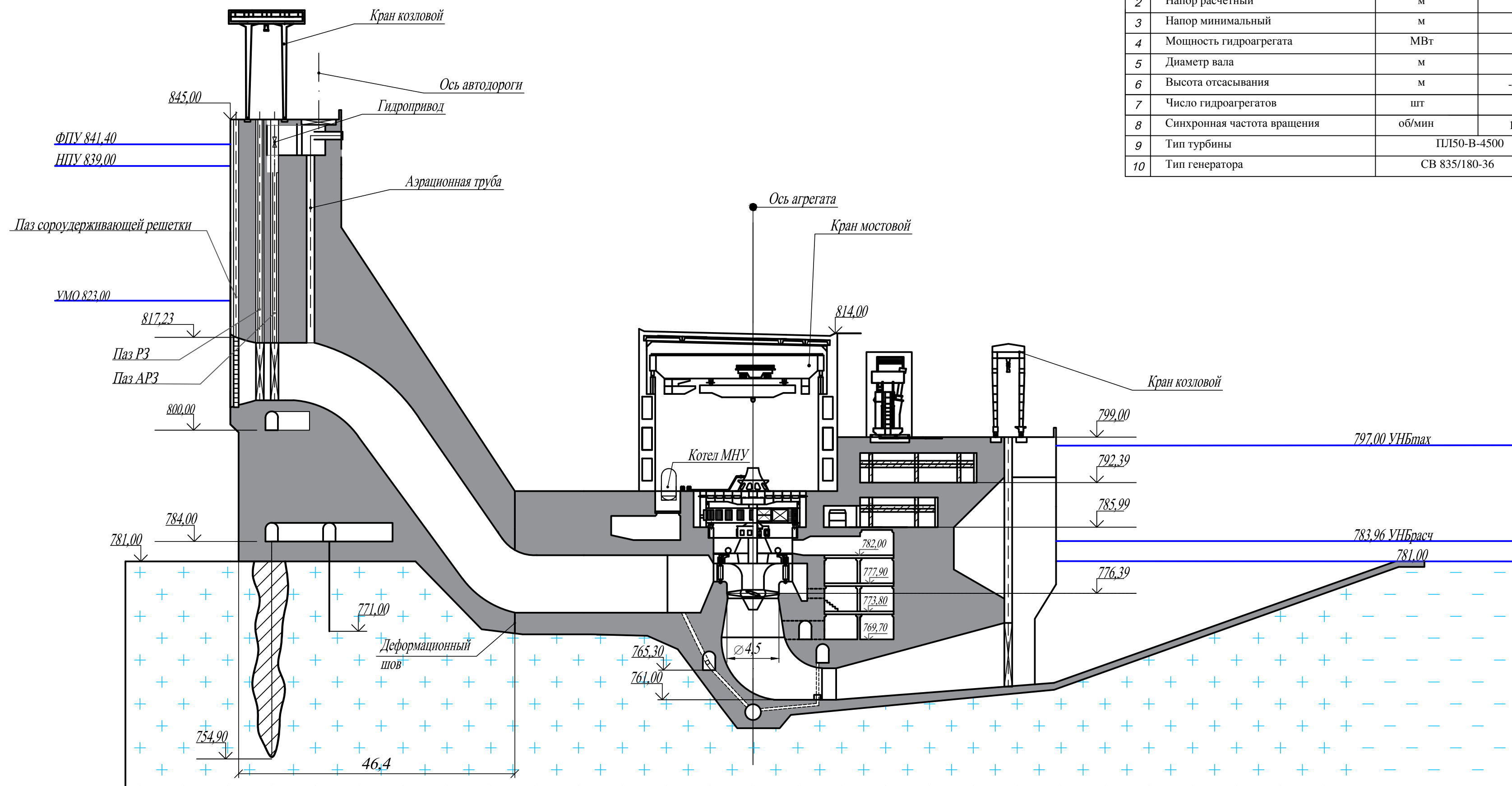
1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР - 08.03.01 - 541315840 - ГП.

						<b>ВКР - 08.03.01 - 541315840 - ПС</b>				
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Проектирование Куяуской ГЭС на р. Катунь		Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Блинов				Поперечный профиль водосливной плотины			3	1
Провер.		Затеев								
Т.контр.		Затеев								
Н.контр.		Затеев								
Утв.		Затеев						Кафедра ГТС, 2018		

# Поперечный разрез стационарной части плотины Куяусской ГЭС (М 1:500)

## Основные характеристики гидроагрегата

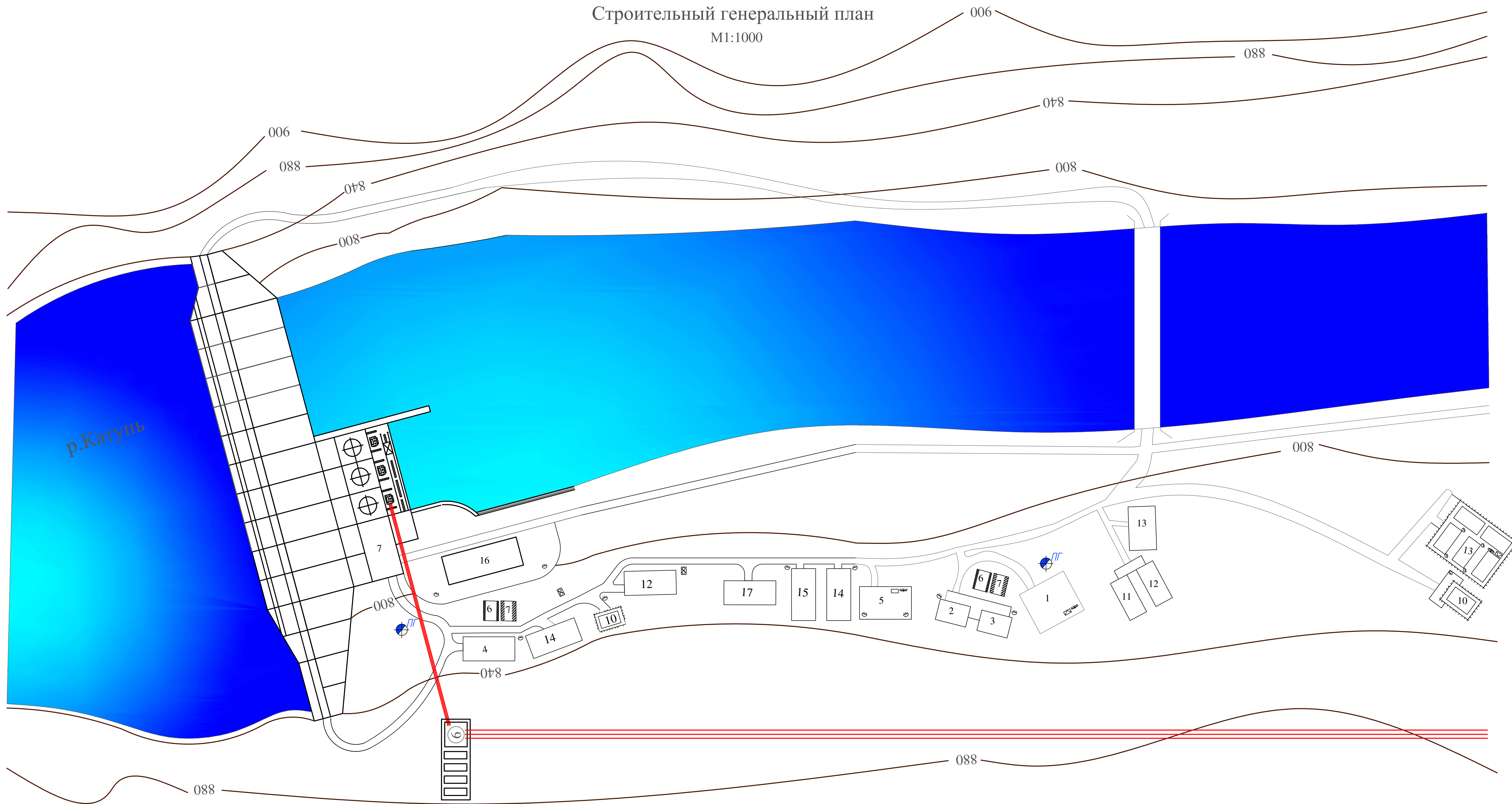
№ п.п.	Наименование	Ед. измерения	Показатели
1	Напор максимальный	м	48,3
2	Напор расчетный	м	37,8
3	Напор минимальный	м	30
4	Мощность гидроагрегата	МВт	85,7
5	Диаметр вала	м	0,95
6	Высота отсасывания	м	-7,57
7	Число гидроагрегатов	шт	3
8	Синхронная частота вращения	об/мин	166,7
9	Тип турбины	ПЛ150-В-4500	
10	Тип генератора	СВ 835/180-36	



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР - 08.03.01 - 541315840 - ГП.

<b>ВКР - 08.03.01 - 541315840 - ГР2</b>					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Блинов				
Провер.	Масленикова				
Т.контр.	Затеев				
Н.контр.	Затеев				
Утв.	Затеев				
Проектирование Куяусской ГЭС на р. Катунь				Стадия	Лист
Поперечный разрез стационарной части плотины Куяусской ГЭС				2	1
				Кафедра ГТС, 2018	

Строительный генеральный план  
М1:1000



Позиция	Экспликация сооружений	Позиция	Экспликация сооружений
1	Бетонный завод	10	Столовая
2	Дробильно-сортировачный завод	11	Арматурное хозяйство
3	Промывно-сортировачный завод	12	Опалубочное хозяйство
4	База ГМО	13	Гидроэлектромонтаж
5	Автомобильная стоянка	14	Медицинский пункт
6	Открытая площадка для складирования	15	Складская база
7	Закрытая площадка для складирования	16	Административное здание
8	Бытовое помещение	17	Лаборатория
9	Подстанция		

Условные обозначения:

- временное ограждение
- ▨ открытая площадка для складирования
- ▩ закрытая площадка для складирования
- временная дорога
- ☼ прожектор
- ⊕ пожарный гидрант
- ☒ место для первичных средств пожаротушения
- ⊞ стенд с противопожарным инвентарем

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.  
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР - 08.03.01 - 541315840 - ГП.

ВКР - 08.03.01 - 541315840 - ГП					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Блинов				
Провер.	Затеев				
Т.контр.	Затеев				
Н.контр.	Затеев				
Утв.	Затеев				
Проектирование Кууюской ГЭС на р. Катунь				Страница	Лист
Стройген план. Экспликация сооружений.				5	1
				Кафедра ГТС, 2018	




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


УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
В.Б. Затеев  
(подпись) (инициалы фамилия)  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

08.03.01- « Строительство »

**Проектирование Куясского гидроузла на реке Катунь. Контроль  
состояния элементов подземного контура бетонной плотины на примере  
Куясской ГЭС**

Руководитель  Инженер Е.Е. Алимова  
(подпись) (должность, ученая степень) (инициалы фамилия)

Выпускник  Я.А. Блинов  
(подпись) (инициалы фамилия)

Саяногорск; Черемушки 2018