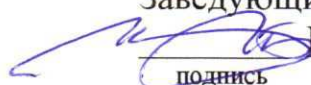


Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


  
И.Ю. Погоняйченко  
подпись      инициалы, фамилия  
« 08 »      06      2018 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТИМПТОНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ТИМПТОН.  
СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ. НАЗНАЧЕНИЕ,  
ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ НА ПРИМЕРЕ  
ПРОЕКТИРУЕМОЙ ГЭС**

Руководитель


  
08.06.18  
подпись, дата

Доцент кафедры ГГЭЭС Саяно-  
Шушенского филиала СФУ  
должность

В.И.Татарников

инициалы, фамилия

Выпускник

08.06.18  
  
подпись, дата

Я.О.Коренева

инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2018

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Тимптонской ГЭС на реке Тимптон. Системы технического водоснабжения. Назначение, требования, преимущества и недостатки на примере проектируемой ГЭС».

Консультанты по  
разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зайд 09.06.18 Е. Ю. Зайцева  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
энергетическое оборудование

Мещ 09.06.18 А. В. Мещеников  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Электрическая часть

Ито 07.06.18 И. Ю. Итогонякина  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Ил 31.05.18 И. В. Илюков  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

Юл 05.06.18 Т. А. Юбенко  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная безопасность.  
Охрана окружающей среды

Д 9.06.18 В. И. Дятлов  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

Кул 30.05.18 В. В. Кулаков  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Нормоконтролер

М 16.06.18 Н. А. Малахова  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

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

**ОТЗЫВ**

руководителя Татарникова В.И. доцента кафедры ГГЭЭС Саяно-Шушенского филиала Сибирского федерального университета о бакалаврской работе «Проектирование Тимптонской ГЭС на реке Тимптон. Системы технического водоснабжения. Назначение, требования, преимущества и недостатки на примере проектируемой ГЭС»  
Кореневой Яны Олеговны

Бакалаврская работа «Проектирование Тимптонской ГЭС на реке Тимптон. Системы технического водоснабжения. Назначение, требования, преимущества и недостатки на примере проектируемой ГЭС» выполнена в полном объеме в соответствии с выданным заданием. Представлена на 148 листах пояснительной записки, 7 чертежах и 1 плакате. Все части проекта рассмотрены достаточно подробно.

В работе произведен водно-энергетический расчет, разработаны и рассчитаны гидросооружения, основное и вспомогательное гидросиловое оборудование, силовое электрооборудование и электрические аппараты. Выбрана главная схема электрических присоединений ГЭС, разработаны мероприятия по охране труда, пожарной безопасности и охране окружающей среды, а так же выполнены технико-экономические расчеты. Все принятые решения соответствуют действующим нормам и правилам, а так же стандартам «РусГидро».

В рамках специального вопроса были изучены системы ТВС. Так же следует отметить полноту, аккуратность данного проекта, четкость и последовательность изложения пояснительной записки, хорошо проработанная графическая часть.

В процессе проектирования бакалаврской работы Яна Олеговна Коренева показала хорошие теоретические знания, творческий и инженерный подход к выполнению проекта, самостоятельность в выборе технических решений.

Бакалаврская работа «Проектирование Тимптонской ГЭС на реке Тимптон. Системы технического водоснабжения. Назначение, требования, преимущества и недостатки на примере проектируемой ГЭС» заслуживает хорошей оценки, а его разработчик Яна Олеговна Коренева присвоения квалификации «бакалавр-гидроэнергетик».

Дата 8.06.18

  
(подпись)

## СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Тимптонской ГЭС .....	7
Введение.....	9
1 Анализ исходных данные и определение внешних условий функционирования ГЭС .....	10
1.1 Топографическая основа .....	10
1.2 Гидрологические данные .....	10
1.2.1 Кривые обеспеченности расходов.....	11
1.2.2 Выбор расчетного маловодного и средневодного года .....	13
1.3 Исходные данные Тимптонской ГЭС .....	14
1.4 Структура энергосистемы .....	14
1.5 Природно-климатические условия и потребители .....	15
1.5.1 Климат .....	15
1.5.2 Сейсмологические условия .....	15
1.5.3 Геология .....	15
1.5.4 Кривые связи .....	16
1.5.5 Суточные графики нагрузки .....	17
1.5.6 Годовые графики нагрузки.....	20
2 Водно - энергетические расчеты .....	21
2.1 Водно - энергетические расчеты без регулирования с учетом ВХК. Баланс энергии .....	21
2.2 Водно - энергетический расчет сработки и наполнения водохранилища по маловодному году .....	23
2.3 Гарантированные мощности.....	23
2.4 ИКН. Выбор рабочей мощности.....	24
2.5 Планирование резервов и кап.ремонтов. Определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчет баланса мощности .....	24
2.6 Водно - энергетический расчет сработки и наполнения водохранилища в средневодном году. Средняя многолетняя выработка.....	25
3 Выбор основного и вспомогательного энергетического оборудования .....	44
3.1 Выбор числа и типов агрегатов .....	27
3.1.1 Построение режимного поля .....	27
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам ..	29
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины.....	32
3.3 Выбор гидрогенератора.....	34
3.4 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала.....	34
3.5 Выбор типа маслонапорной установки.....	36
3.6 Выбор электрогидравлического регулятора .....	36
4 Электрическая часть .....	37
4.1 Исходные данные .....	37
4.2 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС .....	37
4.3 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	38

4.3.1	Выбор синхронных генераторов .....	38
4.3.2	Выбор повышающих трансформаторов .....	38
4.3.2.1	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком .....	38
4.3.2.1	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком .....	40
4.3.3	Выбор трансформатора СН.....	41
4.4	Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и проводов воздушных линий.....	42
4.5	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета.....	43
4.6	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения .....	45
4.7	Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin.....	45
4.7.1	Расчет исходных данных.....	45
4.8	Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов .....	49
4.9	Выбор аппаратных комплексов .....	49
4.10	Схема собственных нужд .....	51
5	Релейная защита и автоматика.....	52
5.1	Перечень защит основного оборудования.....	52
5.2	Описание защит и расчет их уставок .....	54
5.2.1	Продольная дифференциальная защита ( $I\Delta G$ ) .....	54
5.2.2	Защита от замыкания на землю обмотки статора генератора .....	57
5.2.3	Защита от повышения напряжения ( $U_1 >$ ), ( $U_2 >$ ) .....	59
5.2.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ).....	60
5.2.5	Защита от симметричных перегрузок ( $I_1$ ) .....	64
5.2.6	Дистанционная защита генератора ( $Z_1 <$ ), ( $Z_2 <$ ).....	66
5.2.7	Защита от перегрузки обмотки ротора .....	68
5.3	Выбор комплекса защит блока генератор - трансформатор.....	71
6	Компоновка гидроузла, выбор типа и расчет основных сооружений .....	71
6.1	Исходные данные .....	71
6.2	Определения класса и отметки гребня плотины.....	72
6.2.1	Определение класса гидротехнических сооружений .....	71
6.2.2	Определение отметки гребня плотины.....	72
6.3	Гидравлический расчет бетонной водосливной плотины и глубинного водосброса .....	74
6.3.1	Определение ширины водосливного фронта .....	74
6.3.2	Определение отметки гребня водослива .....	76
6.3.3	Проверка на пропуск поверочного расхода .....	78
6.3.4	Построение профиля водосливной грани.....	79
6.3.5	Расчет сопряжение потоков в нижнем бьефе.....	79
6.3.6	Гашение энергии способом свободно отброшенной струи .....	81

6.3.7	Расчет глубинного водосброса .....	83
6.4	Конструирование плотины.....	85
6.4.1	Определение ширины подошвы плотины .....	85
6.4.2	Разрез бетонной плотины швами .....	86
6.4.3	Быки.....	86
6.4.4	Устои .....	88
6.4.5	Основные размеры цементационной завесы.....	88
6.4.6	Основные размеры дренажа в основании плотины.....	89
6.4.7	Дренаж в теле плотины .....	89
6.4.8	Галереи в теле плотины.....	89
6.5	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины .....	90
6.5.1	Определение основных нагрузок на плотину .....	90
6.5.1.1	Вес сооружения .....	90
6.5.1.2	Сила гидростатического давления воды.....	91
6.5.1.3	Равнодействующая взвешивающего давления .....	91
6.5.1.4	Сила фильтрационного давления .....	91
6.5.1.5	Давление наносов.....	92
6.5.1.6	Волновое давление.....	93
6.5.2	Расчет прочности плотины .....	93
6.5.2.1	Определение напряжений .....	93
6.5.2.2	Критерии прочности плотины .....	96
6.5.2.3	Расчет устойчивости плотины .....	97
7	Определение технико - экономических показателей .....	98
7.1	Объем производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации .....	98
7.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	98
7.3	Налоговые расходы.....	100
7.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности .....	101
7.5	Оценка инвестиционного проекта.....	102
7.5.1	Методология, исходные данные.....	102
7.5.2	Коммерческая эффективность .....	103
7.5.3	Бюджетная эффективность .....	103
7.6	Анализ чувствительности.....	104
8	Мероприятия по охране окружающей среды Тимптонского гидроузла. Охрана труда и пожарная безопасность. ....	107
8.1	Общие сведения. Охрана окружающей среды.....	107
8.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства .....	108
8.3	Безопасность гидротехнических сооружений, охрана труда .....	110
8.4	Пожарная безопасность .....	113
9	Системы технического водоснабжения. Назначения, требования, преимущества и недостатки на примере проектируемой ГЭС .....	115
9.1	Назначение системы технического водоснабжения.....	115
9.2	Потребители технического водоснабжения .....	115
9.3	Схема технического водоснабжения. Расходы .....	115

9.4 Требования к техническому водоснабжению .....	118
9.5 Оборудование системы технического водоснабжения .....	120
9.6 Требования к эксплуатации .....	122
9.7 Системы технического водоснабжения гидроагрегатов СШГЭС, ТВС проектируемой ГЭС.....	125
Заключение .....	128
Список использованных источников .....	130
Приложение А-Г .....	133-148

## СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ТИМПТОНСКОЙ ГЭС

Наименование ГЭС	Тимптонская ГЭС на реке Тимптон;
Местонахождение ГЭС	Республика Саха (Якутия);
Тип проектируемой установки	Гидроэлектростанция;

### Характерные расходы воды:

а) среднемноголетний	548 м <sup>3</sup> /с;
б) всех турбин	640 м <sup>3</sup> /с;
в) максимальный с обеспеченностью 0,1%	5345 м <sup>3</sup> /с;
г) максимальный с обеспеченностью 0,01%	6105 м <sup>3</sup> /с;
д) минимальный	150 м <sup>3</sup> /с;

### Параметры водохранилища:

а) характер регулирования стока	годовой;
б) отметка: НПУ	535,00 м;
ФПУ	537,00 м;
УМО	485,70 м;
в) полный объём водохранилища:	12,75 км <sup>3</sup> ;
г) полезный объём водохранилища:	7,93 км <sup>3</sup> ;

### Напоры ГЭС:

а) максимальный	140 м;
б) расчетный	117 м;
в) минимальный	87 м;

### Энергетические характеристики:

а) мощность установленная	600 МВт;
в) среднемноголетняя выработка электроэнергии	5,09 млрд. кВт·ч;
г) число часов использования установленной мощности	4000 час;

### Плотины:

а) гравитационная водосливная плотина, материал бетон;	
б) левобережная глухая бетонная ;	
в) правобережная глухая бетонная;	
г) стационарная гравитационная плотина, материал бетон;	
д) общая длина	705 м;
е) максимальная высота	144,8 м;

### Водосбросные сооружения:

а) тип гашения:	отлёт струи;
б) число пролетов	6;
в) общая длина	108 м;
г) максимальная высота	132 м;



Здание ГЭС:

- |                            |                |
|----------------------------|----------------|
| а) тип здания              | приплотинное;  |
| б) число агрегатов         | 4;             |
| в) тип спиральной камеры   | металлическая; |
| г) тип отсасывающей трубы: | изогнутая;     |
| д) размеры:                |                |
| - общая длина              | 100 м;         |
| - ширина                   | 31 м;          |

Основное оборудование:

- |                        |                 |
|------------------------|-----------------|
| а) тип турбины         | РО-140-В-425;   |
| б) тип генератора      | СВ -855/235-32; |
| в) мощностью           | 150 МВ·А;       |
| г) частота вращения    | 187,5 об/мин;   |
| д) тип трансформаторов | ТДЦ200000/220;  |
| е) количество          | 4;              |

Технико-экономические показатели:

- |                                  |                   |
|----------------------------------|-------------------|
| а) период окупаемости            | 82 месяца;        |
| б) себестоимость энергии         | 22 коп/кВт·ч;     |
| в) удельные капитальные вложения | 24928,33 руб/кВт; |

## ВВЕДЕНИЕ

Энергетика играет важную роль, как для обычного потребителя, так и для всей промышленности. В настоящее время, в связи с развитием технологий растет число потребителей электрической энергии. Правильное использование ресурсов электроэнергетики создают необходимые условия для роста экономики и повышения качества жизни населения страны.

Гидроэнергетика является наиболее эффективным способом получения электроэнергии, так как имеет высокое значение коэффициента полезного действия гидротурбин. Себестоимость производства электроэнергии на гидростанциях существенно меньше, чем на атомных и тепловых станциях, так как не требуется топливная составляющая, а используется возобновляемый источник энергии – текущая вода. Изменяя скорость водяного потока можно легко контролировать производительность гидроэлектростанции, благодаря чему гидростанции являются наиболее маневренными из всех типов электростанций. Это позволяет покрывать неравномерную часть графиков нагрузки.

Гидроэлектростанции считается экологически безопасным объектом, так как не использует нефть, газ, твердого топлива и ядерного горючего, тем самым не загрязняет атмосферу и окружающую среду.

Целью дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции и в процессе проработки, нахождение оптимальных проектных решений. В проект входят такие аспекты, как определение установленной мощности, выбор основного и вспомогательного энергетического оборудования, расчет гидротехнических сооружений, охрана окружающей среды и труда, а так же экономическое обоснование реализации проекта.

# 1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

## 1.1 Топографическая основа

Створ Тимптонской ГЭС располагается на реке Тимптон, Республика Саха. Вблизи располагаются: пгт. Чульман, п. Снежный, п. Канку.

На территории Якутии применяется время трёх часовых поясов. Западная и центральная часть, крупные населённые пункты Якутск, Нерюнгри, Мирный, Хандыга находятся в часовой зоне МСК+6. Топографическая карта представлена на рисунке 1.1.

Основным источником питания реки являются воды, формирующиеся на поверхности водосбора. В целом минерализация воды обследованных водотоков низкая и далека до предельно-допустимых норм (1000 мг/дм<sup>3</sup>). Местность в основном представляет собой горы.

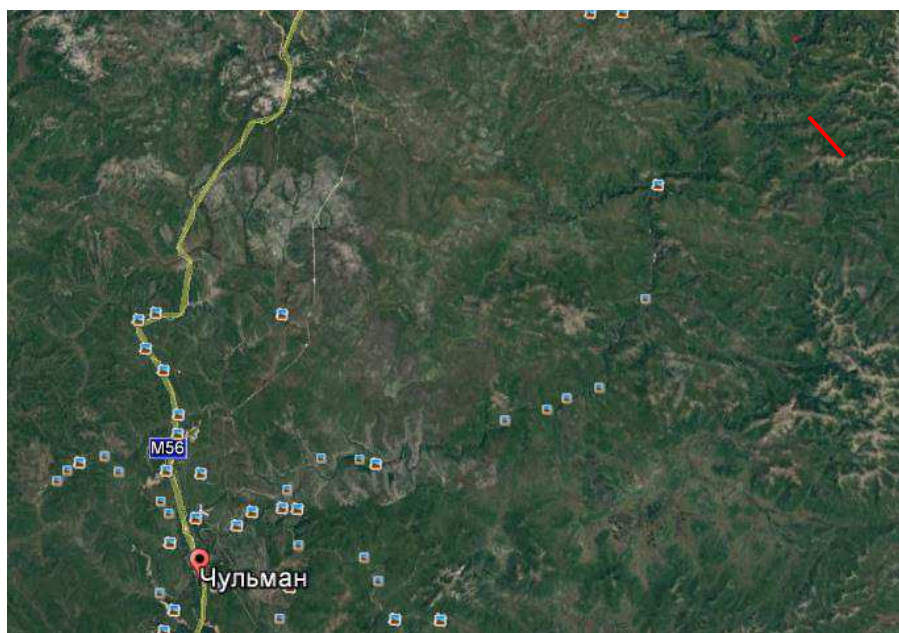


Рисунок 1.1 – Топографическая карта

## 1.2 Гидрологические данные

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Тимптон за период 1930-1979 гг представлены в Таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Гидрологический ряд реки Тимптон

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср.</sub>
1930	27.0	26.6	26.2	31.0	1830	1634	1900	500	500	300	59	11.3	570
1931	27.0	15.7	27.5	44.0	1881	1911	1248	267	312	280	118	18.7	512
1932	8.0	15.8	15.5	29.7	1603	1167	1550	383	235	317	65	51.7	453
1933	19.7	18.5	21.3	23.3	1767	1601	1367	150	283	125	100	14.0	457
1934	10.7	14.6	21.3	49.5	1970	2032	2332	613	635	485	69	29.3	688

## Окончание таблицы 1.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср.</sub>
1935	10.2	14.5	13.9	17.3	1633	1903	1917	433	501	311	63	16.7	569
1936	9.5	8.4	17.3	22.0	1903	1897	1270	250	473	235	68	8.0	513
1937	11.0	15.9	14.2	66.7	1974	2303	2267	568	533	435	139	18.0	695
1938	11.2	11.0	15.7	18.3	2523	2600	1647	383	233	132	92	11.0	640
1939	10.5	10.1	14.4	14.2	2047	1735	1973	531	383	517	108	7.3	613
1940	10.9	8.6	13.5	18.7	1947	2105	1952	151	467	202	55	10.7	578
1941	13.3	14.1	15.7	18.3	1830	2257	1633	502	427	145	67	56.7	582
1942	4.8	6.6	7.4	15.3	1316	1567	883	352	267	274	83	5.8	398
1943	7.1	10.6	15.0	18.9	2667	2657	1233	616	136	119	62	47.7	632
1944	7.0	10.9	10.5	15.0	1108	1800	1583	423	325	373	86	12.0	479
1945	9.2	11.3	13.2	17.3	1917	2133	1733	602	637	586	200	78.7	661
1946	5.2	5.1	9.7	13.3	2167	2113	1367	116	67	48	25	9.2	495
1947	10.3	11.2	13.8	23.3	1700	2020	1433	417	465	317	83	9.7	542
1948	7.2	7.1	10.8	16.7	1917	1177	1650	523	447	519	73	53.3	533
1949	5.5	5.4	10.3	15.0	2100	2380	1000	283	183	102	72	53.3	517
1950	8.5	10.3	15.8	16.5	1533	1700	833	408	417	367	63	45.0	451
1951	12.7	11.2	19.2	25.0	1400	1322	1270	271	223	236	76	11.0	406
1952	8.0	7.8	11.4	17.8	1067	2867	2367	357	150	72	70	23.3	585
1953	14.5	7.2	6.0	7.3	1717	3733	833	367	533	335	56	43.3	638
1954	7.2	10.3	10.2	15.3	1367	1433	950	225	342	276	107	14.0	396
1955	7.7	7.3	6.8	131.7	2400	3500	767	567	833	210	171	35.0	720
1956	3.1	7.9	9.6	12.0	2800	2967	1417	205	102	45	32	25.0	635
1957	10.3	8.8	17.5	11.8	2196	1600	572	183	280	155	25	7.5	422
1958	4.3	6.7	11.6	13.8	1050	2213	1013	450	439	287	73	8.2	464
1959	5.3	5.1	10.7	12.7	1230	1683	1237	411	320	115	51	10.8	424
1960	6.0	8.4	8.1	18.7	2300	2533	1467	340	173	112	107	30.0	592
1961	15.8	9.7	7.7	30.0	1467	1340	1483	417	450	433	47	39.3	478
1962	6.8	10.0	10.0	9.3	1967	2303	1330	462	558	258	133	11.0	588
1963	6.5	11.2	11.2	62.5	1400	2633	1317	573	527	334	72	6.3	579
1964	5.6	7.5	8.7	13.3	2633	2567	1433	501	407	276	118	7.0	665
1965	3.7	3.3	9.9	20.0	1633	2167	1017	167	317	243	15	12.5	467
1966	5.8	10.4	8.3	18.8	1173	2300	1650	507	473	418	82	72.0	560
1967	9.0	8.2	12.8	14.7	1433	1567	1603	470	400	369	73	15.3	498
1968	6.8	6.0	5.4	30.0	1733	3600	900	267	200	35	30	3.5	568
1969	4.3	4.3	8.9	11.0	1332	1967	2067	300	493	515	41	41.7	565
1970	17.3	13.3	13.0	28.3	2733	2933	1417	321	608	168	74	55.0	698
1971	6.4	8.3	12.1	19.0	2317	3067	800	246	365	278	44	40.0	600
1972	13.7	9.0	18.0	53.3	2033	1937	650	219	333	368	75	18.5	477
1973	5.8	10.6	10.0	12.7	1233	3033	1483	117	159	78	42	37.5	518
1974	7.4	7.3	11.1	11.7	2544	2733	906	180	200	190	72	60.7	577
1975	9.9	11.7	11.6	42.0	1500	1900	1533	417	523	500	38	35.0	543
1976	12.5	7.5	13.4	14.3	1767	3167	1300	150	353	259	30	16.7	591
1977	7.5	7.3	7.8	11.3	2350	2103	830	128	58	57	33	4.3	466
1978	12.4	12.2	13.1	30.0	2600	2400	667	169	509	373	34	14.2	569
1979	5.8	8.4	8.1	19.7	2067	2300	817	223	351	172	51	5.2	502

### 1.2.1 Кривые обеспеченности расходов

В качестве исходных данных задан гидрологический ряд среднемесячных расходов воды за период в 50 лет в створе реки. Рассчитаем среднегодовые значения расходов каждого года, а также среднемесячные значения и среднемноголетний расход.

Разделим год на два основных периода: половодье и межень. Месяцы, где расходы больше среднегодового значения, отнесем к половодью, а те месяцы, где расходы меньше среднегодового - межени.

Определив границы, вычисляем средние расходы за год, лимитирующий сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. По результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности.

$$P = \frac{m}{n + 1} \quad (1.1)$$

где  $m$  – порядковый номер расхода в убывающем году;  $n$  – общее число лет в статистическом году.

Маловодный год определяется по расходу, соответствующему 90% обеспеченности, средневодный-50% обеспеченности.

Результаты расчётов представлены в таблица 1.2.

Таблица 1.2 - Данные для кривых обеспеченности

P %	Ср.годовой		Ср.половодье		Ср.межень	
	Годы	Q <sub>ср.год</sub> ,М <sup>3</sup> /с	Годы	Q <sub>полов.</sub> ,М <sup>3</sup> /с	Годы	Q <sub>меж.</sub> ,М <sup>3</sup> /с
2	1955	720	1956	2395	1945	239
4	1970	698	1970	2361	1955	219
6	1937	695	1938	2257	1934	214
8	1934	688	1955	2222	1937	200
10	1964	665	1964	2211	1948	184
12	1945	661	1943	2186	1963	178
14	1938	640	1937	2181	1939	177
16	1953	638	1934	2111	1966	177
18	1956	635	1952	2100	1975	176
20	1943	632	1960	2100	1930	165
22	1939	613	1953	2094	1962	162
24	1971	600	1976	2078	1961	161
25	1960	592	1968	2078	1969	158
27	1976	591	1971	2061	1935	153
29	1962	588	1974	2061	1967	152
31	1952	585	1940	2001	1953	152
33	1941	582	1945	1928	1950	150
35	1963	579	1939	1918	1947	150
37	1940	578	1973	1916	1964	149
39	1974	577	1941	1907	1970	144
41	1930	570	1978	1889	1958	144
43	1978	569	1946	1882	1944	140
45	1935	569	1962	1867	1941	140
47	1968	568	1949	1827	1978	130
49	1969	565	1935	1818	1932	125
51	1966	560	1969	1789	1931	123
53	1975	543	1930	1788	1972	123
55	1947	542	1963	1783	1936	121
57	1948	533	1977	1761	1943	115
59	1973	518	1979	1728	1971	113
61	1949	517	1947	1718	1942	113
63	1936	513	1966	1708	1954	112
65	1931	512	1936	1690	1959	105
67	1979	502	1931	1680	1940	104
69	1967	498	1975	1644	1938	101

## Окончание таблицы 1.2

P %	Ср.годовой		Ср.половодье		Ср.межень	
	Годы	Q <sub>ср.год</sub> , М <sup>3</sup> /с	Годы	Q <sub>полов.</sub> , М <sup>3</sup> /с	Годы	Q <sub>ср.год</sub> , М <sup>3</sup> /с
71	1946	495	1965	1606	1951	98
73	1944	479	1948	1581	1976	95
75	1961	478	1933	1578	1979	94
76	1972	477	1972	1540	1960	89
78	1965	467	1967	1534	1965	88
80	1977	466	1944	1497	1933	84
82	1958	464	1957	1456	1974	82
84	1933	457	1932	1440	1949	81
86	1932	453	1961	1430	1952	80
88	1950	451	1958	1425	1957	78
90	1959	424	1959	1383	1968	65
92	1957	422	1950	1355	1973	53
94	1951	406	1951	1331	1956	49
96	1942	398	1942	1255	1977	35
98	1954	396	1954	1250	1946	33
71	1946	495	1965	1606	1951	98

### 1.2.2 Выбор расчётного маловодного и средневодного года.

Выбор расчётного года (P=50%).

По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы расчётной обеспеченности 50%. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. Принимаем год, имеющий коэффициент приведения ближе к единице, который требует меньшую корректировку расходов.

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{1935}}{Q_{1969}} = 1,026, \quad (1.2)$$

$$K_{\text{M}} = \frac{Q_{1932}}{Q_{1969}} = 0,9, \quad (1.3)$$

В качестве расчётного средневодного года принимаем 1969 г.

Выбор расчётного года (P=90%)

По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы расчётной обеспеченности 90%.

Так как 1959 год с обеспеченностью 90% совпадает с 90% обеспеченности по половодью, в качестве расчётного маловодного года принимаем 1959 г.

Выбрав окончательно расчётные гидрографы, уточним годовой сток, умножив среднемесячные расходы на вычисленные коэффициенты приведения. Результаты расчетов по маловодному и средневодному году приведены в таблице 1.3 и 1.4. Гидрографы расчетного маловодного и средневодного года представлены на рисунке 1.2.

Таблица 1.3 - Расчетный маловодный год (P=90%) 1959 год с поправками и без

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср</sub>
Q, М <sup>3</sup> /с	5,3	5,1	10,7	12,7	1230	1683	1237	411	320	115	51	10,8	424

Таблица 1.4 - Расчетный средневодный год (P=50%) с поправками и без

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср</sub>
Q, м <sup>3</sup> /с	4,3	4,3	8,9	11,0	1332	1967	2067	300	493	515	41	41,7	565
Q <sub>пр.</sub> , м <sup>3</sup> /с	5,4	5,4	11,2	13,9	1238	1829	1922	978	421	248	51	52,5	565

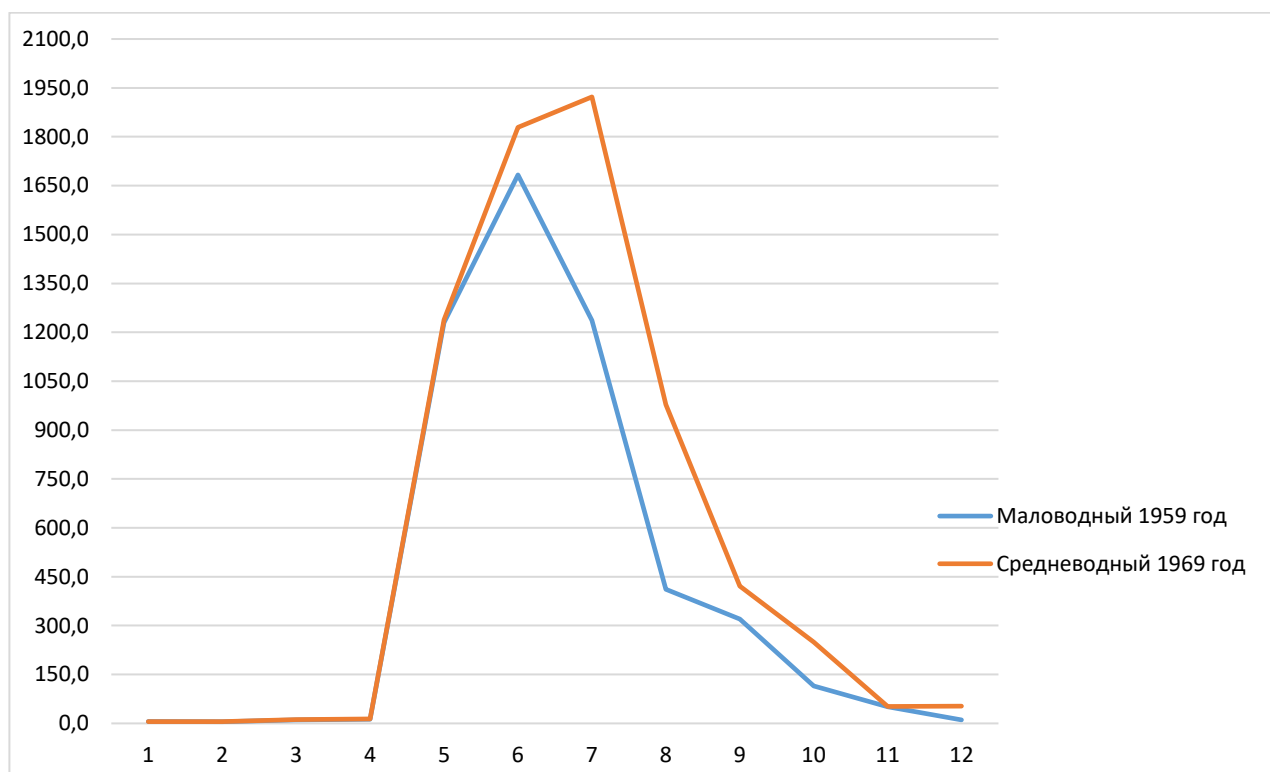


Рисунок 1.2- Гидрографы маловодного и средневодного года

### 1.3 Исходные данные Тимптонской ГЭС

- Энергосистема – ОДУ Восток, РДУ Якутии.
- Потери напора в водоотводящих сооружениях  $\Delta h = 1$ ;
- Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 1.5.
- Расходы санитарного попуска  $Q_{\text{сан.п.}} = 75 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Таблица 1.5 – Требования участников ВХК и потери воды с водохранилища

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
ВХК	150	150	150	400	400	400	400	400	400	150	150	150
Фильтрация	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Испарение	-	-	-	2	2	2	3	2	2	-	-	-
Льдообразование	1	1	1	-15	-6	-	-	-	-	6	6	6

### 1.4 Структура энергосистемы

Энергосистема – ОДУ Восток, РДУ Якутского района.

На данный момент «ДВЭУК» (Дальневосточная энергетическая управляющая компания) планирует развивать электроэнергетический комплекса

Республики Саха (Якутия) с целью снижения стоимости услуг по передаче электроэнергии для предприятий и населения в регионе.

Предусматривается включение технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем Якутии в Единую национальную электрическую сеть России (ЕНЭС).

В энергосистеме функционирует каскад Вилюйской ГЭС с установленной мощностью  $N_{уст.} = 1008$  МВт.  $\overline{Эг.} = 3,9$  млрд. кВт · ч

## **1.5 Природно-климатические условия и потребители**

### **1.5.1 Климат**

Климат резко континентальный, отличается продолжительным зимним и коротким летним периодами. Среднегодовая температура воздуха —  $-6,9$  °С. Минимальная температура зафиксированная в январе  $-53,5$ °С. Максимальная температура в июле  $20,3$ °С. Характерно небольшое количество осадков. За год выпадает 237 мм, более 80% которых приходится на период с мая по сентябрь.

Розу ветров формирует Сибирский антициклон и арктический летом. В январе преобладают северные ветра. В остальное время в основном северо-восточные и восточные.

### **1.5.2 Сейсмологические условия**

Территория Якутии принадлежит преимущественно к двум крупнейшим тектоническим структурам - Сибирской платформе и Верхояно-Чукотской области мезозойской складчатости.

Согласно СНиП П-7-81 в соответствии с картой сейсмического районирования Якутии расчётная сейсмическая интенсивность расположения Тимптонской ГЭС характеризуется, как умеренная 5 баллов. Фоновая сейсмичность для данной местности равна 6 баллам шкалы MSK – 64.

### **1.5.3 Геология**

Грунты в основном каменистые или песчано-галечные. На участках в основном преобладают два биоценоза: каменистые и смешанные грунты (каменисто-галечные, каменисто-песчаные). Местность в основном представляет собой горы.

Якутия очень богата полезными ископаемыми. В 1950 было открыто алмазное месторождение на западе республики. Была создана очень мощная алмазодобывающая промышленная инфраструктура Республики Саха и Российской Федерации. Месторождение алмазов составляют 82 % запасов России.



На территории Якутии находится крупнейшее в стране Эльконское урановое месторождение с разведанными запасами около 344 тысяч тонн, которое составляет 61% запасов страны.

Располагается крупнейшее в России Эльгинское угольное месторождение коксующего угля, расположено в юго-восточной части Якутии, в 415 км к востоку от города Нерюнгри. Зафиксировано около 834 месторождений золота.

Так же на территории Якутии располагаются серебряные, нефтяные, газовые, железные, оловянные, вольфрамовые и др. месторождения. Месторождение алмазов составляют 82 % запасов России.

### 1.5.4 Кривые связи

Выбрав нужное место для створа, находим по карте площадь затопления при различных отметках с одинаковой разностью высот.

Отметка дна створа 395м. По формуле

$$\partial V = \frac{h_0}{3} (F_1 + F_2 + \sqrt{(F_1 \cdot F_2)}), \quad (1.1)$$

Вычисляем элементарный объем для каждой разности отметок. Полученные точки наносим на миллиметровке и аппроксимируем. Добавляя полином и высчитывая ошибку, она не должна быть больше допустимой. По полученным данным строится кривая связи, отметок от объёма. По ней выбираем НПУ. НПУ Тимптонской ГЭС 535 м. Кривые связи представлены на рисунке 1.3 и 1.4.

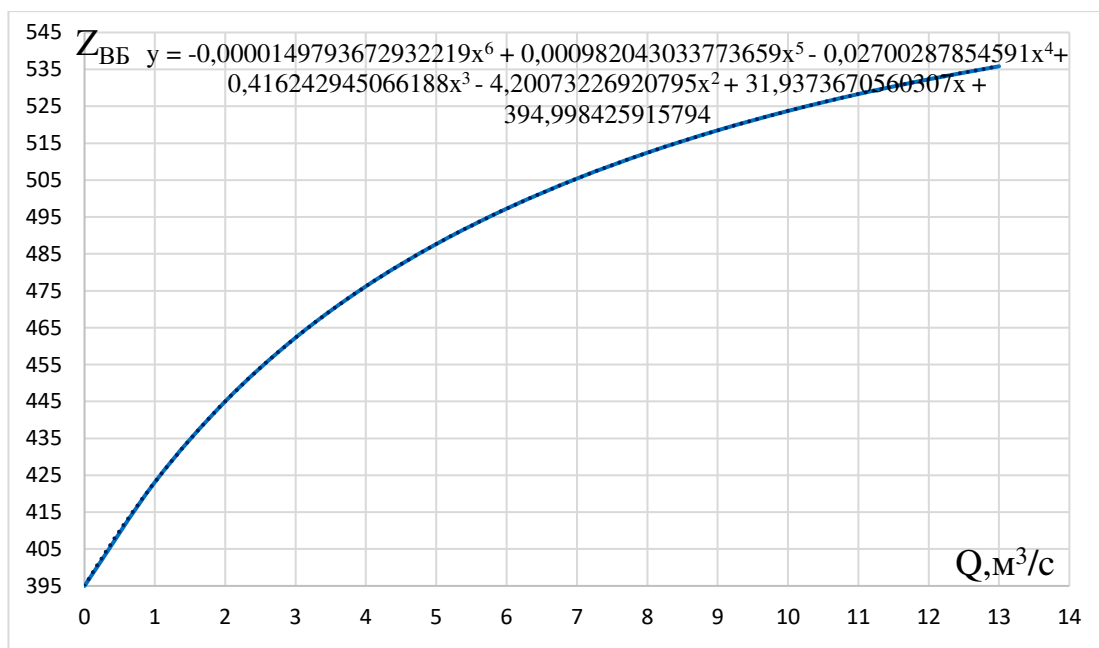


Рисунок 1.3- Кривая связи для ВБ

Измерив ширину створа при различных отметках вычисляем площадь сечения створа. Зная скорость реки найдем расход, домножив на коэффициент



## Окончание таблицы 1.6

Зимние сутки		Летние сутки	
Дата, время	Мощность потребления (МВт)	Дата, время	Мощность потребления (МВт)
23.12.2015 14:00	4949	23.06.2015 14:00	3097
23.12.2015 15:00	4866	23.06.2015 15:00	3217
23.12.2015 16:00	4777	23.06.2015 16:00	3105
23.12.2015 17:00	4580	23.06.2015 17:00	2851
23.12.2015 18:00	4485	23.06.2015 18:00	2523
23.12.2015 19:00	4355	23.06.2015 19:00	2391
23.12.2015 20:00	4289	23.06.2015 20:00	2315
23.12.2015 21:00	4279	23.06.2015 21:00	2298
23.12.2015 22:00	4311	23.06.2015 22:00	2292
23.12.2015 23:00	4401	23.06.2015 23:00	2335
24.12.2015 0:00	4597	24.06.2015 0:00	2544

Проектируем на РДУ Якутии. Вычисляем мощности полагаясь на РДУ Якутии. Выработка ОДУ Востока Э = 35754 млн кВт·ч, а по РДУ Якутии Э = 16400 млн кВт·ч, тогда коэффициент перехода составил  $\beta = 2,18$ , Данные занесены в таблице 1.7.

Таблица 1.7 – Данные для РДУ Якутии

Зимние сутки		Летние сутки	
Дата, время	Мощность потребления (МВт)	Дата, время	Мощность потребления (МВт)
23.12.2015 1:00	2215	23.06.2015 1:00	1184
23.12.2015 2:00	2269	23.06.2015 2:00	1288
23.12.2015 3:00	2298	23.06.2015 3:00	1349
23.12.2015 4:00	2290	23.06.2015 4:00	1355
23.12.2015 5:00	2263	23.06.2015 5:00	1339
23.12.2015 6:00	2210	23.06.2015 6:00	1331
23.12.2015 7:00	2177	23.06.2015 7:00	1333
23.12.2015 8:00	2149	23.06.2015 8:00	1304
23.12.2015 9:00	2129	23.06.2015 9:00	1298
23.12.2015 10:00	2149	23.06.2015 10:00	1297
23.12.2015 11:00	2235	23.06.2015 11:00	1315
23.12.2015 12:00	2302	23.06.2015 12:00	1330
23.12.2015 13:00	2289	23.06.2015 13:00	1340
23.12.2015 14:00	2271	23.06.2015 14:00	1366
23.12.2015 15:00	2233	23.06.2015 15:00	1419
23.12.2015 16:00	2192	23.06.2015 16:00	1370
23.12.2015 17:00	2101	23.06.2015 17:00	1258
23.12.2015 18:00	2058	23.06.2015 18:00	1113
23.12.2015 19:00	1998	23.06.2015 19:00	1055
23.12.2015 20:00	1968	23.06.2015 20:00	1021
23.12.2015 21:00	1963	23.06.2015 21:00	1014
23.12.2015 22:00	1978	23.06.2015 22:00	1011
23.12.2015 23:00	2019	23.06.2015 23:00	1030
24.12.2015 0:00	2109	24.06.2015 0:00	1122

Построим суточные графики нагрузки для декабря и июня РДУ Якутии.

Методика размещения ГЭС в балансе энергосистемы основана на применении ИКН. Интегральной кривой суточного графика нагрузки называется суточная зависимость выработки электроэнергии от мощности. Порядок построения ИКН приведен в литературе [1].

Так как в нашей энергосистеме функционирует ГЭС мы ее должны учесть и нанести на ИКН.  $\text{Нраб.} = 728 \text{ МВт}$ ;  $\text{Э} = 12096 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$ . Данные представлены в таблице 1.8 и на рисунке 1.5

Таблица 1.8 – Данные для зимних суток

$P_{\text{ранж.}}, \text{Вт}$	$\Delta P, \text{Вт}$	$\Delta t, \text{часы}$	$\Delta \text{Э}, \text{МВт}\cdot\text{ч}$	$\Delta P_{\Sigma}, \text{МВт}$	$\Delta \text{Э}_{\Sigma}, \text{МВт}\cdot\text{ч}$
2215	4,6	1	4,6	5	5
2269	7,3	2	14,7	12	19
2298	1,4	3	4,1	13	23
2290	18,4	4	73,4	32	97
2263	1,4	5	6,9	33	104
2210	6,4	6	38,5	39	142
2177	27,5	7	192,7	67	335
2149	2,8	8	22,0	70	357
2129	17,9	9	161,0	88	518
2149	4,6	10	45,9	92	564
2235	18,4	11	201,9	111	766
2302	15,1	12	181,7	126	947
2289	28,0	13	363,8	154	1311
2271	0,0	14	0,0	154	1311
2233	19,3	15	289,1	173	1600
2192	20,2	16	323,0	193	1923
2101	7,8	17	132,6	201	2056
2058	43,6	18	784,6	245	2841
1998	38,5	19	732,3	283	3573
1968	21,1	20	422,1	304	3995
1963	20,2	21	424,0	324	4419
1978	10,1	22	222,1	334	4641
2019	4,6	23	105,5	339	4747

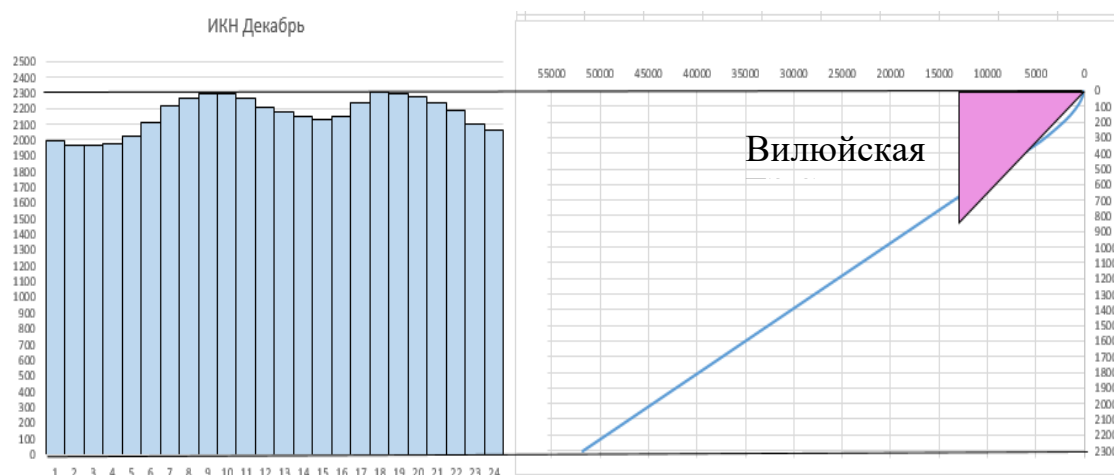


Рисунок 1.5 – ИКН Декабрь

### 1.5.6 Годовые графики нагрузки

Годовые графики нагрузки строятся для дальнейшего составления баланса энергии и баланса мощностей. В годовом разрезе можно построить графики максимальной, средней и минимальной нагрузок. Нам понадобятся графики максимальной и средней нагрузок.

Годовой график нагрузки зависит от максимальной мощности по зиме, лету, а так же средних мощностей. Годовой график нагрузки представлен на рисунке 1.6. График строится по косинусоидальной функции.

$$P_t^{\max} = a + b \cdot \cos(30^\circ \cdot t + 15^\circ), \quad (1.4)$$

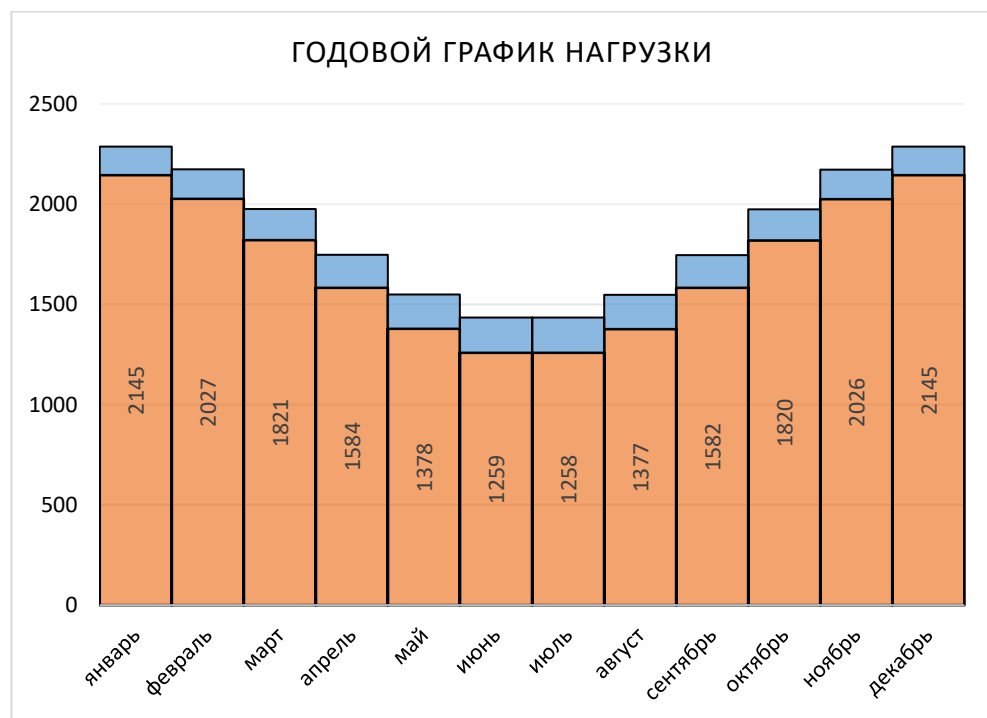


Рисунок 1.6– Годовой график нагрузки

## 2 Водно-энергетические расчеты

### 2.1 Водно-энергетические расчеты без регулирования с учетом ВХК. Баланс энергии

Для расчета водно-энергетического баланса рассчитываем два режима: по водотоку и по ВХК (нужды водохозяйственного комплекса) Для режима по водотоку берем расходы маловодного года, 90% обеспеченности.

Учитываем заданные потери воды из водохранилища. Находим полезный бытовой приток.

$Z_{ВБ}$  берем наше значение НПУ. Для  $Z_{НБ}$  подставляем функцию  $Z_{НБ}(Q)$ . Вычисляем напоры

$$H = Z_{ВБ} - Z_{НБ}, \quad (2.1)$$

Находим бытовую мощность

$$N = (k_N \cdot Q_{\text{быт.пол}} \cdot H) / 1000, \quad (2.2)$$

где  $k_N = (\eta - 5\%) \cdot 9,81$ ;

$k_N = 8,6$ ; ( $\eta$ -К.П.Д. гидротурбины, которую мы выбрали исходя из своего максимального напора)

Так как водохозяйственный комплекс накладывает ограничение на минимальный расход воды в нижнем бьефе, нужно учесть мощность при работе по режиму ВХК. Результаты расчета приведены в таблице 2.1 и 2.2.

Таблица 2.1 – Расчет режимов работы ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qпол
Q, 90%	5,3	5,1	10,7	12,7	1230	1683	1237	411	320	115	51	10,8	5091
Q, исп	-	-	-	2	2	2	3	2	2	-	-	-	-
Q, льда	1	1	1	-14	-4	-	-	-	-	5	5	5	-
Q, фильтр	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	-
Q, потеря	3	3	3	-11	-1	2	2	2	2	8	8	8	-
Q <sub>быт.пол.</sub>	2,3	2,1	7,7	23,7	1231,0	1681,0	1235,0	409,0	318,0	106,7	42,7	2,5	5061
Z <sub>вб</sub>	535	535	535	535	535	535	535	535	535	535	535	535	-
Z <sub>нб</sub>	395	395	395	395	397,4	398,2	397,4	395,9	395,7	395,2	395,1	395,0	-
H	138,6	140,0	140,0	140,0	137,6	136,8	137,6	139,1	139,3	139,8	139,9	140,0	-
N <sub>быт</sub>	2,7	2,5	9,3	28,5	1454,4	1973,8	1459,0	488,5	380,3	128,0	51,3	3,0	5981

Таблица 2.2 – Расчет режимов работы ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	N
Q <sub>ВХК</sub>	150	150	150	400	400	400	400	400	400	150	150	150	-
Z <sub>вб</sub>	535	535	535	535	535	535	535	535	535	535	535	535	-
Z <sub>нб</sub>	395,3	395,3	395,3	395,8	395,8	395,8	395,8	395,8	395,8	395,3	395,3	395,3	-
H	138,3	139,7	139,7	139,2	139,2	139,2	139,2	139,2	139,2	139,7	139,7	139,7	-
N <sub>ВХК</sub>	178	180	180	478	478	478	478	478	478	180	180	180	3944
N <sub>изб.</sub>	-175	-177	-170	-449	976	1496	981	10	-97	-51	-128	-176	2037

Посчитаем избыток мощности  $N_{\text{изб.}} = N_{\text{быт.}} - N_{\text{ВХК.}} = 2037 \text{ МВт.}$

Для построения баланса энергии нам понадобится график средних мощностей энергосистемы. Для своей системы найдем мощности существующих ГЭС за каждый месяц. Откладываем эту мощность в соответствии с масштабом средних мощностей нашей энергосистемы от верхней границы получившегося графика. Далее, от уже существующей ГЭС мы откладываем мощность по полезному бытовому расходу и по ВХК.

Первый месяц после половодья, где не хватает бытового расхода для обеспечения ВХК, начинается сработка водохранилища. Сработка водохранилища начинается с сентября.

Для того чтобы провести линию гарантированной мощности, нам нужно отдельно в масштабе начертить столбик, равный избытку нашей мощности, которую мы посчитали и занесли в таблицу 2.2. После этого мы приблизительно проводим линия, чтобы наша оставшееся не заполненное пространство выше линии, до существующей ГЭС, было равно избытку нашей мощности.

Высчитываем приблизительную гарантированную мощность. Для этого находим мощность получившуюся при построении, от проведенной линии до существующей ГЭС. Позднее, по водно-энергетическим расчетам сработки и наполнению водохранилища по маловодному году более точно определим гарантированную мощность ГЭС. Баланс энергии представлен на рисунке 2.1.

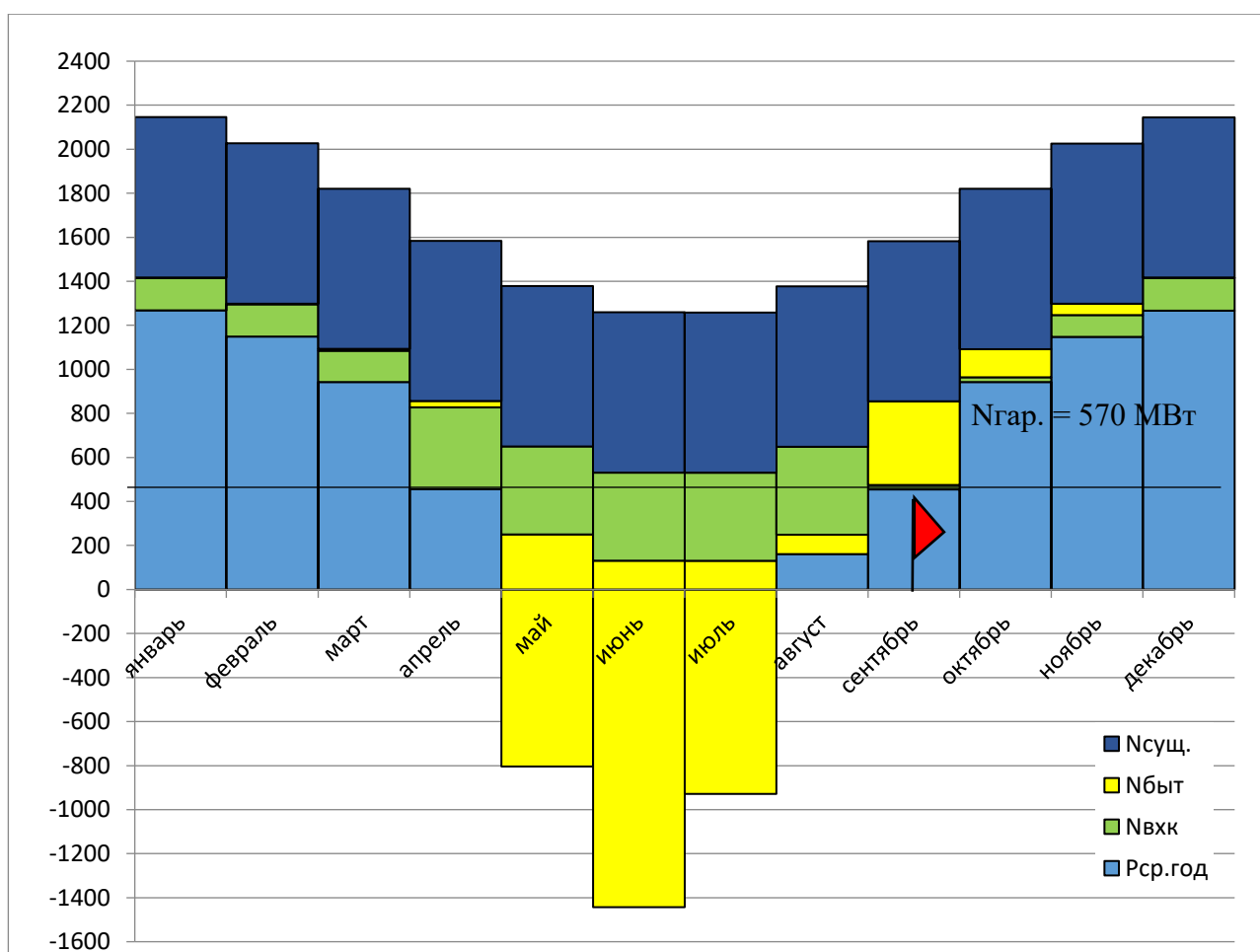


Рисунок 2.1 – Баланс энергии

## 2.2 Водно-энергетический расчет сработка и наполнения водохранилища по маловодному году

Расчет работы водохранилища ГЭС производится календарным методом на заданный режим среднемесячных мощностей.

Для этого нам понадобится график средних мощностей энергосистемы, гарантированные мощности, расходы бытовые полезные и по вхк. В месяца, где есть гарантированная мощность, мы будем работать по ней, чтобы обеспечить гарантированную мощность ГЭС. В другие месяца будем работать по вхк.

Производя расчеты, линия гарантированной мощности будет передвигаться, для достижения наилучшего результата. Первая и последняя итерация приведена в Приложении А, таблица А.1 и А.2. При расчетах мы должны следить за тем, чтобы  $\sum Q_{\text{вдхр.}} \geq 0$ ;  $V_{\text{нач}} = V_{\text{кон}}$ ;  $Z_{\text{ВБ нач.}} = Z_{\text{ВБ кон.}}$ ;  $N_{\text{ГЭС}} = N_{\text{гарант.}}$  в те месяца где у нас гарантированная мощность и  $Q_{\text{н.б}} = Q_{\text{вхк}}$ , где мы работаем по вхк.

Так же должны следить за напором, чтобы он не падал ниже минимального напора для нашей турбины.  $N_{\text{min}} = 0,6 \cdot N_{\text{max}}$ .  $N_{\text{min}} = 0,6 \cdot 140 = 84$  м. График сработки-наполнения водохранилища представлен на рисунке 2.2.

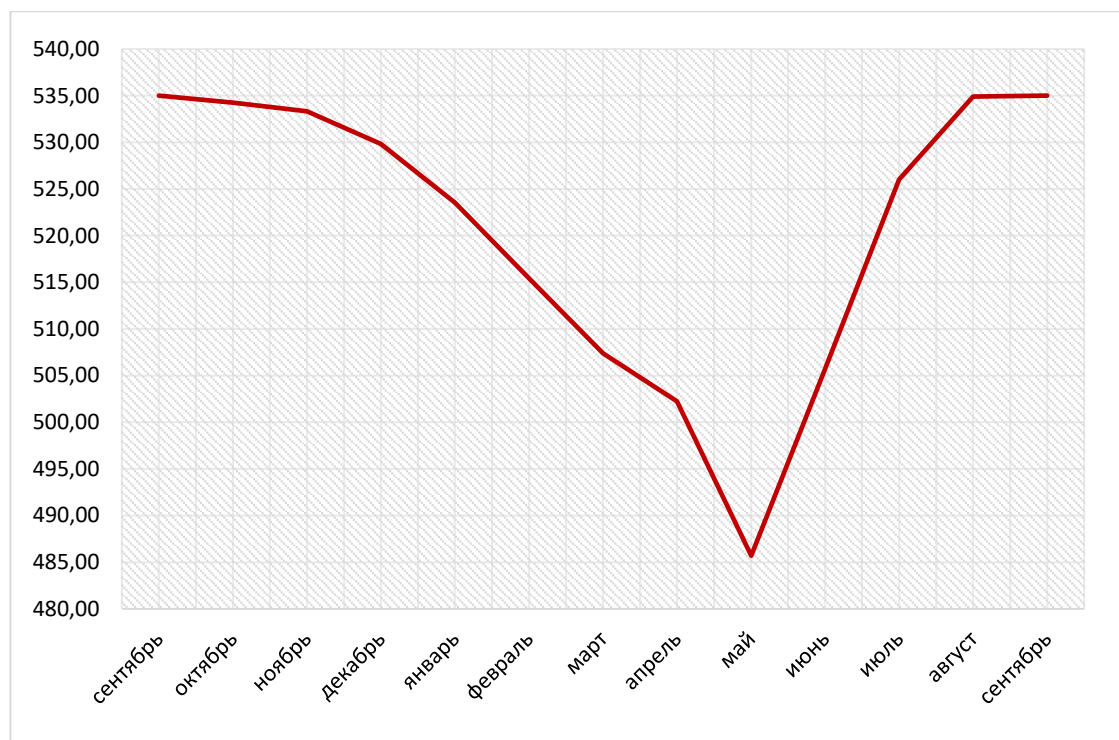


Рисунок 2.2 - график сработки - наполнения водохранилища по маловодному году

## 2.3 Гарантированные мощности

Проводя несколько итераций, мы нашли подходящее положение линии гарантированной мощности. Гарантированная мощность это средняя мощность ГЭС в период максимальной нагрузки энергосистемы (обычно январь, декабрь),



которую ГЭС обязана выдать в систему по расчетам условного маловодного года. Для проектируемой ГЭС работаем шесть месяцев по гарантированной мощности: январь – декабрь (570 МВт).

## 2.4 ИКН. Выбор рабочей мощности

Для нахождения рабочей мощности мы воспользуемся ИКН, например для декабря (так как январь-декабрь симметричны). Посчитаем суточную выработку ГЭС, взяв мощность из сработки – наполнения водохранилища по маловодному году и умножим на 24 часа.  $\mathcal{E}_{\text{гар}} = N_{\text{гар}}^{\text{макс}} \cdot t = 570 \cdot 24 = 13680$  млн.кВт · ч. Рабочая мощность будет равна  $N_{\text{раб.}} = 580$  МВт. ИКН для зимы и лета приведены в Приложении А (рисунок А.1 – А.2)

## 2.5 Планирование резервов и кап. ремонтов. Определение установленной мощности ГЭС, расчет баланса мощностей

Установленная мощность ГЭС рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{уст}} = N_{\text{раб}} + N_{\text{рез}}, \quad (2.3)$$

где  $N_{\text{раб}}$  – это максимальная гарантированная мощность,  $N_{\text{рез}}$  – резервная мощность ГЭС.

$N_{\text{нагр}}$ , –нагрузочный резерв. Для систем  $N_{\text{нагр}}$  принимается равным 2% от максимальной потребляемой мощности системы.

Для нашей системы:  $N_{\text{нагр}} = 0,02 * 2287 = 45$  МВт

Распределите нагрузочного резерва производится между проектируемой станцией и существующими ГЭС в нашей системе (Вилюйской ГЭС).

Распределим пропорционально мощности энергосистемы, составив пропорцию.  $N_{\text{нагр}} = \left( \frac{45}{580+728} \right) \cdot 580 \approx 20$  МВт. Тогда получим установленную мощность Тимптонской ГЭС  $N_{\text{уст}} = 580 + 20 = 600$  МВт.

В системе функционирует Вилюйская ГЭС с установленной мощностью 1008 МВт. Рассчитаем аварийные и нагрузочные резервы, взяв для них соответственно 8% и 2% от рабочей мощности станции.

Вычисляются ремонтные резервы для существующей и проектируемой ГЭС и для ТЭС. Ремонтная площадь находится по формуле. Для существующей ГЭС:

$$F_{\text{рем.}} = \frac{N_{\text{уст}}}{4} \cdot 1 \text{ мес}, \quad (2.4)$$

По полученным данным строится баланс мощностей на графике максимальных мощностей энергосистемы. Данные приведены в Приложении А (таблица А.3 ). Баланс мощностей представлен на рисунке 2.3.

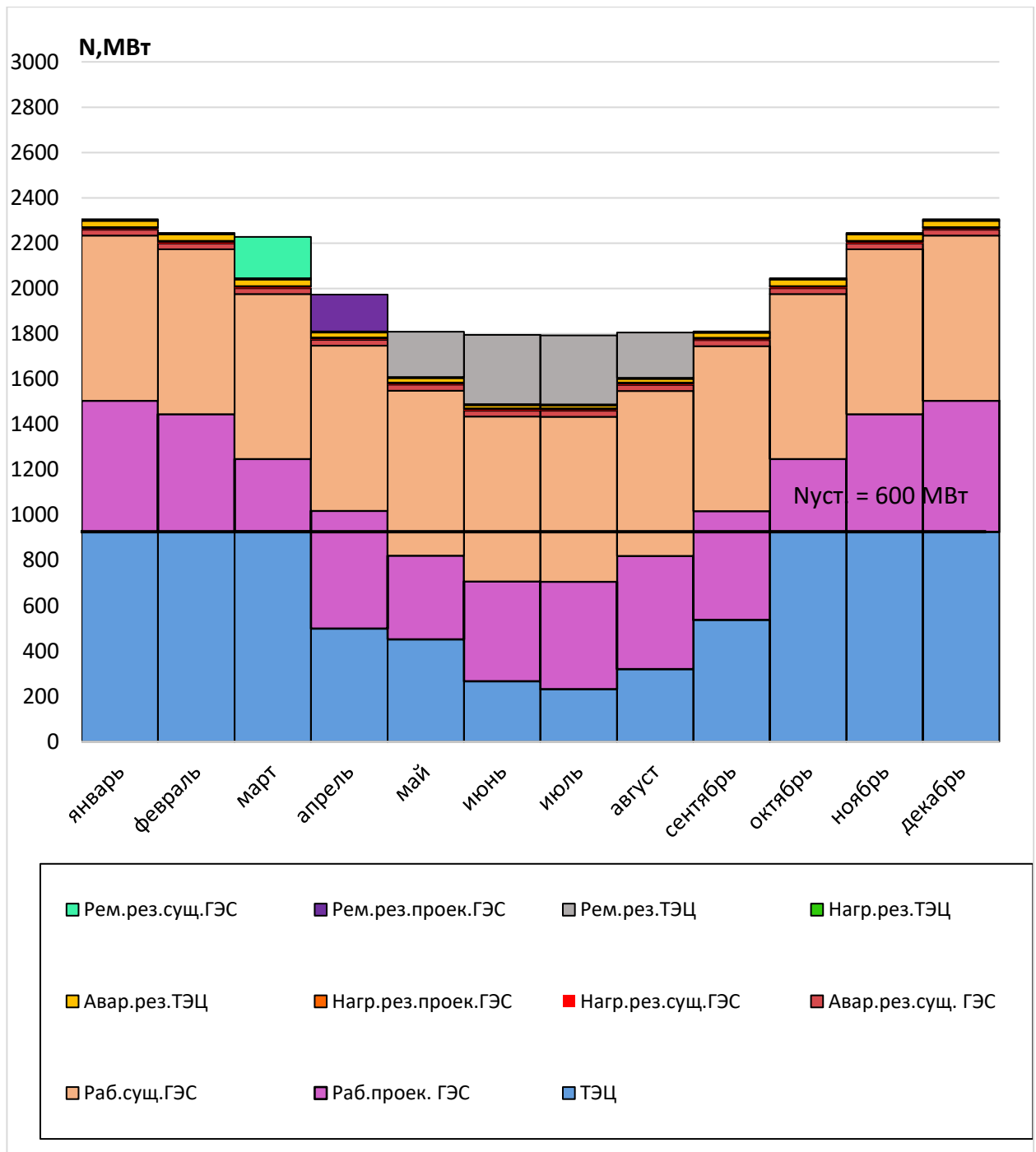


Рисунок 2.3 – Баланс мощностей

## 2.6 Водно – энергетический расчет сработки и наполнения водохранилища средневодного года. Средняя многолетняя выработка

Водно- энергетический расчет в средневодном году проводится для оценки средней многолетней выработки ГЭС.

Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году проводятся аналогично расчетам, описанным в пункте 2, 2.2. При этом обязательно использовать полезные расходы соответствующие году 50% обеспеченности; гарантированные мощности, получившиеся с сработке и наполнении водохранилища по расчетам маловодного года; соблюдать сработку

водохранилища до отметки УМО. Сработка и наполнение водохранилища рассчитывается при всех возможных вариантах, с целью получения большей выработка электроэнергии ГЭС. Последняя итерация приведена в Приложении А, таблица А.4. Сработка-наполнение водохранилища в 90% и 50% обеспеченности представлена на рисунке 2.4.

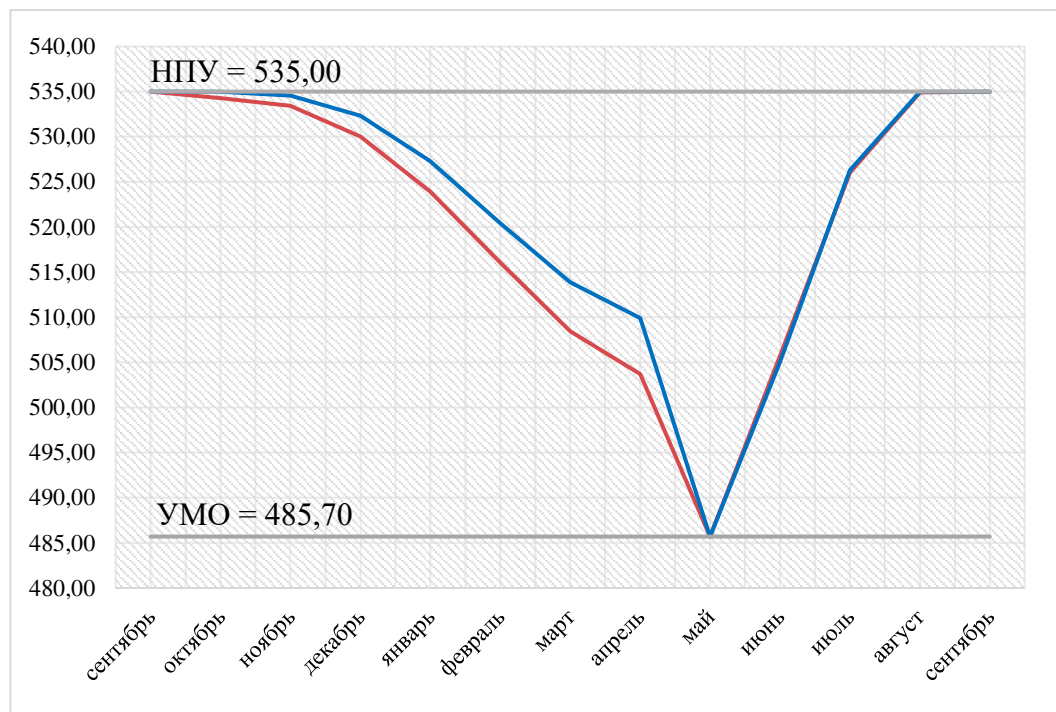


Рисунок 2.4 – сработка-наполнение водохранилища в 90% и 50% обеспеченности

Красной линией – сработка-наполнение в маловодном году.

Выбрав самый оптимальный вариант, посчитали суммарную среднюю многолетнюю выработку станции. Эмл. = 5,09 млрд.кВт·ч.

### 3 Выбор основного и вспомогательного энергетического оборудования

#### 3.1 Выбор числа и типа агрегатов

##### 3.1.1 Построение режимного поля

Область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС называется режимным полем по расходу и напору. Для построения этих характеристик используется уравнение:

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

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

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

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

Ограничения слева на режимном поле, является ограничение по условию водохозяйственного комплекса. Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

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

где  $k_N$  - коэффициент мощности ( $k_N = 8,7$ );

Ниже точки расчетного напора линия ограничения по пропускной способности ГЭС, которая строится по формуле:

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

где  $Q_{ГЭС}^{\max}$  - максимальный расход через ГЭС, соответствующая работе гидростанции при расчетном по мощности напоре.

$H_p$  - расчётный по мощности напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора.

По полученным значениям построено режимное поле с учетом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности, из которого определяется диапазон изменения расходов и напоров. Все данные о результатах расчета режимного поля занесены в таблицу 3.1 и рисунок 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

Кривая связи		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Qнб	Zнб	Ннпу	Нумо	Нвб	Н	Q	Н	Q
м <sup>3</sup> /с	м	м	м	м	м	м <sup>3</sup> /с	м	м <sup>3</sup> /с
0	395,00	139,00	89,7	120,3	138,6	503	117,0	596
20	395,14	138,83	89,5	120,1	137,4	508	115,3	592
60	395,37	138,60	89,2	119,9	136,2	512	113,6	587
100	395,59	138,37	89,0	119,7	135,0	517	111,8	583
140	395,79	138,16	88,8	119,4	133,8	521	110,1	579
180	395,99	137,96	88,6	119,2	132,6	526	108,4	574
220	396,16	137,77	88,4	119,1	131,4	531	106,7	569
260	396,33	137,59	88,2	118,9	130,2	536	105,0	565
300	396,49	137,42	88,1	118,7	129,0	541	103,2	560
340	396,64	137,25	87,9	118,5	127,8	546	101,5	555
380	396,78	137,10	87,7	118,4	126,6	551	99,8	551
420	396,92	136,95	87,6	118,2	125,4	556	98,1	546
460	397,04	136,80	87,5	118,1	124,2	562	96,4	541
500	397,16	136,67	87,3	117,9	123,0	567	94,6	536
540	397,27	136,53	87,2	117,8	121,8	573	92,9	531
580	397,38	136,41	87,1	117,7	120,6	579	91,2	526
620	397,48	136,29	86,9	117,6	119,4	584	89,5	521
660	397,57	136,18	86,8	117,5	118,2	590	87,8	516
700	397,66	136,07	86,7	117,3	117,0	596	86,0	511

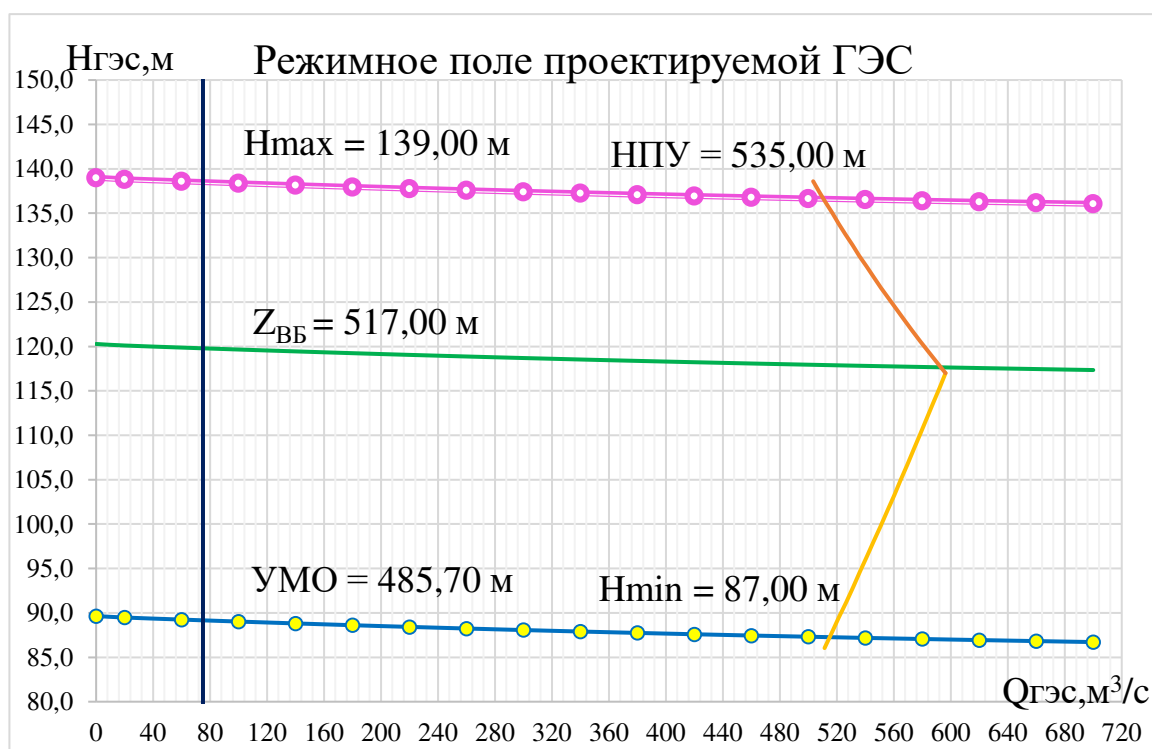


Рисунок 3.1 – Режимное поле

Из построенного режимного поля определяем:

- максимальный напор  $H_{\max} = 139$  м.
- расчётный напор  $H_{\text{расч}} = 117$  м.
- минимальный напор  $H_{\min} = 87$  м

По изменению диапазона расходов и напоров, по справочным данным подбираем все возможные типы гидротурбин, для которых максимальный напор не был бы меньше полученного максимального напора и соотношение  $\frac{H_{\min}}{H_{\max}}$  по справочным данным не превышало бы аналогичного фактического. Так же учитываем максимальный диаметр рабочего колеса  $D_1$  для каждого типа турбин, исходя из условий изготовления и доставки на ГЭС. (Ограничения по условию доставки рабочего колеса РО по железной дороге не должно превышать 6,3 м.)

### 3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

При подборе оборудования, для каждого рассматриваемого типа турбин, выбрать такие диаметры рабочего колеса и синхронной частоты вращения, чтобы проектируемая ГЭС работала с максимальным КПД при минимальном заглублении и количеством установленных агрегатов. Причем количество агрегатов не должно быть меньше двух. Область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС называется режимным полем.

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

Подходящие турбины РО-140-В и ПЛД-140-В. Параметры данных турбин занесены в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 - Параметры выбранных типов гидротурбин

Параметр	Турбина РО140-В	Турбина ПЛД140-В
$H_{\text{пред}}$	140	140
$H_{\min}/H_{\max}$	0,6	0,5
$n'_{10}, \text{мин}^{-1}$	73	85
$\eta_{\text{мо}}$	0,927	0,921
$Q'_{1\text{max}}, \text{л/с}$	980	1100
$\sigma$ при $Q'_{1\text{max}}$	0,15	0,35
$D'_{1\text{м}}, \text{м}$	0,515	0,460
$H_{\text{м}}, \text{м}$	4	4
$t, ^\circ\text{C}$	16	7
$V_{\text{мод}}$	1,11	1,11

Далее проводим расчет для каждого из намеченных вариантов гидротурбин.

КПД натурной турбины  $\eta_T$ :

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

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

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

$v_M, v_H$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий  $t_H$  и  $t_M$  (таблица 3.2). Кинематический коэффициент вязкости определяется по справочным данным [10].

$\varepsilon$  – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям и для РО турбин

$$\varepsilon = \begin{cases} 0,25 + 0,5 \cdot \frac{Q'_{1p}}{Q'_{10}}, & \text{при } Q'_{1p} < Q'_{10}, \\ 0,75 & \text{при } Q'_{1p} > Q'_{10} \end{cases}, \quad (3.5)$$

где  $Q'_{10}$  – приведённый расход воды в оптимуме главной универсальной характеристики.  $\varepsilon = 0,75$ .

Мощность одного агрегата:

$$N_a = 9,81 Q'_{1p} D_1^2 H_p^N \sqrt{H_p^N \eta_T \eta_G^{cp}}, \quad (3.6)$$

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

$\eta_G^{cp}$  – средний КПД генератора. Принимаем коэффициент полезного действия гидрогенератора:  $\eta_G^{cp} = 0,97$

$\eta_T$  – КПД натурной гидротурбины, вычисляемый в расчетной точке.

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z'_a = \frac{N_{уст}^p}{N_a}, \quad (3.7)$$

где  $N_{уст}^p = 600$  МВт – расчетная установленная мощность.

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

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{уст}^p}{Z_a}, \quad (3.8)$$

Далее рассчитываем частоту вращения турбины:

$$n = n'_{I_p} \cdot \sqrt{H_p \cdot \Delta p} \cdot \frac{1}{D_1}, \quad (3.9)$$

где  $n'_{I_p}$  – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке.

$\Delta p$  – поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели расчётной точки.

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

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

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta p}} \quad (3.10)$$

где  $n_c$  – стандартное значение синхронной частоты вращения;

$H$  – напор на станции, соответствует  $H_{max}$ ,  $H_p$  и  $H_{min}$ .

Окончательное расположение расчётной точки на линии  $n'_{I_p}$  с учетом округленного числа агрегатов и уточненной мощности агрегатов  $N_a$  находится при помощи уравнения:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{T_{cp}}} \quad (3.11)$$

Правая часть является константой, а левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии  $n'_{I_p}$ , чтобы произведение  $Q'_I \cdot \eta_T$  в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства. Для получения расчётной точки необходимо построить линию ограничения по установленной мощности агрегата. Так же необходимо построить линию ограничения по пропускной способности ГЭС.

Далее нужно провести расчеты для ряда других стандартных значений диаметрам рабочего колеса.

Для большинства гидростанций предъявляются требования по минимальному расходу воды в НБ. Эти требования являются ограничением слева на режимном поле по минимальному расходу. Для выполнения данного условия, нужно линию ограничения по минимальному расходу с режимного поля



пересчитать в координаты главной универсальной характеристики для двух значений напора  $H_{\max}$  и  $H_{\min}$ .

Приведённый расход определяется по формуле :

$$Q'_1 = \frac{Q_{\min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}} \quad (3.12)$$

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

Рассчитанные величины для разных диаметров натуральных турбин представлены в Приложения Б, таблица Б.1, Б.2.

При выборе подходящего типа гидротурбины смотрим на ограничения по минимальному расходу, который не должен быть близок к оптимуму или выходить за него. Так же не берем турбины, у которых точка оптимума не входит в диапазон минимальных и максимальных приведенных оборотов.

Анализируя полученные варианты параметров данных турбин, далее будем рассматривать турбины РО140-В с диаметрами рабочего колеса

$D_1=4,25\text{м}$  ,  $D_1=4,5\text{м}$  и и турбины ПЛД140-В с диаметрами  $D_1=4,5\text{м}$  и  $D_1=3,55\text{м}$ , так как при других диаметрах точка оптимума не находится в диапазоне минимальных и максимальных приведенных оборотов, либо зона работы данной турбины выходит за ограничения 5% запаса мощности. Зоны работы данных турбин приведены в Приложении Б, рисунок Б.1 и Б.2.

### 3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационного работы определяется по формуле:

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) + H_s, \quad (3.13)$$

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

Высота отсасывания для трех основных режимов определяются формулой:

$$H_s = B - \frac{Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + \Delta Z_{\text{х.пл}}, \quad (3.14)$$

где  $B = 10,33 \text{ м}$  – барометрическое давление;

$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$  – отметка НБ в зависимости от расхода; Расход берем из ГУХа (Приложение Б, рисунок Б.1) при расчетном, минимальном и максимальном напорах, переводим с приведенных величин в натуру и находим по режимному полю  $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ ;

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

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

1,5 – конструктивный запас;

$\Delta Z_{\text{х.пл.}}$  – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, (для РО гидротурбин  $Z_{\text{х.пл.}} = B_0/2$ , где  $B_0 = \frac{B_{0\text{м}} \cdot D_{1\text{н}}}{D_{1\text{м}}}$ ).  $B_{0\text{м}}, D_{1\text{м}}$  – соответственно высота направляющего аппарата и диаметр рабочего колеса модельной гидротурбины.

Расчеты проводятся для трех основных наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев:

1. Работа одного агрегата при максимальном напоре и максимальной мощности.
2. Работа одного агрегата при расчетном напоре и максимальной мощности.
3. Работа одного агрегата при минимальном напоре и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Проведем расчет РО-140-В с диаметром рабочего колеса  $D_1 = 4,25\text{м}$ .

По ГУХ выбранной турбины для соответствующего режима находим  $\sigma$ . Для этой точки, по кривой расходов определяем  $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ .

Тогда высота отсасывания для трех режимов работы:

$$H_{S1} = 10,33 - \frac{397,92}{900} - 0,09 \cdot 139 - 1,5 + 4,38 = 0,26 \text{ м};$$

$$H_{S2} = 10,33 - \frac{395,78}{900} - 0,13 \cdot 117 - 1,5 + 4,38 = -1,85 \text{ м};$$

$$H_{S3} = 10,33 - \frac{397,61}{900} - 0,12 \cdot 87 - 1,5 + 4,38 = 2,16 \text{ м};$$

Для других вариантов турбин расчет проводится аналогичным способом. Расчеты сведены в таблицу 3.3.

Таблицу 3.3 - Результаты расчета высоты отсасывания

	РО-140-В-450	РО-140-В-425	ПЛД-140-В-450	ПЛД-140-В-355
При $H_{\text{max}}$ .	0,1	0,26	-16,79	-32,38
При $H_{\text{расч}}$ .	-7,76	-1,85	-7,96	-21,55
При $H_{\text{min}}$ .	-0,62	2,16	-0,14	-2,60

Из всех полученных значений  $H_s$  выбирают значение, которое обеспечивает бескавитационную работу турбины во всех рассматриваемых режимах, а так же является экономически целесообразной - (6 - 8) м.

Проанализировав расчетные данные окончательно принимаем турбина РО-140-В с диаметром рабочего колеса  $D_1 = 4,25\text{м}$ ., так как она имеет экономически целесообразную высоту отсасывания, число агрегатов  $Z = 4$  с наибольшей технически возможной мощностью каждого ГА.

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_s = 397,92 + 0,26 = 398,18 \text{ м};$$

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_s = 395,78 - 1,85 = 393,93 \text{ м};$$

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_s = 397,61 + 2,16 = 399,87 \text{ м};$$

Отметка расположения рабочего колеса для самого неблагоприятного случая  $\nabla Z_{p.k.} = 393,93$  м. Такая отметка позволит обеспечить бескавитационную работу на всех расчетных режимах.

### 3.3 Выбор гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным [10] серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения.

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{НОМ} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = 176,5 \text{ МВА}, \quad (3.15)$$

где  $\cos\varphi = 0,85$  ;

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_c} = 32, \quad (3.16)$$

где  $n_c$  - синхронная частота гидрогенератора.

Выбираем гидрогенератор СВ-855/235-32 с наружным диаметром сердечника статора  $D_{ст.} = 855$  см. Длина сердечника статора  $H = 235$  см, 32 - количество полюсов.

### 3.4 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала

По чертежу проточной части (Приложение Б, рисунок Б.3) модельной гидротурбины определяются основные геометрические размеры гидротурбины.

Металлические спиральные камеры (угол охвата СК  $\varphi = 351^\circ$  с чертежа) имеют круглые поперечные сечения с переходом на эллиптические в районе зуба, они служат для подвода воды к турбине и формирования потока на входе в направляющий аппарат.

Расчет и построение металлической СК с круглым сечением и полным углом охвата описан в методическом пособии. Все результаты сведены в Приложение Б, таблица Б.3 и рисунки Б.4 и Б.5.

Определяются основные геометрические размеры гидротурбины.

Высота направляющего аппарата натурной турбины:

$$b_0 = 0,25 \cdot D_1 = 0,25 \cdot 4,25 = 1,062 \text{ м}, \quad (3.17)$$

где  $D_1$  – диаметр рабочего колеса натурной гидротурбины.

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,57 \cdot D_1 = 2,57 \cdot 4,25 = 10,92 \text{ м}, \quad (3.18)$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{ск.вх}} = 1,375 \cdot D_1 = 1,375 \cdot 4,25 = 5,84 \text{ м}, \quad (3.19)$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{\text{ск}} = 3,522 \cdot D_1 = 3,522 \cdot 4,25 = 14,97 \text{ м}, \quad (3.20)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,364 \cdot D_1 = 4,364 \cdot 4,25 = 18,55 \text{ м}, \quad (3.21)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,997 \cdot D_1 = 2,997 \cdot 4,25 = 12,74 \text{ м}, \quad (3.22)$$

Определяем геометрические размеры машинного зала:

Диаметр шахты гидроагрегата:

$$D_{\text{ш}} = 16 \text{ м},$$

Принимаем ширину машинного зала:

$$B_{\text{мз}} = 31 \text{ м},$$

Для приплотинного зданий ГЭС ширина блока:

$$B_{\text{бл}} = B_{\text{ск}} + 2 \cdot 2 = 20 \text{ м}, \quad (3.23)$$

Ширина монтажной площадки:

$$L_{\text{мп}} = B_{\text{бл}} = 20 \text{ м}, \quad (3.24)$$

Длинна машинного зала:

$$L_{\text{мз}} = n \cdot B_{\text{бл}} + L_{\text{мп}} = 4 * 20 + 20 = 100\text{м}, \quad (3.25)$$

Высота машинного зала назначаем минимально возможную из условия проноса краном самой габаритной части гидроагрегата:

$$H'_{\text{мз}} = 15,7 \text{ м.}$$

### **3.5 Выбор типа и габаритных размеров маслonaпорной установки**

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

По номограмме [8] определяется тип маслonaпорной установки:

МНУ 6,3/1-40-8-2. Номинальное избыточное давление = 4,0 (40) МПа (кгс/см<sup>2</sup>) Номинальный объем 6,3 м<sup>3</sup>. Число сосудов - 2. Номинальный объем сливного бака - 8 м<sup>3</sup>.

### **3.6 Выбор электрогидравлического регулятора**

По таблице [8] определяем тип ЭГР. Так как турбина РО, то выбираем ЭГР 2МП -100-11. Диаметр главного золотника 100 мм.

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Исходные данные

Исходные данные к курсовому проекту приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Исходные данные к курсовому проекту

Генераторы			Система		
Число и мощность	$U_{\text{ном}}$	$\cos \varphi_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}}$	$S_{\text{к.з.}}$	Протяжённость линий
шт·МВт	кВ	о.е.	кВ	МВ·А	км
4·150	13,8	0,85	220	150	105

- Коэффициент мощности системы  $\cos \varphi_c = 0,85$ ;
- Время использования установленной мощности  $T_{\text{max}} = 4000$  ч/год;
- Мощность собственных нужд ГЭС  $P_{\text{с.н.}} = 0,014 \cdot P_{\text{уст.ГЭС}}$ ;
- Коэффициент мощности собственных нужд равен коэффициенту мощности генераторов  $\cos \varphi_{\text{с.н.}} = \cos \varphi_{\text{ном}}$ ;
- Подстанция «Южная» объединенная энергосистема «Якутскэнерго».

### 4.2 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

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

В энергосистеме Якутии присутствуют в основном подстанции 220 кВ, 110 кВ. По карте-схеме размещения линий электропередачи подстанций было определено, что ближайшей является ПС «Южная» 220 кВ, с расстоянием 105 км.

Используются схемы, как с простыми блоками, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор так и с укрупненными блоками. На генераторном напряжении выполняются ответвления для питания собственных нужд. Тип схемы зависит от числа и мощности гидроагрегатов.

Для рассмотрения принимаются две схемы: с одиночными блоками и укрупненными блоками представленные на рисунке 4.1.

Схема собственных нужд ГЭС должна выбираться с учетом обеспечения её надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах.

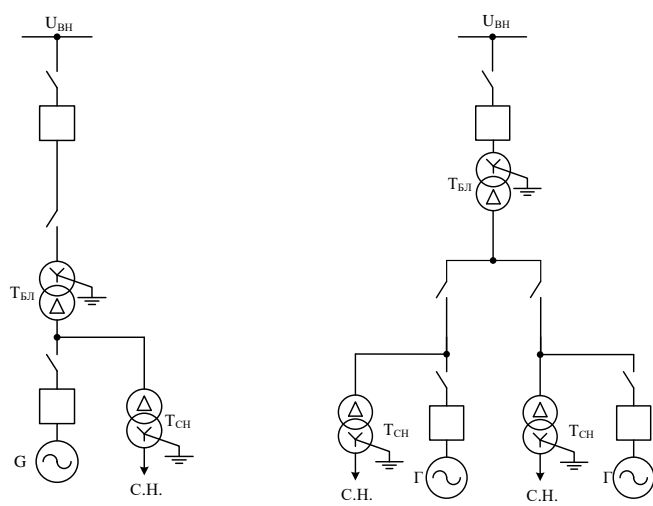


Рисунок 4.1 - Схема с одиночными и укрупненными блоками

Исходя из СТО [15], мощность энергоблока присоединяемого к РУ 220 кВ, не должна превышать 330 МВт. Так как на станции агрегаты с установленной мощностью 150 МВт, применение укрупненных блоков допустимо.

### 4.3 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

#### 4.3.1 Выбор синхронных генераторов

По исходным данным выбирается синхронный генератор СВ - 855/235-32 производства ОАО "Силовые машины". Паспортные данные для данного генератора приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2- Паспортные данные генератора СВ - 855/235-32

Номинальная мощность, МВ·А МВт		$U_{Г\text{ ном}}, \text{кВ}$	$\cos \varphi_{Г}, \text{о.е.}$	$\eta$	Индуктивные сопротивления		
$S_{Г\text{ ном}}$	$P_{Г\text{ ном}}$				$x_d''$	$x_d'$	$x_d$
176,5	150	13,8	0,85	98,07	0,17	0,28	1

#### 4.3.2 Выбор повышающих трансформаторов

##### 4.3.2.1 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком

Выбор трансформаторов включает в себя определение их числа, типа и номинальной мощности. Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е. нагрузка собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = \frac{150 - 150 \cdot 0,014}{0,85} = 174 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦ-200000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.3

Таблица 4.3 - Каталожные данные трансформатора ТДЦ - 200000/220

$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
200	242	13,8	10,51	580	83,9	0,088

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок  $T_{\text{max}}$  и время максимальных потерь  $\tau$ .

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \frac{\text{ч}}{\text{год}}, \quad (4.2)$$

Время работы блока в течение года:

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

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

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

$\omega = 0,025$  - параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

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

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,084 \cdot 8729 = 733,24 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

где  $n_{\text{Т}}$  - число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{Т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{Т ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,58}{1} \cdot \left(\frac{174}{200}\right)^2 \cdot 2405 = 1055,79 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для четырех трансформатора:



$$I_{\text{пот}(1)} = (\Delta W_{\text{ХХ}} + \Delta W_{\text{Н}}) \cdot T_{\text{max}} \cdot \gamma_0, \quad (4.6)$$

где  $\gamma_0$  – стоимость одного МВт · ч электроэнергии

$$I_{\text{пот}(1)} = (733,24 + 1055,79) \cdot 4000 \cdot 1,5 = 10734,18 \text{ тыс. руб/год}$$

Для 4 блоков:

$$I_{\text{пот}} = 4 \cdot 10734,18 = 42936,72 \text{ тыс. руб/год}$$

#### 4.3.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком

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

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{(P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}})}{\cos\varphi_{\text{Г}}} = 2 \cdot \frac{(150 - 150 \cdot 0,014)}{0,85} = 348 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.7)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦ - 400000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.4

Таблица 4.4 -Каталожные данные трансформатора ТДЦ 400000/220

$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U_{\text{H}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{ХХ}}, \text{кВт}$	$I_{\text{Х}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
200	242	13,8	10,85	880	330	0,03

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок  $T_{\text{max}}$  и время максимальных потерь  $\tau$ .

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч/год},$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}, \quad (4.8)$$

где  $\mu = 1$  - частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;  
 $T_{\text{пл}} = 30$  - время плановых простоев блока в течение года, ч;  
 $\omega = 0,025$  - параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

$T_B = 60$  - среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_T \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,33 \cdot 8729 = 2880,57 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.10)$$

где  $n_T$  – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{Т ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,88}{1} \cdot \left( \frac{348}{200} \right)^2 \cdot 2405 = 1601,9 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.11)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для четырех трансформатора:

$$I_{\text{пот(1)}} = (\Delta W_{\text{xx}} + \Delta W_{\text{н}}) \cdot T_{\text{max}} \cdot \gamma_0, \quad (4.12)$$

где  $\gamma_0$  – стоимость одного МВт · ч электроэнергии

$$I_{\text{пот(1)}} = (2880,57 + 1601,9) \cdot 4000 \cdot 1,5 = 26894,82 \text{ тыс. руб/год,}$$

Для 4 блоков:

$$I_{\text{пот}} = 2 \cdot 26894,82 = 53789,64 \text{ тыс. руб/год}$$

### 4.3.3 Выбор трансформаторов СН

Для рассматриваемых схем выбираем одинаковые трансформаторы собственных нужд, так как количество и мощность трансформаторов одинакова в обеих схемах.

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет (1-2) % от  $S_{\text{Г ном}}$ :

$$S_{\text{с.н.}} = 0,014 \cdot \frac{P_{\text{Г ном}}}{\cos \varphi_{\text{Г}}}, \quad (4.13)$$

$$S_{\text{с.н.}} = 0,014 \cdot \frac{150}{0,85} = 2470 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

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

В соответствии со стандартом [16]: «Для электроснабжения СН ГЭС должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания».

По каталогу Санкт – Петербургского завода «КПМ» выбираются 4 трансформатора ТСЗ-2500/0,4, стоимостью каждый 1500 тыс. руб. Каталожные данные приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 -Каталожные данные трансформатора ТСЗ-2500/13,8 УЗ

$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U_{\text{H}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{xx}}, \text{кВт}$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$			
2,5	13,8	6	6	21	3,8

Электрическая схема СН Тимптонской ГЭС выполнена с двумя ступенями напряжением 6 и 0,4 кВ.

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

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\Sigma} = S_{\text{уст}} - S_{\text{сн}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi} = \frac{600 - 9,88}{0,85} = 694 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.14)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

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

где  $K$  - коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП, при номинальном напряжении 330 кВ и выше  $K=1$ , при напряжении 220 Кв  $K=1,2$ , при напряжении 110 Кв  $K=1,4$ . [15]

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

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\text{уст}} - S_{\text{сн}}}{(K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos\varphi_{\text{с}})} + 1 = \frac{694}{(1,2 \cdot 135 / 0,85)} + 1 = 5, \quad (4.15)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным  $n_{\text{л}} = 5$

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{694}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,364 \text{ кА}, \quad (4.16)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{T}} \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 364 = 382,2 \text{ А}, \quad (4.17)$$

где  $\alpha_i = 1,05$  – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки;

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

По величине расчётного тока для линии напряжением  $U=220\text{кВ}$  выбираем провод марки АС - 240/32.

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

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{694}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,455 \text{ кА}, \quad (4.18)$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}$ ,  $605\text{кА} > 455\text{кА}$  следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

Параметры провода приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 - Параметры провода марки АС-240/32

Число проводов в фазе	$r_0$ Ом/км	$x_0$ Ом/км	$b_0$ См/км
1	0,121	0,435	$2,60 \cdot 10^{-4}$

#### 4.5 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

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

$$K = n \cdot K_{\text{T}} + m \cdot K_{\text{T}_{\text{с.н.}}} + t \cdot K_{\text{круз}}, \quad (4.19)$$

где  $K_{\text{T}}$  – стоимость силового трансформаторов (60000 тыс.руб.);

$K_{\text{T}_{\text{с.н.}}}$  - стоимость трансформатора собственных нужд (1500 тыс.руб.);

$K_{\text{круз}}$  – стоимость ячейки КРУЭ;

$n$  – число силовых трансформаторов;

$m$  - число трансформатора собственных нужд;

$t$  – число ячеек КРУЭ (для схем с 2СШ предусматривается  $k+1$ )

Стоимость одной ячейки КРУЭ с учетом коэффициента инфляции по СТО (3),  $K_{\text{круз}} = 50000$  тыс.руб.

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле:

$$K_1 = 4 \cdot 60000 + 4 \cdot 1500 + 11 \cdot 50000 = 796000 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными боками по формуле:

$$K_2 = 2 \cdot 120000 + 4 \cdot 1500 + 9 \cdot 50000 = 696000 \text{ тыс. руб.}$$

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

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.20)$$

где  $E_n = 0,15$  - нормативный коэффициент

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 796000 + 42936,72 = 162336,72 \text{ тыс. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненными блоками по формуле:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 696000 + 53789,64 = 158189,64 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2} \cdot 100\%, \quad (4.21)$$

$$P = \frac{162,34 - 158,19}{162,34} \cdot 100\% = 2,5\%$$

Из расчетов видно, что данные варианты отличаются меньше чем на 5% и являются экономически равноценными, окончательно выбираем вариант с одиночными блоками представленный на рисунке 4.2.

По надёжности схема с одиночными блоками является более приемлемой. Согласно СТО РусГидро [16] – «Главная электрическая схема должна обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на электрооборудовании РУ. Схема должна быть наглядной и обеспечивать удобство эксплуатации электрооборудования».

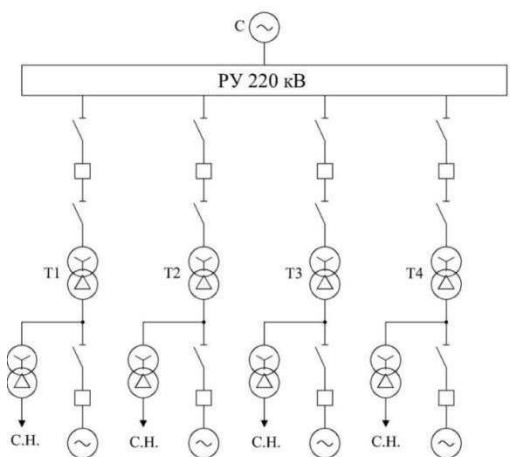


Рисунок 4.2 – Схема с одиночными блоками.

#### 4.6 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений РУ - 220 кВ: 9 (5 ВЛЭП 220 кВ, 4 блока). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем вариант с двумя системами сборных шин с МШВ. Выбранная схема РУ - 220 кВ представлена на рисунке 4.3.

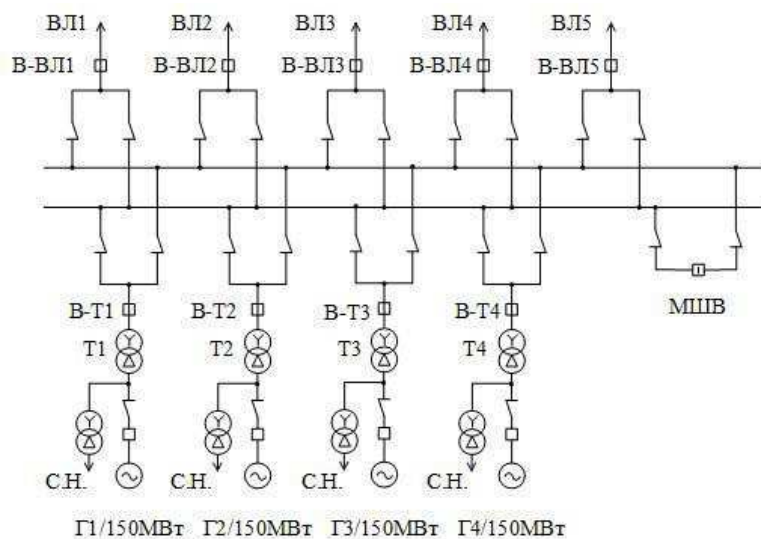


Рисунок 4.3 - Схема РУ ВН 220 кВ: 2 СШ с МШВ

#### 4.7 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin

##### 4.7.1 Расчёт исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x_{d}'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,17 \cdot \frac{13,8^2}{176,5} = 0,183 \text{ Ом}, \quad (4.22)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_{*}'' \cdot U_{\phi} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,59 \text{ кВ}, \quad (4.23)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\text{T}} = \frac{U_{\text{K}}\% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,85 \cdot 242^2}{100 \cdot 200} = 31,77 \text{ Ом}, \quad (4.24)$$

Система:

$$x_{\text{C}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{230^2}{150} = 352,667 \text{ Ом}, \quad (4.25)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_{\text{Л}} = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,435 \cdot 105 = 45,674 \text{ Ом}, \quad (4.26)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_{\text{C}} = E_{*\text{C}} \cdot U_{\phi 1} = 1,0 \cdot 230 = 230 \text{ кВ}, \quad (4.27)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_{\text{T}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{13,8}{242} = 0,057, \quad (4.28)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,183}{0,045 \cdot 314} = 0,129 \text{ Ом}, \quad (4.29)$$

$$r_{\text{C}} = \frac{x_{\text{C}}}{T_{a,\text{C}} \cdot \omega} = \frac{352,667}{0,045 \cdot 314} = 24,959 \text{ Ом}, \quad (4.30)$$

$$r_{\text{Л}} = r_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,121 \cdot 105 = 12,705 \text{ Ом}, \quad (4.31)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_6^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{0,580 \cdot 230^2}{200^2} = 0,767 \text{ Ом}, \quad (4.32)$$

Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»

На рисунке 4.4 представлена схема для расчёта токов КЗ. В таблицах 4.7 представлены исходные данные по узлам из программы «RastrWin». В таблице 4.8 представлены исходные данные по ветвям. В таблице 4.9, представлены исходные данные по генератору.

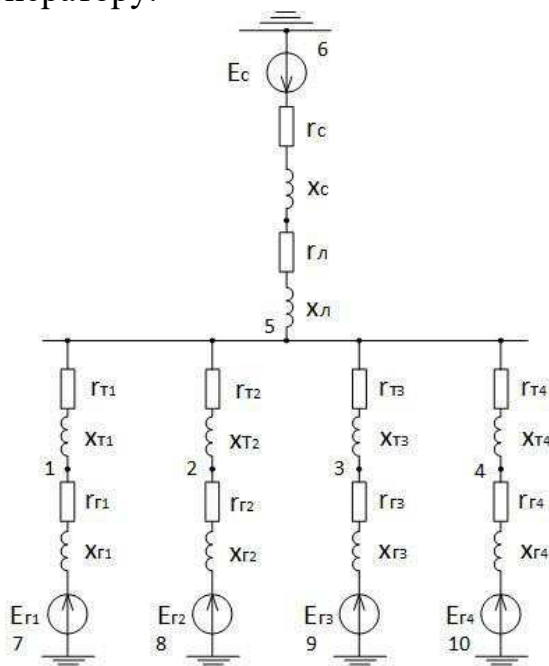


Рисунок 4.4 – Расчётная схема с точками КЗ

Таблица 4.7 – Исходные данные по узлам

Тип	Название	U <sub>НОМ</sub> , кВ
зак	Блок 1	14
зак	Блок 2	14
зак	Блок 3	14
зак	Блок 4	14
у	КРУЭ	230
у	Система	220
у	Г1	14
у	Г2	14
у	Г3	14
у	Г4	14

Таблица 4.8 – Исходные данные по ветвям

Тип	tip0	№ нач.	№ кон.	Название	r	x	Кт/r
Тр-р	Тр-р	5	1	КРУЭ – Блок 1	0,77	31,77	0,057
Тр-р	Тр-р	5	2	КРУЭ – Блок 2	0,77	31,77	0,057



Окончание таблицы 4.8

Тип	тип0	№ нач.	№ кон.	Название	r	x	Кт/r
Тр-р	Тр-р	5	3	КРУЭ – Блок 3	0,77	31,77	0,057
Тр-р	Тр-р	5	4	КРУЭ – Блок 4	0,77	31,77	0,057
ЛЭП	Выкл	5	6	КРУЭ – Система	12,70	45,67	-
Выкл	Выкл	1	7	Блок 1 – Г1	-	-	-
Выкл	Выкл	2	8	Блок 2 – Г2	-	-	-
Выкл	Выкл	3	9	Блок 3 – Г3	-	-	-
Выкл	Выкл	4	10	Блок 4 – Г4	-	-	-

Таблица 4.9 – Исходные данные по генераторам

Название	узел	r	x	x <sub>2</sub>	r <sub>0</sub>	x <sub>0</sub>
Г1	7	0,013	0,183	0,18	0,013	0,18
Г2	8	0,013	0,183	0,18	0,013	0,18
Г3	9	0,013	0,183	0,18	0,013	0,18
Г4	10	0,013	0,183	0,18	0,013	0,18
Система	6	24,96	352,67	352,67	24,96	352,67

Результаты расчёта представлены на рисунке 4.10 - 4.12 и сведены в таблицу 4.13.

Таблица 4.10 – Результаты расчета токов трехфазного КЗ

№ сост.	Тип	П <sub>1</sub>	I <sub>1</sub> , кА
1	3ф	5	7,49

Таблица 4.11- Результат расчетов токов однофазного КЗ

№ сост.	Тип	П <sub>1</sub>	I <sub>1</sub> , кА
1	1ф	5	3,74

Таблица 4.12 - Результат расчетов токов трёхфазного КЗ

№ сост.	Тип	П <sub>1</sub>	I <sub>1</sub> , кА
1	3ф	7	95,35

Таблица 4.13 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	П <sub>1</sub>	I <sub>п.0</sub>	i <sub>y</sub>
1ф	5	3,74	10,23
3ф	5	7,49	18,94
3ф	7	95,35	242,82

## 4.8 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение требования термической стойкости аппаратов и проводников.

1) Для присоединений генераторов наибольший расчетный ток определяется при работе с номинальной мощностью и сниженном на 5% напряжении:

$$I_{\text{Г,раб max}} = 1,05 \cdot I_{\text{Г,НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{Г,НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Г,НОМ}}}, \quad (4.33)$$

2) Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{раб max(ПУВН)}} = \frac{S_{\text{Г,НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Т,НОМ}}} = \frac{150}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,35 \text{ кА}, \quad (4.34)$$

3) Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{\text{раб.max}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{694}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,36 \text{ кА}, \quad (4.35)$$

4) Расчетный ток утяжеленного режима определяется при отключении одной из линии связи:

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{694}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,46 \text{ кА}, \quad (4.36)$$

## 4.9 Выбор аппаратных комплексов

### *Выбор ячеек КРУЭ*

Схема КРУЭ напряжением 220 кВ – две сборные системы шин. В настоящее время КРУЭ получает большое распространение. Появляются новые производители, в том числе отечественные. Согласно протоколу заседания Совета директоров ОАО «РусГидро» от 03 апреля 2015 № 212 [17] Совет директоров утвердил комплекс мер, направленных на плановое и поэтапное замещение закупки иностранной продукции закупкой эквивалентной по техническим характеристикам и потребительским свойствам российской продукции. Поэтому, в качестве комплектного распределительного устройства примем устройство ЯЭГ-220 фирмы «Энергомеханический завод» [18].

Характеристики ячеек КРУЭ представлены в таблице 4.14.

Таблица 4.14 - Номинальные токи и габаритные характеристики КРУЭ 220 кВ

Фирма Тип КРУЭ. U, кВ	Технические характеристики КРУЭ 220 кВ						
	Ширина, мм	Глубина, мм	Высота, мм	Масса с приводом, кг	Собственное время отключения,с	Номинальный ток, А сборных шин отводов	Номинальный ток отключ. выключ., кА
ЭМЗ ЯЭГ-220	4330	4550	5530	10700	0,03±0,005	3150 - 2000	50

Выбранное комплектное распределительное устройство включает в себя всё необходимое оборудование для эксплуатации: измерительные трансформаторы тока и напряжения, разъединители, ограничители перенапряжения, заземлители. Это оборудование было спроектировано специально для выключателя, и дополнительная проверка и выбор, не требуется.

#### *Выбор генераторного выключателя*

Отключение генераторов в блочных схемах рекомендуется производить генераторными выключателями. Использование генераторных выключателей позволит при отключении генераторов сохранить питание собственных нужд от сети 220 кВ. Данные приведены в таблице 4.15.

Таблица 4.15- Элегазовый генераторный комплекс

Расчетные данные	ALSTOM FKG1F
$U_{НОМ} = 13,8$ кВ	$U_{НОМ} =$ до 27 кВ
$I_{раб\ max} = 7753$ А	$I_{НОМ} = 13500$ А
$I_{по} = 95,35$ кА	$I_{откл\ ном} = 120$ кА
$i_y = 242,82$ кА	$i_y = 300$ кА

Генераторный аппаратный комплекс типа FKG1F компании «АТЛАС-Энерго» (г. Санкт-Петербург) - официальный дистрибьютор электротехнического оборудования General Electric Industrial Solutions (ранее Alstrom Grid) в России, предназначен для передачи электроэнергии от генератора к блочному трансформатору и отключения токов короткого замыкания в аварийных режимах работы.

В FKG1F входит все необходимое: разъединитель, заземлитель, конденсаторы, разрядник для защиты от дуговых перенапряжений изготовленный из оксида цинка, трансформатор тока, трансформатор напряжения.

#### *Выбор вспомогательного оборудования*

Согласно ПУЭ, трансформаторы должны защищаться со всех сторон ограничителями перенапряжений. В цепи 220 кВ блочного трансформатора, шинного измерительного трансформатора напряжения и воздушных линий

устанавливаем ОПНп-220/1000/154 (п – полимер, материал покрышки; 1000 – величина тока пропускной способности, А; 154 – наибольшее длительно допустимое действующее значение рабочего напряжения, кВ) фирмы ЗАО «Полимер-аппарат».

Для защиты от перенапряжений в сети генераторного напряжения 13,8 кВ, выбираем ОПНп-15/550/17,5-10-IV УХЛ1 фирмы ЗАО «Полимер-аппарат».

Фильтр присоединения – ФПМ-Рс-3200 укомплектован конденсатором связи ООО «Конденсатор».

Высокочастотный заградитель исходя из тока рабочего утяжелённого режима - ВЗ-630-0,25 (высокочастотный заградитель, номинальный ток, номинальная индуктивность).

Место положение всех элементов отражено в главной схеме электростанции.

#### **4.10 Схема собственных нужд**

Секции 6 кВ питаются от четырех трансформаторов собственных нужд типа ТСЗ-2500 по каталогу Санкт – Петербургского завода «КПМ».

Осуществлено резервное питание от резервного трансформатора РТСН типа ТМН-10000/35 ОАО «Электростанция».

В схеме собственных нужд также располагается, одна дизель-генераторная установки, осуществляющая резервное питание ответственных потребителей.

## 5 Релейная защита и автоматика

Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями и оснащено устройствами электроавтоматики, в том числе устройствами противоаварийной автоматики и устройствами регулирования.

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

Расчет номинальных токов.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}} / \cos\varphi}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{150 \cdot 10^3 / 0,85}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 7392 \text{ А}, \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведенный к низшей стороны трансформатора тока:

$$I_{\text{НОМ}}^2 = \frac{I_{\text{НОМ}}^1 \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{7392 \cdot 1}{8000/5} = 4,62 \text{ А}, \quad (5.2)$$

Номинальный ток на высшем напряжении распределительного устройства:

$$I_{\text{ВН}}^1 = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 242} = 477 \text{ А}, \quad (5.3)$$

Номинальный ток высшего напряжения приведенный к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{ВН}}^2 = \frac{477}{600/5} = 3,98 \text{ А}, \quad (5.4)$$

Номинальный ток высшего напряжения на трансформаторе возбуждения:

$$I_{\text{ВН ТЭ}}^1 = \frac{800}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 33,51 \text{ А}, \quad (5.5)$$

### 5.1 Перечень защит основного оборудования

Генератор СВ – 855/235-32

Силовой трансформатор ТДЦ 200000/220/13,8

Линии электропередачи 220 кВ

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

**На главном генераторе гидрогенераторе СВ – 855/235-32:**

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

**На силовом трансформаторе блока ТДЦ 200000/220/13,8:**

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
- Защита от потери охлаждения

**На трансформаторе СН ГЭС:**

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

### На линиях электропередачи 220 кВ:

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

## 5.2 Описание защит и расчет их уставок

### 5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора (ЛДГ)

Параметры гидрогенератора и силового трансформатора приведены в таблице 5.1 и 5.2.

Таблица 5.1-Параметры гидрогенератора

Тип		СВ – 855/235-32
Мощность номинальная	полная	176,5 МВА
	активная	150 МВт
Номинальное напряжение		13,8 кВ
Коэффициент мощности $\cos\varphi$		0,85
Частота вращения		187,5 об/мин
Номинальный ток статора		7392 А
Ток ротора при номинальной нагрузке		1565 А
Индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е)	синхронное $X_d$	1
	переходное $X'd$	0,28
	сверхпереходное $X''d$	0,17
Емкость обмотки статора		1,12 мкФ/фазу

Таблица 5.2-Параметры силового трансформатора

Тип	ТДЦ – 200000/220/13,8
Мощность номинальная	200 МВА
Номинальное напряжение	242 кВ
Напряжение короткого замыкания	$U_k = 10,85$

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

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

Номинальный ток генератора:  $I_{НОМ} = 7392 \text{ А}$ .

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:  $\eta_{ТТ} = 8000/5 \text{ А}$ .

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H, \quad (5.6)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{СР.0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_H = 0,1 \cdot I_H, \quad (5.7)$$

где  $K_H = 2$  - коэффициент надежности.

$$I_{СР.0} = (0,15 - 0,2) \cdot I_H, \quad (5.8)$$

Принимаем уставку:

$$I_{СР.0} = 0,15 \cdot I_H = 1108,8 \text{ А}, \quad (5.9)$$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{МАКС}, \quad (5.10)$$

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

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

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

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

$$I_{МАКС} = \frac{E_g''}{x_d''} \cdot I_H = 46405,3 \text{ А}, \quad (5.11)$$



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

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,18} \cdot 7392 = 4640,53 \text{ A},$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_T}, \quad \text{где } I_T = I_{\text{МАКС}} \quad (5.12)$$

$$K_T > \frac{4640,53 \cdot 2}{46405,3}$$

$$K_T > 0,2,$$

где  $K_H = 2$  – коэффициент надежности;

$I_T$  - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку  $K_T = 0,3$ .

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5, \quad (5.13)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5, \quad (5.14)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

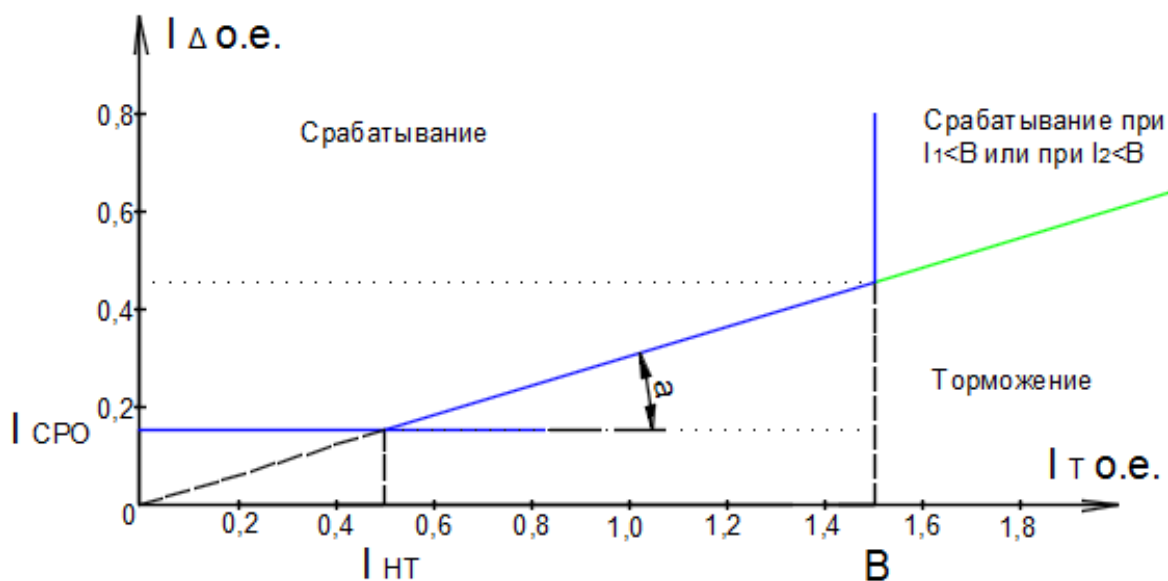


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

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

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

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

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

$C_{ТН}$  – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_{Ш}$  – емкость шинпровода по отношению к земле;

$C$  – емкость генераторного выключателя;

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_{Г} + C_{Т} + C_{Ш} + C_{ВГ} = 1,12 + 0,00733 + 0,08 + 0,35 = 1,56 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.15)$$

Суммарный емкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{Л} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 11,7 \text{ А}, \quad (5.16)$$

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

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.17)$$

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

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

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,63 \text{ кВ}, \quad (5.18)$$

Тогда напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканий на стороне 220 кВ:

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 0,5 \cdot 46630 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 1,56} = 133,74 \text{ В}, \quad (5.19)$$

Расчетное значение  $U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 133,74 \text{ В}$ .

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}}, \quad (5.20)$$

$$U_{CP} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 133,74}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}}$$

$$U_{CP} \geq 2,65 \text{ В,}$$

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

$n_{TH}$  – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$  – коэффициент возврата.

$U_0$  имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемая в диапазоне от 5 до 20 В.

Принимаем следующие уставки:  $U_{01G}$  с уставкой 5 В с выдержкой времени 9,0с действует на сигнал;  $U_{02G}$  с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5с, которая действует на разгрузку агрегата;  $U_{0G}$  с уставкой 15 В и выдержкой времени 0,5с с действием на отключение выключателя генератора, гашение полей гидрогенератора и выключателя, останов турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2} \quad (5.21)$$

При  $K_T = 1,2$  орган  $U_{03}$  работает селективно и защищает 31,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

Защита с выдержкой времени 500мс действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

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

Защита от повышения напряжения имеет две ступени

1) Уставка защиты  $U_2 >$  выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В,} \quad (5.22)$$

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

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

Уставка  $U_1 >$  рассчитывается:

$$U_{Cp1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В}, \quad (5.23)$$

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

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

#### 5.2.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

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

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.24)$$

где  $I_2$  – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора,

$I_H$  – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{доп} = A/I_{*2}^2, \quad (5.25)$$

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

Защита состоит из следующих органов:

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

Принимаем уставку сигнального органа:

$$I_{*2СИГН} = (0,05 - 0,07), \quad (5.26)$$

$$I_{2СИГН} = 0,07 \cdot I_H, \quad (5.27)$$

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

Тогда:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18, \quad (5.28)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.29)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H, \quad (5.30)$$

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

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

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (5.31)$$

$$A = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}}, \quad (5.32)$$

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

Таблица 5.3 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ) представлена на рисунке 5.2.

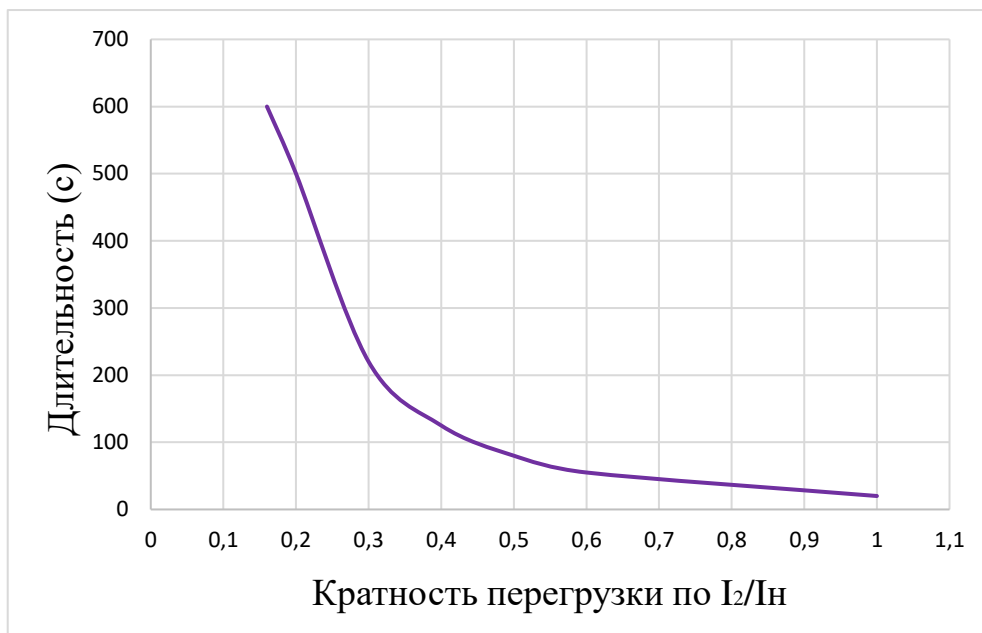


Рисунок 5.2 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

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

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

4) Орган токовой отсечки ( $I_{2\text{ОТС}}$ ) срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока  $I_2$  выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных коротких замыканий.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1. Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;
2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на шинах ВН блока и на отходящих ВЛ.
3. Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

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

По второму условию:

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

$$x_{dВН}'' = x_d'' \cdot \left( \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \right)^2 = 0,17 \cdot \left( \frac{242}{13,8} \right)^2 = 52,27, \quad (5.33)$$

где  $x_{dВН}''$  - сверхпереходное сопротивление генератора, приведенное к высшей стороне напряжения;

$$x_{2ВН} = x_2 \cdot \left( \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \right)^2 = 0,165 \cdot \left( \frac{242}{13,8} \right)^2 = 50,74, \quad (5.34)$$

где  $x_{2ВН}$  – сопротивление обратной последовательности генератора, приведенная к высшей стороне.

$$I_{2с.з.*} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_{dВН}'' + x_{2ВН} + 2 \cdot x_T)} = \frac{1}{1,3 \cdot (52,27 + 50,74 + 2 \cdot 0,034)} = 0,0075 \text{ о. е.}, \quad (5.35)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2с.з.*}^{(2)} = 2I_{2с.з.*} \cdot k_{Т1.} = 2 \cdot 0,0075 \cdot \left( \frac{242}{13,8} \right) = 0,26 \text{ о. е.}, \quad (5.36)$$

где  $x_T$  - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

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

$$I_{2с.з.*}^* = \frac{E_{\Sigma}''}{K_{ч} \cdot (x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma})} = \frac{1}{K_{ч} \cdot (x_d'' + x_T + x_{л}) + K_{ч} \cdot (x_2 + x_T + x_{л})} = 0,008 \text{ о. е.}, \quad (5.37)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2с.з.*}^* = 2I_{2с.з.*}^* \cdot k_{Т1.} = 2 \cdot 0,008 \cdot \left( \frac{242}{13,8} \right) = 0,28 \text{ о. е.}, \quad (5.38)$$

Ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию.

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



### 5.2.5 Защита от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_N \cdot I_N}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_N}{0,98} = 1,07 \cdot I_N, \quad (5.39)$$

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

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата;

Выдержка времени  $t = 0,9$  с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_N}{0,98} = 1,1 \cdot I_N, \quad (5.40)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.4:

Таблица 5.4 - Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

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

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ ) представлена на рисунке 5.3.

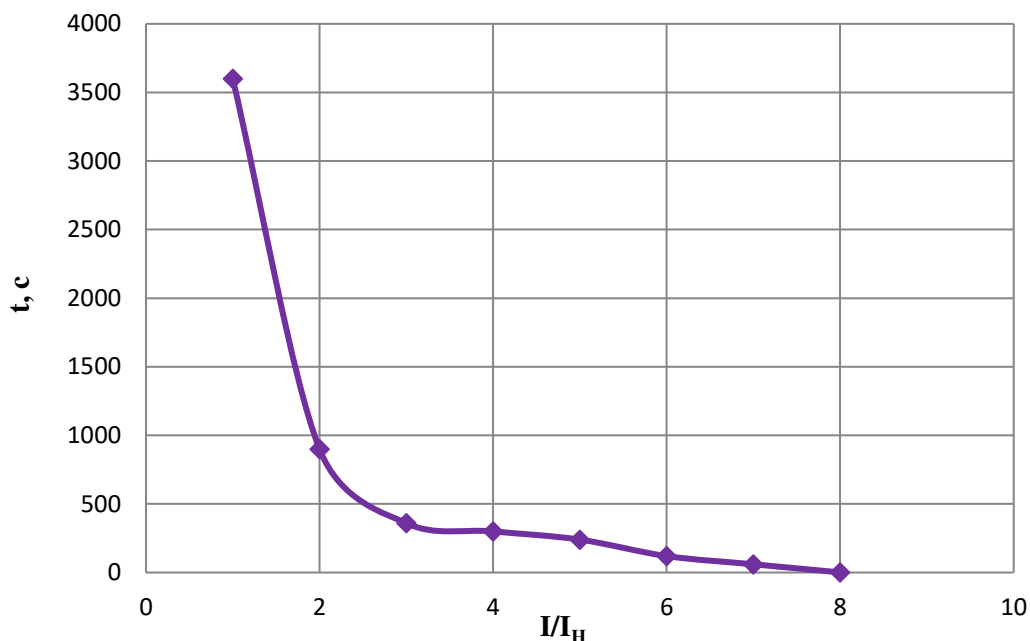


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.41)$$

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

$$U_{\text{СП}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 138,0} = 66,02 \text{ В}, \quad (5.42)$$

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

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

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

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

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

Согласование производится для условий работы на шинах 220 кВ ГЭС одного блока.  $Z_1$ , приведенное к напряжению 220 кВ, может быть принято:

- по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 31,78 + \frac{0,8}{4} \cdot 47,4 = 34,9 \text{ Ом}, \quad (5.43)$$

где  $K_T$  – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

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

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,105 \cdot \frac{176,5}{200} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{176,5}{242^2} \cdot 47,4 = 0,103,$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,103 \cdot 1,08 = 0,111 \text{ Ом}, \quad (5.44)$$

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{13,8^2}{176,5} = 1,08, \quad (5.45)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1сз} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,111 \cdot \frac{\frac{8000}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 1,29 \text{ Ом}, \quad (5.46)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 1,3 \text{ Ом}$ .

Функция  $\Delta Z$  отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции

$\Delta Z$ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается исходя из данных, рассчитанных ранее,  $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{с}}$ .

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 7392} = 1,08 \text{ Ом}, \quad (5.47)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х}}} - 0,95}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1565}{626} - 0,95}{1} = 4,05, \quad (5.48)$$

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

$x_d$  – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

С учетом насыщения машины величина тока статора генератора в режиме форсировки составит  $2,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ .

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.49)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,36, \quad (5.50)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 69^\circ$ .

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}, \quad (5.51)$$

$$Z_{\text{СЗII}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,35 \cdot \frac{13,8^2}{176,5} = 0,38 \text{ Ом}, \quad (5.52)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{СЗ.И}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0,38 \cdot 8000/5}{13800/100} = 4,41 \text{ Ом}, \quad (5.53)$$

Принимаем уставку  $Z_2 = 4,41 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{CM1} = 0,16 \text{ Ом}$ ,  $Z_{CM2} = 0,53 \text{ Ом}$ .

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.4.

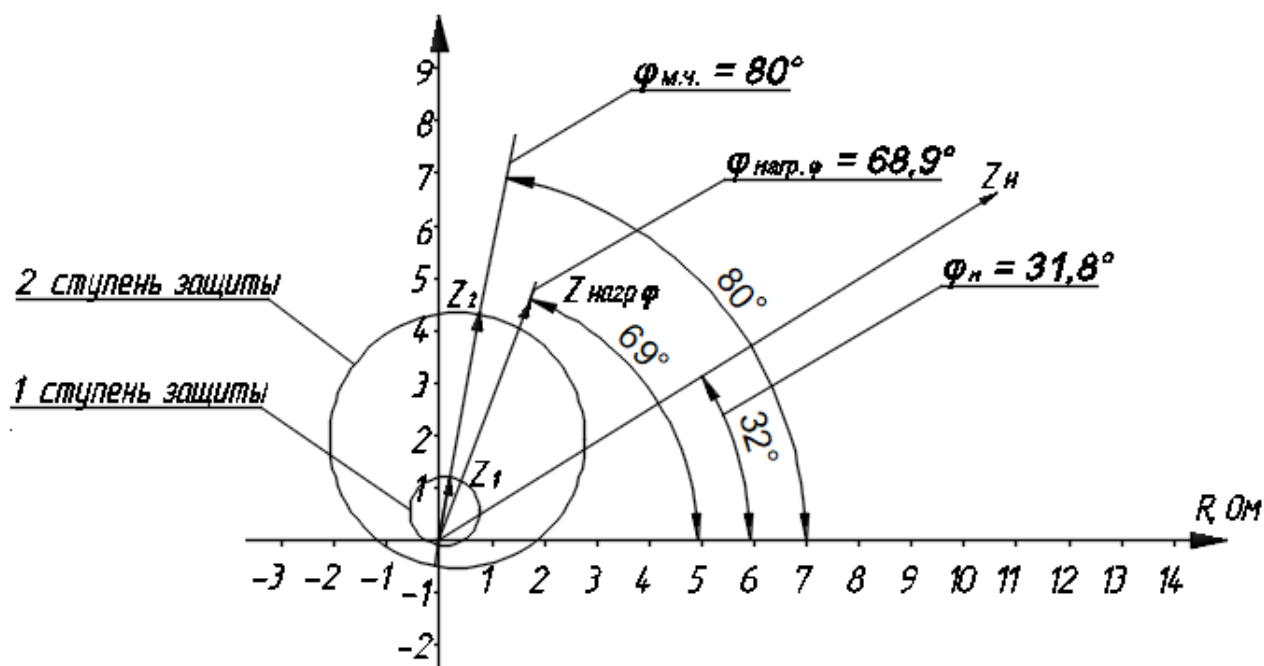


Рисунок 5.4 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### 5.2.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р}, \quad (5.54)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}, \quad (5.55)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей. Знания перегрузочной способности обмотки ротора представлена в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.5.

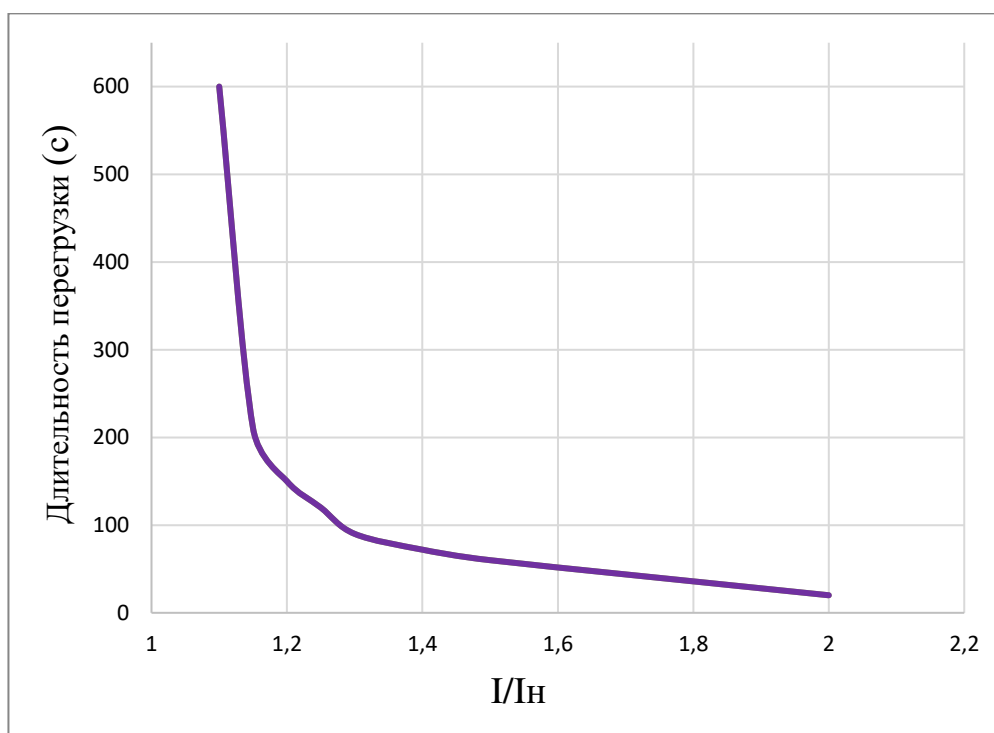


Рисунок 5.5 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,15 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}, \quad (5.56)$$

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

### **5.3 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор**

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления генератором, предназначенное для защиты, управления, измерения и контроля генераторов малой и средней величины производства ООО НПП «ЭКРА».

ЭКРА 300 предоставляет широкий спектр возможностей для защиты синхронных генераторов от повреждений в зоне действия защиты, а также для защиты от аварийных условий во внешних системах.

Таблица уставок и матрица отключений защит представлена в Приложении В, таблица В.1, В.2. Все рассчитанные защиты представлены на чертеже.

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

### 6.1 Исходные данные

Характер регулирования стока: годичный;  
Установленная мощность ГЭС Нуст. = 600 МВт;  
Количество агрегатов: 4;  
Диаметр рабочего колеса  $D = 4,25$  м.

Значение расходов:

- максимальный основной расход –  $Q_{\max} = 5345 \text{ м}^3/\text{с}$ ;
- максимальный поверочный расход –  $Q_{\max} = 6105 \text{ м}^3/\text{с}$ ;
- $Q_{\text{ар}} = 160 \text{ м}^3/\text{с}$ ;
- $Q_{\text{р-в.}} = 382,43 \text{ м}^3/\text{с}$ ;
- Скорость ветра: 11 км/ч;

Отметки:

- Нормальный подпорный уровень НПУ = 535 м,
- Форсированный подпорный уровень ФПУ = 537 м;
- УМО = 485,70 м, ДНО = 395 м;

Полный объём водохранилища  $V_{\text{вдхр}} = 12,75 \text{ км}^3$

Геологический разрез по створу плотины (Приложение Г, рисунок Г.1)  
Оголовок безвакуумного водослива (Приложение Г, рисунок Г.2)

Грунт основания: скала (доломит):

- Внутреннее трение для грунта основания  $\text{tg}\varphi = 0,7$
- Сцепление  $c = 140 \text{ кН/м}^2$

Ширина створа на уровне НПУ = 705 м.,

Ширина створа на уровне ДНА = 240 м.

В состав сооружения входят:

- приплотинное здание ГЭС;
- станционная часть плотины;
- резервный водосброс;
- бетонная водосливная плотина;
- левобережная и правобережная глухая бетонная плотина;

### 6.2 Определение класса и отметки гребня плотины

#### 6.2.1 Определение класса гидротехнических сооружений

Согласно СНиП «Плотины бетонные и железобетонные» [30] назначаем класс сооружения I по высоте и типу грунта основания. Плотины бетонный железобетонные более 100 м ( $H_{\max} = 140$  м), грунт скальный. Коэффициент надёжности для сооружений I класса [1]:  $\gamma_n = 1,25$



## 6.2.2 Определение отметки гребня плотины

Отметку гребня плотины  $\nabla$  ГБП:

$$\nabla \text{ГПБ} = \nabla \text{НПУ} + h_s, \quad (6.1)$$

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

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

где  $\Delta h_{\text{set}}$  - высота ветрового нагона;

$a$  - конструктивный запас, принимаемый не менее 0,8 м.

Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \cdot \frac{V^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha, \quad (6.3)$$

где  $k_w$  - коэффициент, принимаемый по СНиП [2, Приложение 1, таблица 2]; Коэффициент  $k_w$  представлен в таблице 6.1.

$L$  - длина разгона волны, м;

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

$d$  - условная расчетная глубина воды в водохранилище.

Таблица 6.1 – коэффициент  $k_w$

$V_w$ м/с	10	20	30	40	50
$K_w \cdot 10^6$	1,2	2,1	3	3,9	4,8

Для скорости ветра  $V_w = 11$  м/с принимаем  $K_w = 1,29 \cdot 10^{-6}$

Длина разгона:  $L = 1,1$  км,

Средняя глубина водохранилища:

$$d = \frac{\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА}}{2} = \frac{535 - 295}{2} = 70 \text{ м}, \quad (6.4)$$

Тогда, высота волнового нагона равна:

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \cdot \frac{V^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 1,29 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{11^2 \cdot 1100}{9,81 \cdot 70} = 0,00025 \text{ м}, \quad (6.5)$$

Определяют высоту волны 1 % обеспеченности для основного случая для этого:

1) Вычисляют безразмерные комплексы  $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$  и  $\frac{g \cdot t}{V_w}$ , где  $t$  – период развития волн на водохранилище ( $t = 6ч = 21600с$ ).

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 1100}{11^2} = 89,18, \quad (6.6)$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{11} = 19263,27, \quad (6.7)$$

2) Из графика [31, Приложение 1, рисунок 1] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ , где дно не влияет на основные характеристики волн) по значениям  $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$  и  $\frac{g \cdot t}{V_w}$  определяют параметры  $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$  и  $\frac{g \cdot T}{V_w}$ . Необходимые величины сведены в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Безразмерные комплексы

$\frac{g \cdot L}{V_w^2}$		$\frac{g \cdot t}{V_w}$	
$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$	$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$
1,5	0,018	4,4	0,095

Затем, используя меньшие полученные значения, вычисляют средний период волны  $T$  (с) и среднюю высоту волны  $\bar{h}$  (м).

$$\frac{g \cdot T}{V_w} = 1,5 \Rightarrow T = \frac{1,5 \cdot 11}{9,81} = 1,68 \text{ с}, \quad (6.8)$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,018 \Rightarrow \bar{h} = \frac{0,018 \cdot 11^2}{9,81} = 0,22 \text{ м}, \quad (6.9)$$

3) Вычисляют среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot T^2}{2 \cdot \pi}, \quad (6.10)$$

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot T^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 1,68^2}{2 \cdot 3,14} = 4,41 \text{ м},$$

4) Проверяют условие на глубоководность  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ .  $70\text{м} > 2,21\text{м}$   
Условие выполняется.

5) Определяют высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (6.12)$$

где  $K_i$  - коэффициент, определяемый по графику [31, Приложение 1, рисунок 2] в зависимости от значения  $\frac{g \cdot L}{v_w^2}$  (для глубоководной зоны).

$$\text{Тогда } h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,22 \cdot 2,4 = 0,53 \text{ м,}$$

$$h_s = 0,53 + 0,00025 + 0,8 = 1,33 \text{ м,}$$

$$\text{УГБП} = 535 + 1,33 = 536,33 \text{ м}$$

### **6.3 Гидравлический расчет бетонной водосливной плотины и глубинного водосброса**

Исходными данными для гидравлических расчетов являются: отметки НПУ и ФПУ, кривые связи уровней нижнего бьефа и расходов, расчетные максимальные расходы воды, характеристики грунтов основания.

Максимальные расчетные расходы определяют гидрологическими расчетами по кривой обеспеченности паводковых расходов (максимальных расходов в каждом году из заданного ряда наблюдений).

Гидравлическими расчетами устанавливают: ширину водосливного фронта и размеры водосливных отверстий, форму водосливной грани и сопряжение ее с водобоем, отметку гребня водослива, форму сопряжения бьефов.

#### **6.3.1 Определение ширины водосливного фронта**

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

( $n - 1$ ) при числе гидроагрегатов ГЭС  $n < 6$ ;

$$Q_p = Q_{\text{осн.мах}} - (n - 1) \cdot Q_{ГА}, \quad (6.13)$$

где  $Q_{\text{осн.мах}}$  - расчетный максимальный расход 0,1% обеспеченности для основного расчетного случая с учетом трансформации его водохранилищем.

$Q_{ГА}$  - расход через один гидроагрегат.

$n$  - количество гидроагрегатов.

$$Q_p = 5345 - (4 - 1) \cdot 160 = 4865 \text{ м}^3/\text{с},$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_B}, \quad (6.14)$$

где  $q_B$  - удельный расход на водосливе,

$$q_B = 1,25 \cdot q_p, \quad (6.15)$$

где  $q_p$  - удельный расход на рисберме,

$$q_p = V_{\text{нр}} \cdot h_{\text{нб}} = 5 \cdot 7,63 = 38,15 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.16)$$

$$\text{Тогда } q_B = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 38,15 = 47,69 \text{ м}^3/\text{с},$$

где  $V_{\text{нр}}$  - допустимая скорость (для скального основания 5,0 м/с);

$h_{\text{нб}}$  - глубина воды в НБ при  $Q_{\text{осн.мах}} 0,1\% - 7,63 \text{ м}$ .

$$B = \frac{Q_p}{q_B} = \frac{4865}{47,69} = 102,01 \text{ м}.$$

Ширина водосливного фронта  $B$  должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляют в большую сторону. Так же должно удовлетворять условию:

$$B = b \cdot n, \quad (6.17)$$

где  $n$  - число пролетов (не менее 2÷3),

$b$  - стандартная ширина пролета (8, 9, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 24, 30) м.

Тогда принимается  $n = 6$  количество пролетов по 18 метров.

Окончательная ширина водосливного фронта  $B = 108 \text{ м}$ .

Толщина быка по Березинскому:

$$\delta_B = (0,12 \div 0,16) \cdot 18 = 2,2 \div 2,9 \text{ м}.$$

С учетом того, что бык выполняется разрезным принимаем  $\delta_B = 3,6 \text{ м}$

### 6.3.2 Определение отметки гребня водослива

Рассчитываем криволинейный без вакуумный водослив практического профиля.

Используя формулу расхода через водослив, можно определить полный напор на водосливе в первом приближении, т.е. без учёта бокового сжатия и подтопления водослива -  $H_{01}$ , а затем с учетом сжатия и подтопления -  $H_{02}$ .

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (6.18)$$

где  $m$  - коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля [33, раздел 6-4]. Принимается в курсовом проекте  $m = 0,49$ .

Тогда полный напор на водосливе в первом приближении:

$$H_{01} = \left( \frac{4865}{0,49 \cdot 108 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,55 \text{ м},$$
$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_{п} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} \quad (6.19)$$

где  $\sigma_{сж}$  - коэффициент бокового сжатия,

$\sigma_{п}$  - коэффициент подтопления (принимается равным 1).

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.20)$$

где  $b$  - ширина одного пролёта,

$\varepsilon$  - коэффициент формы береговых устоев или промежуточных берегов водослива. Форма боковых устоев представлена на рисунке 6.1.

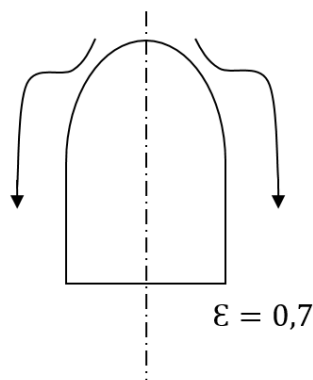


Рисунок 6.1 - Форма боковых устоев

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{7,55}{18} = 0,94.$$

Отсюда:

$$H_{02} = \left( \frac{4865}{0,49 \cdot 0,94 \cdot 1 \cdot 108 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,87 \text{ м},$$

Напор на гребне водослива:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g}, \quad (6.21)$$

где  $V_0$  - скорость подхода потока к плотине,  
 $\alpha = 1,1$  - коэффициент Кориолиса,

$$\begin{aligned} V_0 &= \frac{Q_p}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_6)} = \\ &= \frac{4865}{(535 - 395) \cdot (108 + (6 - 1) \cdot 3,6)} = 0,28 \text{ м/с}, \end{aligned} \quad (6.22)$$

где  $\delta_6$  - толщина быка;  
 $B$  - ширина водосбросного фронта.  
 Таким образом:

$$H = 7,87 - \frac{1,1 \cdot 0,28^2}{2 \cdot 9,81} = 7,86 \text{ м},$$

где  $H_{ст}$  - стандартный напор, м, ближайший к  $H$  в соответствии с техническим регламентом (4; 4,5; 5,0; 5,5; 6,0; 7,0; 8,0; 9,0; 10,0; 12,0; 14,0; 16,0; 18,0; 20,0 м).  
 Тогда  $H_{ст} = 8$  м.

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{ст} = 535 - 8 = 527 \text{ м}, \quad (6.23)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 527 + 1,6 \cdot 8 = 539,8 \text{ м}, \quad (6.24)$$

За отметку гребня принимается большее из получившихся значений ( $\nabla\text{ГБП} = 536,33$  м и  $\nabla\text{ГБ} = 539,8$  м), то есть  $\nabla\text{ГБП} = 539,8$  м.

### 6.3.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

Определяется напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая:

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{р.пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (6.25)$$

$$Q_{\text{р.пов}} = Q_{\text{повмах}} - Q_{\text{ГЭС}} - Q_{\text{р.в}}, \quad (6.26)$$

где  $Q_{\text{повмах}}$  - максимальный расчётный расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,01% ,

$Q_{\text{ГЭС}}$  - максимальных расход через все турбины, требующийся для выработки установленной мощности станции,

$Q_{\text{р.в.}}$  - расход, сбрасываемый через резервный водосброс сооружения гидроузла (см. пункт 6.3.7).

$$Q_{\text{р.пов}} = 6105 - 640 - 382,43 = 5082,57 \text{ м}^3/\text{с},$$

Напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{р.пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{5082,57}{0,49 \cdot 108 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 7,78 \text{ м},$$

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

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{р.пов}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (6.27)$$

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01\text{пов}}}{b} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{7,78}{18} = 0,94, \quad (6.28)$$

Тогда:

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{р.пов}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = 8,1 \text{ м}, \quad (6.29)$$

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot V_{0\text{пов}}^2}{2 \cdot g}, \quad (6.30)$$

Скорость подхода потока к плотине:

$$V_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_0)} = \frac{5082,57}{(537 - 395) \cdot (108 + 5 \cdot 3,6)} = 0,28 \text{ м/с}, \quad (6.31)$$

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{ пов}} - \frac{\alpha \cdot V_{0\text{пов}}^2}{2 \cdot g} = 8,1 - \frac{1,1 \cdot 0,28^2}{2 \cdot 9,81} = 8,09 \text{ м},$$

Определяется расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 527 + 8,09 = 535,09 \text{ м}, \quad (6.32)$$

Расчётная отметка  $\nabla\text{ФПУ}_p$  оказалась меньше заданной, поэтому исходная отметка достаточна для пропуска паводка;  $\nabla\text{ФПУ} = 537 \text{ м}$ .

### 6.3.4 Построение профиля водосливной грани

Определяем координаты оголовка безвакуумного водослива [33, таблица 6-12]. Табличные координаты умножаем на  $H_{\text{ст}}$  и строим кривую. В таблицу 6.3 сведены полученные координаты для построения оголовка водослива. Приложение Г, рисунок Г.2.

Таблица 6.3 - Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора  $H_{\text{ст}} = 8 \text{ м}$ .

x	y	x	y	x	y	x	y
0	1,008	8	2,048	16	9,88	24	22,592
0,8	0,288	8,8	2,568	16,8	10,952	24,8	24,104
1,6	0,056	9,6	3,152	17,6	12,064	25,6	25,656
2,4	0	10,4	3,8	18,4	13,224	26,4	27,24
3,2	0,048	11,2	4,512	19,2	14,504	27,2	28,872
4	0,216	12	5,288	20	15,68	28	30,544
4,8	0,48	12,8	6,112	20,8	16,976	28,8	32,248
5,6	0,8	13,6	6,984	21,6	18,312	29,6	33,992
6,4	1,168	14,4	7,896	22,4	19,696	30,4	35,768
7,2	1,584	15,2	8,864	23,2	21,12	31,2	37,584

### 6.3.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в так называемом сжатом сечении (рисунок 6.2). Глубина в сжатом



сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта.

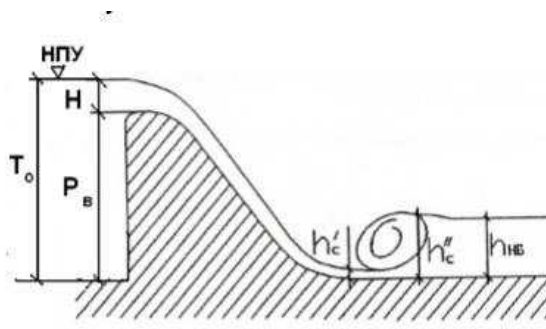


Рисунок 6.2 - Оголовок и сжатое сечение

Критическая глубина:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{g \cdot (B + \sum \delta_0)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 4865^2}{9,81 \cdot (108 + 5 \cdot 3,6)^2}} = 5,51 \text{ м}, \quad (6.33)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} = 535 - 395 = 140 \text{ м}, \quad (6.34)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{140}{5,51} = 25,4 \text{ м}, \quad (6.35)$$

Определяют значение коэффициента скорости  $\varphi$  в зависимости от длины сливной грани [33, таблица 9-10]. В курсовом проекте можно принять, что плотины высотой свыше 40 м - имеет большую длину сливной грани. По графику М.Д. Чертоусова [33, рисунок 9.55] в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi$  и  $T_0 \xi$  определяют  $\xi_c$  и  $\xi_c''$ .

$$\varphi = 0,9$$

По графику определяются  $\xi_c = 0,16$  и  $\xi_c'' = 3,5$ ,

Сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,16 \cdot 5,51 = 0,88 \text{ м}, \quad (6.36)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 3,5 \cdot 5,51 = 19,29 \text{ м}, \quad (6.37)$$

$h_c'' > h_{НБ}$ ,  $19,29 \text{ м} > 7,63 \text{ м}$  прыжок отогнанный.

Отогнанный прыжок за плотинной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать с нижнем бьефом соответствующую глубину.

### 6.3.6 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Для водосбросных плотин на скальном основании высотой более 40 м гашения энергии сбрасываемой воды часто осуществляют способом свободно отброшенной струи.

Дальность отброса струи зависит от превышения отметки верхнего бьефа над отметкой носка-трамплина, высоты уступа над дном реки и угла наклона поверхности трамплина к горизонту. Отметку уступа назначают выше максимальной отметки УНБ, соответствующей расходу воды при пропуске расхода поперечного расчетного случая, но не менее чем на  $1 \div 2$  м.

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

$$L = k_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \left( \sqrt{1 + \left( \frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} + 1 \right) = 0,8 \cdot 127,67 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 2(30) \cdot \left( \sqrt{1 + \left( \frac{132,37}{127,67} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2(30)}} + 1 \right) = 81,7 \text{ м}, \quad (6.38)$$

где  $k_a$  - коэффициент аэрации потока;  
 $\alpha = 30^\circ$  - угол схода струи с трамплина;  
 $\varphi$  - коэффициент скорости потока.

$$Z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}} = 535 - 402,63 = 132,37 \text{ м}, \quad (6.39)$$

$$Z_H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{носка}} = 535 - 407,33 = 127,67 \text{ м}, \quad (6.40)$$

Высота от дна до носочка:

$$a = h_{\text{НБmax}} + 2 = 10,33 + 2 = 12,33 \text{ м}, \quad (6.41)$$

где  $h_{\text{НБmax}} = 10,33$  м - глубина в НБ при  $Q = 0,01\%$ .

Отметка носка:

$$\nabla_{\text{носка}} = \nabla_{\text{ДНА}} + a = 395 + 12,33 = 407,33 \text{ м}, \quad (6.42)$$

Коэффициент аэрации  $k_a$  можно определить, зная число Фруда:

$$F_r = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{45^2}{9,81 \cdot 0,86} = 240, \quad (6.43)$$

если  $F_r > 35$ ,  $k_a = 0,8$

где  $V_H$  – скорость потока на носке;  $h_H$  – высота потока воды на носке.

$$V_H = \phi \sqrt{2gZ_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 127,67} = 45, \quad (6.44)$$

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{38,61}{45} = 0,86 \text{ м} \quad (6.45)$$

где  $q$  - удельный расход на водосливе.

$$q = \frac{4865}{108+18} = 38,61, \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.46)$$

Безопасное расстояние отлета струи для плотины на основании из прочной скалы составляет:

$$L > 0,4 \cdot Z_0, \quad (6.47)$$

где  $Z_0$  - напор создаваемый плотиной.  $81,7 \text{ м} > 51,87 \text{ м}$ .

Глубину ямы размыва можно вычислить по следующей формуле:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{нб}} = 41,43 - 7,63 = 33,8 \text{ м}, \quad (6.48)$$

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

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{F_r}) \cdot \sqrt{F_r} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{нб}}}{d}} \cdot h_H = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{240}) \cdot \sqrt{240} \cdot \sqrt[4]{\frac{7,63}{1}} \cdot 0,86 = 41,43 \text{ м}, \quad (6.49)$$

где  $d$  - средняя крупность отдельностей в скале, в предварительных расчётах можно принимать равной 1 м. Расстояние от плотины до центра ямы размыва определяют по формуле:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg}\alpha_1} = 81,7 + \frac{41,43}{0,603} = 145,9 \text{ м}, \quad (6.50)$$

где  $\alpha_1$  - угол входа струи в воду.

$$\begin{aligned} \operatorname{tg}\alpha_1 &= \sqrt{\operatorname{tg}^2\alpha + \frac{2g(0,5 \cdot h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{H6})}{V_H^2 \cdot \cos^2\alpha}} = \\ &= \sqrt{\operatorname{tg}^2 30 + \frac{2 \cdot 9,81(0,5 \cdot 0,86 \cdot \cos 30 + 12,33 - 7,63)}{45^2 \cdot \cos^2 30}} = 0,603 \end{aligned} \quad (6.51)$$

где  $a$  - высота уступа над дном.

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

$$b_p = 2,5 \cdot h_{кр} + 3,7 \cdot h_{раз} = 2,5 \cdot 5,51 + 3,7 \cdot 33,8 = 138,84 \text{ м}, \quad (6.52)$$

$a$  по дну ямы размыва – примерно равна  $2,5h_{кр}$ , где  $h_{кр}$  – критическая глубина потока.

### 6.3.7 Пропуск расходов через глубинные водосбросы

Донные отверстия водосбросной плотины предусматриваются, как на период строительства, для пропуска строительных расходов, так и для дальнейшей эксплуатации.

Глубинный водосброс используется в качестве дополнительного и рассчитывается на полезный объем водохранилища.

$$Q_{р.в.} = \frac{V_{пол.вдх}}{t_{сраб.}} = \frac{7,93 \text{ км}^3}{8_{мес.}} = \frac{7930000000 \text{ м}^3}{20736000} = 382,43 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.53)$$

где  $V_{пол.вдх}$  - полезный объем водохранилища;

$t_{сраб.}$  - время сработки.

Пропускная способность при незатопленном выходном отверстии определяется по формуле:

$$Q = \mu \cdot \omega_{во} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{во}}, \quad (6.54)$$

где  $H_{во}$  - напор над центром выходного отверстия;

$\omega_{во}$  - площадь выходного отверстия;

$Q$  - расход, сбрасываемый через отверстие,  $\mu$  - коэффициент расхода.

Принимаем количество отверстий равное двум. Тогда расход через одно водопропускное отверстие:

$$Q_{1 \text{ отв}} = \frac{Q_{р.в.}}{2}, \quad (6.55)$$

$$Q_{1 \text{ отв}} = \frac{382,43}{2} = 191,22 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Для того чтобы определить  $H_{\text{во}}$  нужно предварительно задаться высотой отверстия и отметкой нижней кромки глубинного водовыпуска. Предварительно принимаем высоту отверстия  $h = 2$  м, тогда нижняя отметка донного отверстия 400,5 м. Отметка над центром выходного отверстия:

$$\nabla \text{ЦВО} = 400,5 + \frac{h}{2} = 401,5 \text{ м}, \quad (6.56)$$

Напор над центром выходного отверстия:

$$H_{\text{во}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ЦВО} = 535 - 401,5 = 133,5 \text{ м}, \quad (6.57)$$

Площадь выходного отверстия  $\omega_{\text{во}}$  при известном  $Q_{1 \text{ отв}}$ , будет равна:

$$\omega_{\text{во}} = \frac{Q_{1 \text{ отв}}}{\mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{во}}}}, \quad (6.58)$$

$$\omega_{\text{во}} = \frac{191,22}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 132,5}} = 4,87 \text{ м}^2.$$

Так как высота отверстия - 2 м, тогда ширина будет равна:

$$b = \frac{\omega_{\text{во}}}{h}, \quad (6.59)$$

$$b = \frac{4,68}{2} = 2,43 \text{ м}.$$

Округлим ширину отверстия до 3 м.

Тогда площадь поперечного сечения отверстия окончательно будет равна:

$$\omega_{\text{во}} = b \cdot h = 3 \cdot 2 = 6 \text{ м}^2, \quad (6.60)$$

Исходя из расчета, получаем 2 водосбросных сооружения  $h = 2$  м,  $b = 3$  м.

Между двумя отверстиями примем расстояние 4 м и по краям 2 м. Тогда ширина донного водоспуска составляет  $B = 14$  м.

## 6.4 Конструирование плотины

### 6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

Треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу, является более экономичным.

Этот профиль должен удовлетворять двум условиям: отсутствию растягивающих напряжений в плотине и устойчивости ее против сдвига по основанию. Исходя из условия недопущения растягивающих напряжений на верхней грани, определяют ширину подошвы плотины.

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w} (1 - n) + n(2 - n) - \alpha_1}}, \quad (6.61)$$

где  $\alpha_1$  - коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства завес, дренажей и шпунтов, принимаемый 0,5;  $\rho_b$  и  $\rho_w$  - плотности бетона и воды соответственно  $\rho_b = 2400 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$ ,  
 $\rho_w = 1000 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$ ;

$$h = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 535 - 393 = 142 \text{ м}, \quad (6.62)$$

$$\nabla \text{ПОД} = \nabla \text{ДНО} - 2 = 393 \text{ м}, \quad (6.63)$$

2 - толщина слоя грунта с низкой несущей способностью, удаляемого при подготовке основания.

Из условия устойчивости плотины на сдвиг по основанию ширина подошвы водосливной плотины определяется из выражения:

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n \cdot h}{\text{tg} \varphi \cdot \left( \frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.64)$$

где  $\gamma_n$  - коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения 1,25;

$\text{tg} \varphi = 0,7$  (для скальных пород)

Задаваясь различными значениями  $n$ , произведен расчёт представленный в таблице 6.4 и построен графики зависимостей  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$  представленный на рисунке 6.3.

Точка пересечения кривых определит искомую ширину подошвы водосливной плотины.

Таблица 6.4 - Координаты зависимостей  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$

n	$B_n^I$	$B_n^{II}$	n	$B_n^I$	$B_n^{II}$
0,06	102,21	127,55	0,35	109,41	111,11
0,07	102,46	126,90	0,4	111,38	108,70
0,08	102,61	126,26	0,45	113,65	106,38
0,09	102,77	125,63	0,5	116,26	104,17
0,1	102,93	125,00	0,55	119,28	102,04
0,15	103,85	121,95	0,6	122,79	100,00
0,2	104,93	119,05	0,65	126,88	98,04
0,25	106,21	116,28	0,7	131,70	96,15
0,3	107,69	113,64	0,37	110,15	110,15

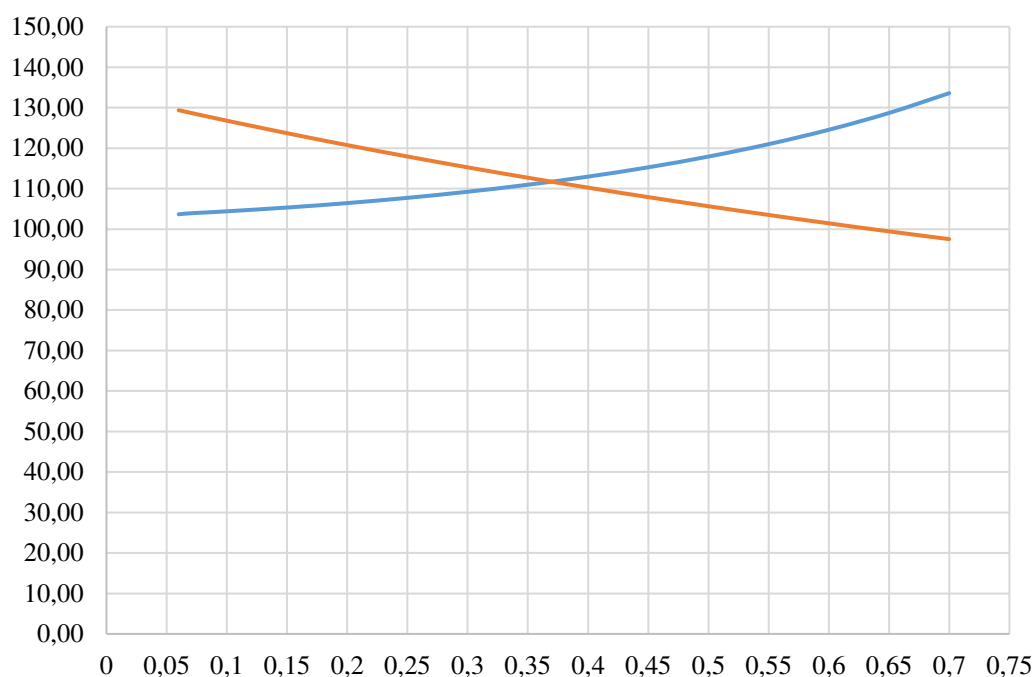


Рисунок 6.3 - Пересечение кривых  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$

Графики пересекаются в точке  $n = 0,37$  и ширина подошвы  $B_n = 111$  м.

#### 6.4.2 Разрезка бетонной плотины швами

Так как плотина стоит на скальном основании, то в ней устраиваются шов, обеспечивающий свободное развитие температурных и усадочных деформаций.

Размер бетонной секции  $l = (b + \delta_B) = 18 + 3,6 = 21,6$  м.

Принимаем ширину температурного шва по контуру 1 см., внутри тела плотины 0,3 см.

#### 6.4.3 Быки

Размеры быков водосбросной плотины следует назначены в зависимости от типа и конструкции затворов, размеров водосбросных отверстий, эксплуатационных и аварийных выходов из продольных галерей, а также

размеров и конструкции мостовых пролетных строений. Оголовок быка выполняется полукруглым. Обозначение размеров быка представлены на рисунке 6.4.

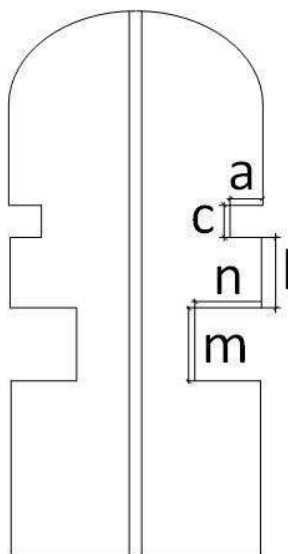


Рисунок 6.4 – Размеры быка

Толщина разрезного быка  $\delta_B = 3,6$  м. Пазы для плоского аварийно-ремонтного затвора принимаем шириной  $a = c = 0,5$  м.

Пазы для рабочего затвора принимаем  $m = 2$  м из условий

$$m = \left(\frac{1}{7} \div \frac{1}{10}\right) \cdot b = \left(\frac{1}{7} \div \frac{1}{10}\right) \cdot 18 = (1,8 \div 2,57) \text{ м}, \quad (6.65)$$

$$m \leq (1 \div 4) \text{ м.}$$

Принимаем  $n = 1$  м, из условий

$$n = \frac{m}{2}, \quad (6.66)$$

$$n \leq (0,7 \div 2) \text{ м.}$$

При этом толщину пазового перешейка быка во всех случаях необходимо назначать не менее  $d_0 \geq 0,8$  м.

Пазы аварийно - ремонтных затворов со стороны верхнего бьефа размещаем на расстоянии 1 м от рабочего затвора, чтобы обеспечить удобные условия для проведения ремонтных работ на рабочем затворе.

Ширина плотины по гребню включает в себя ширину пешеходной дорожки, автодорогу и место для движения крана. На гребне проектируем дорожку для людей общей шириной - 2 м, проезжую часть шириной - 6 м и место под кран - 12 м. Общая ширина сооружения по гребню 20 м. Ширина плотины по гребню может измениться при расчётах сооружения на прочность и устойчивость, но не может быть меньше заданной величины.



#### 6.4.4. Устой

Между водосливной и стационарной частью плотины устроен разделительный устой для разделения потоков.

#### 6.4.5 Основные размеры цементационной завесы

В скальном основании плотины устраиваем противофильтрационную преграду в виде цементационной завесы.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_3 = \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{J_{кр}}, \quad (6.67)$$

где  $\Delta H_3$  – потери напора на завесе, определяются из фильтрационного расчёта.

$$\Delta H_3 = H_d - H_{ас} = 138,97 - 55,59 = 79,6 \text{ м}, \quad (6.68)$$

$J_{кр}$  – критический градиент напора на завесе принимаем  $J_{кр} = 15$ .

$\gamma_n$  - коэффициент надёжности по ответственности сооружения для I класса  
 $\gamma_n = 1,25$  ;

где  $H_d, H_{ас}$  - геометрические параметры эпюры фильтрации, см. пункт 6.1.4

$$\delta_3 = \frac{79,6 \cdot 1,25}{15} = 6,63 \text{ м}, \quad (6.69)$$

Заглубление завесы относительно подошвы сооружения:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8) \cdot (\nabla_{НПУ} - \nabla_{НБ_{min}}) = (0,5 \div 0,8) \cdot (535 - 396,03) = (69,49 \div 111,18), \quad (6.70)$$

где  $\nabla_{НБ_{min}} = 396,03$  глубина в НБ при  $Q_{вхк} = 150 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Принимаем  $h_{зав} = 70 \text{ м}$ .

Расстояние от напорной грани до оси завесы:

$$l_1 = (0,1 \div 0,25) \cdot B_n,$$

где  $B_n$  - ширина подошвы.

$$l_1 = (0,1 \div 0,25) \cdot 111 = (11,1 \div 27,75) \text{ Принимаем } l_1 = 12 \text{ м}.$$

Расстояние между цементационными скважинами принимается 3 м.

#### 6.4.6 Основные размеры дренажа в основании плотины

Для отвода профильтровавшейся воды, снятия фильтрационного давления на сооружение, предотвращения разрушения и образования трещин в скальном основании под подошвой сооружения устраиваем дренаж.

Заглубление дренажа относительно подошвы сооружения:

$$h_{др} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{зав} = (0,5 \div 0,7) \cdot 70 = (35 \div 49) \text{ м}, \quad (6.71)$$

Принимаем  $h_{др} = 40$  м.

Диаметр скважин для дренажа принимают в диапазоне 20 - 25 см. принимаем диаметр 0,2 м.

Расстояние от завесы до дренажа принимаем:  $l_2 = 6$  м.

#### 6.4.7 Дренаж в теле плотины

Вдоль напорной грани плотин следует предусматривать устройство дренажа в виде вертикальных скважин (дрен).

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа:

$$a_{дренажа} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{J_{кр}} \geq \frac{140 \cdot 1,25}{25} \geq 7 \text{ м}, \quad (6.72)$$

где  $J_{кр}$  - критический средний градиент напора для бетона плотины 25;

$\gamma_n$  - коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$H_d$  - напор над расчетным сечением при отметке  $H_d = 535 - 395 = 140$  м;

Принимаем  $a_{дренажа} = 10,3$  м. Диаметр дренажа принимаем  $d = 0,2$  м.

#### 6.4.8 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. Смотровые галереи размером 2 на 2,5 м расположены по высоте через каждые 20 м. Одна из продольных галерей спроектирована выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Предусмотрены две буровые галереи, находящиеся у подошвы плотины.

Размеры цементационной и размеры дренажной галереи принимаем с учетом работающей техники 3 на 3,5 м, для обеспечения провоза оборудования при работах.

## 6.5 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

### 6.5.1 Определение основных нагрузок на плотину

Расчетный случай – нормальный эксплуатационный при НПУ в верхнем бьефе и минимальном уровне нижнего бьефа (при  $Q_{\text{вхк}}$ )

#### 6.5.1.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующей силы  $G_{\text{пл}}$  определяются в программе AutoCad.

$$S_{\text{пл}} = 8426,06 \text{ м}^2.$$

Вес 1п.м. водосливной части плотины:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{8426,06 \cdot 18 \cdot 9,81 \cdot 2400}{18 + 3,6} = 165319,3 \text{ кН/м}, \quad (6.73)$$

где  $S_{\text{пл}}$  - площадь поперечного сечения плотины;

$b$  - ширина пролета;

$\delta_{\text{б}}$  - толщина быка;

$\rho_{\text{б}}$  - плотность бетона.

Вес быка:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot \rho_{\text{б}} \cdot g}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{9666,38 \cdot 3,6 \cdot 2400 \cdot 9,81}{18 + 3,6} = 37930,88 \text{ кН/м}, \quad (6.74)$$

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

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.75)$$

где  $f$  - площадь затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (537 - 527 + 0,5) \cdot 18 = 189 \text{ м}^2, \quad (6.76)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 189 \sqrt{189} \cdot 9,81 = 1401,9 \text{ кН}.$$

Величина силы давления воды на затвор:

$$P_3 = \rho_w \cdot g (\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ГВ})^2 \cdot 0,5 \cdot b = 1000 \cdot 9,81 (537 - 527)^2 \cdot 0,5 \cdot 18 = 8829 \text{ кН}, \quad (6.77)$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{1401,9}{18 + 3,6} = 64,9 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.78)$$

### 6.5.1.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:  
- с верхнего бьефа:

$$W_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 142^2}{2} = 98904,42 \text{ кН/м}, \quad (6.79)$$

$$h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 535 - 393 = 142 \text{ м}, \quad (6.90)$$

- с нижнего бьефа:

$$W_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 3,03^2}{2} = 45,03 \text{ кН/м}, \quad (6.91)$$

$$h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 396,03 - 393 = 3,03 \text{ м}, \quad (6.92)$$

### 6.5.1.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы сооружения для основного случая.

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot B_{\text{п}} \cdot (\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{подошвы}}) = 1000 \cdot 9,81 \cdot 111 \cdot (396,03 - 393) = 3299,39 \text{ кН/м}, \quad (6.93)$$

### 6.5.1.4 Сила фильтрационного давления

Эпюра пьезометрического напора по подошве плотины представлена на рисунке 6.5.

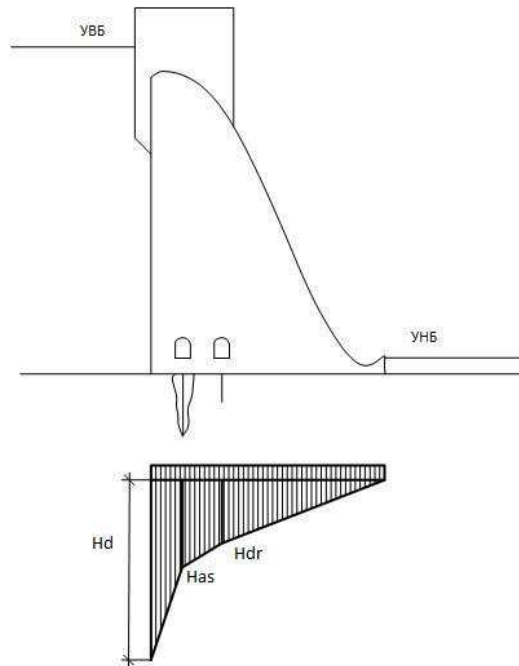


Рисунок 6.5 – Эюра пьезометрического напора по подошве плотины

Для основного случая:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}_{\min}; \quad (6.94)$$

$$H_d = 535 - 396,03 = 138,97 \text{ м},$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 136,97 = 55,59 \text{ м}, \quad (6.95)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 136,97 = 27,79 \text{ м}, \quad (6.96)$$

Площадь эюры фильтрационного давления определяется как сумма площадей отдельных её участков, представляющих из себя прямоугольные трапеции и прямоугольный треугольник, или с помощью AutoCAD.

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения для основного случая:

$$W_\phi = \rho_w \cdot g \cdot S_\phi = 1000 \cdot 9,81 \cdot 2504 = 24564,24 \text{ кН/м}, \quad (6.97)$$

### 6.5.1.5 Давление наносов

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_n = \gamma_n \cdot h_n \cdot \text{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_n}{2} \right) = 10 \cdot 5 \cdot \text{tg}^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 24,51 \text{ кН/м}^2, \quad (6.98)$$

где  $\gamma_n$  - удельный вес наносов во взвешенном состоянии ( $9 \div 13 \text{ кН/м}^3$ ),  
 $\gamma_n = 10 \text{ кН/м}^3$ ;

$h_n$  - толщина слоя наносов;  
 $\varphi_n = 20^\circ$  - угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_n = \frac{p_n \cdot h_n}{2} = \frac{24,51 \cdot 5}{2} = 61,28 \text{ кН/м}^2, \quad (6.99)$$

### 6.5.1.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,53 \cdot \left( \frac{4,41}{3,14} + \frac{0,2}{2} \right) = 3,9 \text{ кН}, \quad (6.100)$$

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

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,53^2}{4,41} = 0,2 \text{ м}, \quad (6.101)$$

Линия действия равнодействующей  $W_{\text{волн}}$  находится ниже относительно уровня покоя верхнего бьефа на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{4,41}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,53 = 0,5 \text{ м}, \quad (6.102)$$

Эпюру волнового давления можно представить в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена не выше  $(1,05 \div 1,1) \cdot h_{1\%}$  над УВБ, а другая не ниже  $(5 \div 8) \cdot h_{1\%}$  УВБ.

## 6.5.2 Расчет прочности плотины

### 6.5.2.1 Определение напряжений

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчёт плотины проводится без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчёта определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

Исходя из практических соображений, в расчёте плотины принимаются сжимающие напряжения со знаком «-», растягивающие – со знаком «+»

Для удобства расчёта составляется таблица 4, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке. Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad. Основные нагрузки на плотину сведены в таблицу 6.5.

Таблица 6.5 - Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$W_B$	1,0	→	98904,42	47,33	4681146,2
$W_H$	1,0	←	45,03	1	-45,03
$G_6$	0,95	↓	36034,34	19,59	-634992,42
$G_{пл}$	0,95	↓	157053,34	17,18	-2691467,25
$W_{взв}$	1,0	↑	3299,39	0	0
$W_\phi$	1,0	↑	24564,24	27,88	684851,01
$W_{волн}$	1,0	→	3,9	139,51	544,09
$E_H$	1,2	→	73,54	1,67	122,81
$q_3$	0,9	↓	58,4	54,38	-3176,34
$\sum N$			165282,45	$\sum M$ 2036983,07	

Расчёт краевых напряжений в сечении плотины на отметке 393м (при расчете на 1 погонный метр длины):

1) Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6 \cdot \sum M}{B^2}, \quad (6.103)$$

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

$M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

$B$  – ширина подошвы плотины.

$$N = (G_{пл} + G_6 - W_{взв} - W_\phi + q_3) = (157053,34 + 36034,34 - 3299,39 - 24564,24 + 58,4) = 165282,45 \text{ кН}, \quad (6.104)$$

$$\sigma_y^u = -\frac{165282,45}{111} + \frac{6 \cdot 2036983,07}{111^2} = -497,07 \text{ кН/м}^2, \quad (6.105)$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.106)$$

$$H_d^u = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ПОД} = 535 - 393 = 142 \text{ м}, \quad (6.107)$$

где  $H_d^u$  - напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$$m_u = \operatorname{tg} \alpha_1, \quad (6.108)$$

где  $\alpha_1$  - угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то  $\operatorname{tg} \alpha_1 = 0$ .

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -497,07 \cdot 0 - 10 \cdot 142 \cdot (1 - 0) = -1420 \text{ кН/м}^2, \quad (6.109)$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_B \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0, \quad (6.110)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_B \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -497,07 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 142 \cdot 0 = -497,07 \text{ кН/м}^2 \quad (6.111)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_B \cdot H_d^u = -10 \cdot 142 = -1420 \text{ кН/м}^2, \quad (6.112)$$

2) Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_{\Pi}} - \frac{6 \cdot \sum M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{165282,45}{111} - \frac{6 \cdot 2036983,07}{111^2} = -2480,99 \text{ кН/м}^2, \quad (6.113)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -2480,99 \cdot 0,78^2 - 10 \cdot 3,03 \cdot (1 - 0,78^2) = -1947,04 \text{ кН/м}^2, \quad (6.114)$$

где  $m_t = \operatorname{tg} \beta$ ;

$\beta$  - угол между низовой гранью и вертикалью;

$\operatorname{tg} 38 = 0,78$ .

$$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}}(Q_{\text{ГЭС}}) - \nabla_{\text{ПОД}} = 396,03 - 393 = 3,03 \text{ м}, \quad (6.115)$$

где  $H_d^t$  - напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.116)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 3,03 - 2480,99) \cdot 0,78 = 1911,54 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_B \cdot 3,03 = -10 \cdot 3,03 = -30,3 \text{ кН/м}^2, \quad (6.117)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (6.118)$$



$$\sigma_3^t = -2480,99 \cdot (1 + 0,78^2) + 10 \cdot 3,03 \cdot 0,78^2 = -3071,99 \text{ кН/м}^2.$$

Расчёт краевых напряжений сведены в таблицу 6.6.

Таблица 6.6 - Краевые напряжения действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань, кН/м <sup>2</sup>	Низовая грань, кН/м <sup>2</sup>
$\sigma_y$	-497,07	-2480,99
$\sigma_x$	-1420	-1947,04
$\tau_{xy}$	0	1911,54
$\sigma_1$	-497,07	-30,3
$\sigma_3$	-1420	-3971,99

### 6.5.2.2 Критерии прочности плотины

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

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b, \quad (6.119)$$

где  $R_b$  - расчетное сопротивление бетона сжатию согласно с [32];

$\gamma_n = 1,25$  - коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения в соответствии с [32];

$\gamma_{lc}$  - коэффициент сочетания нагрузок  $\gamma_{lc} = 1$  [32];

$\gamma_c$  - коэффициент условий работы  $\gamma_c = 0,95$  [32];

Предварительно принимается бетон класса В10 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b = 6000 \text{ кН/м}^2$ ,

Рассчитываем выражение, для основного случая:

$$1,25 \cdot 1 \cdot 3971,99 \leq 0,95 \cdot 6000 \text{ (кПа)},$$

$$4964,98 \text{ кН/м}^2 \leq 5700 \text{ кН/м}^2.$$

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

$$\sigma'_y < 0, \quad (6.120)$$

$$-497,07 \text{ кН/м}^2 < 0.$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_b \cdot H_d^u, \quad (6.121)$$

$$497,07 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 142$$

$$497,07 \text{ кН/м}^2 \geq 355 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

### 6.5.2.3 Расчет устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n, \quad (6.122)$$

$$\begin{aligned} R &= (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_{ф} + q_3) \cdot \text{tg } \varphi + c \cdot \omega = \\ &= (157053,34 + 36034,34 - 3299,39 - 24564,24 + 58,4) \cdot 0,7 + 140 \cdot 111 = \\ &131237,72 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (6.123)$$

где  $\text{tg } \varphi = 0,7$  – внутреннее трение для грунта основания (скальные);

$c = 140 \text{ кН/м}^2$  – сцепление для скалы;

$\omega = B_{пл} \cdot 1 = 111 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$F = W_B - W_H + W_{волн} + E_H = 98904,42 - 45,03 + 3,9 + 61,28 = 98924,57 \text{ кН/м}, \quad (6.124)$$

Таким образом условие на сдвиг:

$$\frac{131237,72 \cdot 0,95}{98924,57 \cdot 1} \geq 1,25,$$

$$1,26 \geq 1,25.$$

Полученные значения должны быть больше либо равными коэффициенту надёжности по назначению сооружения, но не превышать его на более чем на 10 (%). Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости против сдвига по основанию.

## 7 Определение технико-экономических показателей

### 7.1 Объём производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

Генерируемая электроэнергия является продуктом первой необходимости, это товар, который не подлежит накоплению, и поставляется в общие электрические сети, где происходит ее продажа на оптовом или розничном рынке.

Реализация электроэнергии происходит по факту, в зависимости от потребления и осуществляется на рынках РРД, РСВ, БР (Рынок регулируемых договоров, Рынок на сутки вперед, Балансирующий рынок. Оценка объёмов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 - Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации

Год	2022	2023	2024	2025
Установленная мощность, МВт	600	600	600	600
Число часов использования установленной мощности	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии, МВт·ч	2400000	2400000	2400000	2400000
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1,4	1,4	1,4	1,4
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	33600	33600	33600	33600
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	2366400	2366400	2366400	2366400
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	1077	1110	1143	1175
Выручка от реализации электроэнергии, тыс.руб.	212384,40	218892,00	225399,60	231710,00
НДС к выручки, тыс.руб.	32397,62	33390,31	34382,99	35345,59

Выручка растет, что обусловлено ростом тарифов на электроэнергию.

### 7.2 Текущие расходы по гидроузлу

Текущие расходы формируются исходя из «Единый сценарий условия ПАО РусГидро» на 2017-2042г. Единый сценарий позволяет создать общую систему для обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов планирования всеми структурами ПАО «РусГидро».

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.

Текущими расходами называют затраты необходимые для организации производственного процесса, создании продукции, работ и услуг.

Текущие расходы влияют на себестоимость продукции, такие как: амортизационные отчисления, расходы по страхованию имущества, эксплуатационные расходы, расходы на ремонт производственных фондов; расходы на услуги регулирующих организаций; налог на воду.

Амортизационные отчисления рассчитываются по среднему сроку службы оборудования.

Расходы по страхованию имущества принимаем в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) 0,20 %.

Эксплуатационные определяются на 1 МВт установленной мощности и представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 - Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, тыс.руб
Расходы на оплату труда	255,2	153120,0
Прочие	274,0	164400,0
Итого по ГЭС	529,2	317520,0

Отчисления на ремонт определяются исходя из величины их стоимости в зависимости от этапа проекта, представлены в таблице 7.3.

Таблице 7.3 - Удельные значения расходов на ремонт

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

Расходы в соответствии с единым сценарным условием РусГидро, на услуги регулирующих организаций без учета НДС на 2018г представлены в таблице 7.4.

Таблица 7.4 - Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, тыс.руб
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38тыс.руб./МВт	81228,0
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./МВт·ч	5686,85
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./МВт·ч	1648,51
Итого	-	88563,36

В соответствии с Налоговым Кодексом РФ налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч для реки Тимптон составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу с 2022г. по 2025г. представлены в таблице 7.5. Структура текущих затрат представлена на рисунке 7.1.

Таблица 7.5 - Текущие затраты по гидроузлу с 2022г. по 2025г.

Наименование	Год реализации проекта			
	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления, млн.руб.	439,14	439,14	439,14	439,14
Расходы на страхование, млн.руб.	106,54	102,17	97,79	111,97
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	317,52	317,52	317,52	317,52
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	4,44	6,39	6,11	7,00
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	88,56	88,56	88,56	88,56
Налог на воду, млн.руб.	24,88	24,88	24,88	24,88
Итого, млн.руб.	981,08	978,66	974,00	989,08



Рисунок 7.1 - Структура текущих затрат по гидроузлу, %.

### 7.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы после, окончания строительства, представляют собой оттоки денежных средств в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ и включают в себя:

- налог на прибыль –20%
- НДС –18%
- взносы в социальные фонды –34%
- налог на имущество –2,2%

– налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч для реки Тимптон - 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы в период эксплуатации за исследуемый период приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 - Налоговые расходы

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
Налог на прибыль, млн.руб.	587,39	691,40	789,51	889,52	956,96
НДС, млн.руб.	875,98	902,85	931,26	957,38	982,58
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	25,64	25,64	25,64	25,64	25,64
Налог на имущество, млн.руб.	149,01	139,35	129,69	120,03	110,37
Водный налог, млн.руб.	24,88	24,88	24,88	24,88	24,88

#### 7.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль один из основных показателей эффективности проекта, представляющий собой разницу между затратами на производство единицы продукции и себестоимостью.

Отчет о прибылях и убытках позволяет установить такие показатели как: выручка, валовая прибыль, чистая прибыль, текущие расходы и налоги на прибыль.

Данные за первые годы проекта представлены в таблице 7.7.

Таблица 7.7 - Отчет о прибылях и убытках

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
Выручка (нетто), млн.руб.	4879,81	5028,19	5186,91	5330,78	5470,42
Текущие расходы, млн.руб.	981,08	978,66	974,00	989,08	1027,72
ЕБИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	3898,73	4049,53	4212,90	4341,70	4442,70
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	779,75	809,91	842,58	868,34	888,54
НОРАТ (Чистая прибыль), млн.руб.	3118,98	3239,63	3370,32	3473,36	3554,16
Справочно: Ставка налога на прибыль Т, %	20	20	20	20	20

Рост суммы чистой прибыли по проекту представлен на рисунке 7.2.

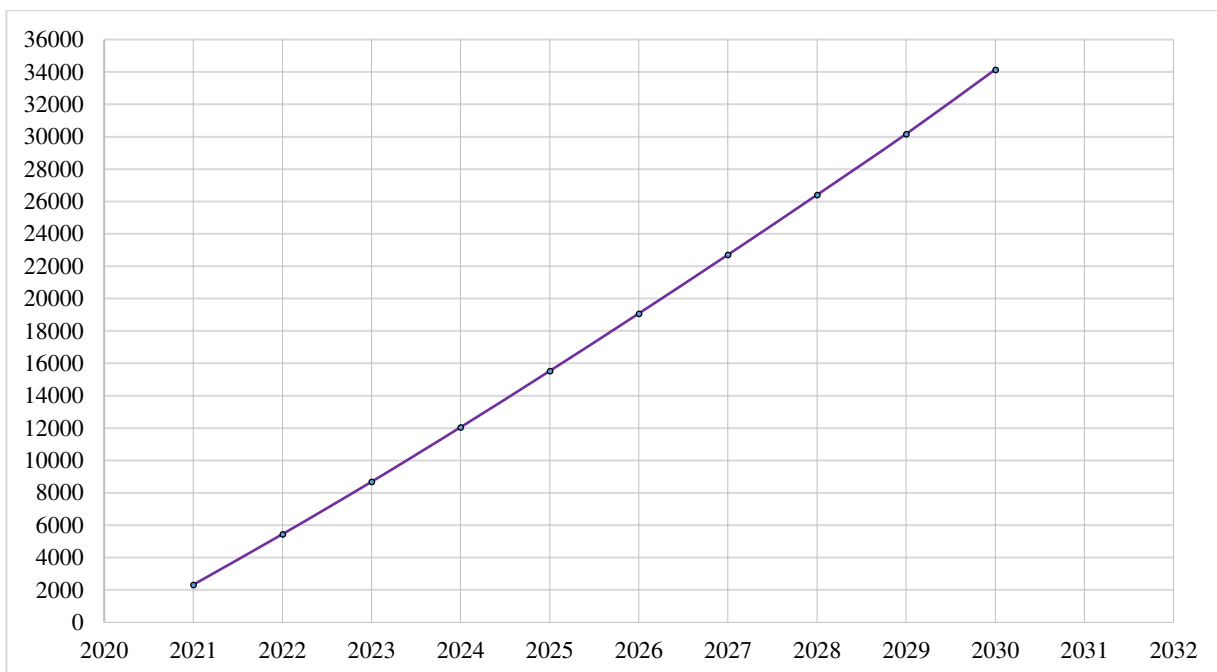


Рисунок 7.2 – Рост суммы чистой прибыли

По графику можно сказать, что в данном проекте идет достаточно быстрый рост чистой прибыли, которая является основным источником формирования доходов бюджета и денежных накоплений предприятия.

## 7.5 Оценка инвестиционного проекта

### 7.5.1 Методология, исходные данные

Оценка инвестиционного проекта позволяет определить эффективность проекта по таким показателям как: чистый, дисконтированный доход, индекс прибыльности, срок окупаемости и др.

Расчет эффективности проекта проводится в соответствии с:

1) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии пред ТОЭ и ТОЭ», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г. №155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

2) Едиными сценарными условиями ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.

Приняты предпосылки, для целей моделирования финансово-экономического расчета:

- период прогнозирования для Тимптонской ГЭС мощностью 600 МВт составляет 27 лет;
- созданная финансовая модель является реальной экономической ситуацией, сложившейся на российском рынке – 1 квартал 2018 года.
- в период проекта не предполагается каких либо изменений в экономической сфере.

Динамика тарифов на электроэнергию для Якутской области принята в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.

### 7.5.2 Коммерческая эффективность

Основные показатели эффективности реализации проекта сводятся к расчетам показателей эффективности инвестиций представленных в таблице 7.8.

Таблица 7.8 - Показатели эффективности инвестиций

Ставка дисконтирования	11,6
Период окупаемости - РВ, мес	70
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	82
Средняя норма рентабельности - ARR, %	38,48
Чистый приведенный доход – NPV, млрд.руб.	18,51
Индекс прибыльности – PI	2,03
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	32,47
Модифицированная внутренняя норма рентабельности	16,2
Себестоимость руб./кВт·ч	0,22
Удельные капиталовложения, руб./кВт	24928,33

### 7.5.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отображают изменения доходов и расходов федерального и регионального бюджетов от реализации данного проекта и рассчитываются на основании потока бюджетных средств.

К притокам бюджетных средств относятся:

- притоки от налогов, назначенных действующим законодательством.

Планируемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 7.9.

Таблица 7.9 - Предполагаемые налоговые поступления в федеральные и региональные бюджеты

Год	2022	2023	2024	2025	2026
Налоговые поступления, млн. руб.	1662,91	1784,13	1900,99	2017,46	2100,44
В Федеральный бюджет, млн. руб.	1513,90	1644,77	1771,30	1897,43	1990,07
В Региональный бюджет, млн. руб.	149,01	139,35	129,69	120,03	110,37

Так как растет выручка от продажи электроэнергии, налоговые поступления увеличиваются.



## 7.6 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности инвестиционного проекта производится с целью оценки степени влияния изменения одного фактора, на конечный фактор, чтобы предусмотреть наихудшее развитие ситуации в проекте. По данным можно сделать вывод, благоприятно или нет какой-либо фактор влияет на проект и спрогнозировать дальнейшее развитие ситуации.

Далее представлены данные изменений индекса прибыльности (PI) от таких важных факторов как: объём инвестиций, ставка налогов и цена сбыта.

Индекс прибыльности (PI) - это относительный показатель, рассчитываемый как отношение текущей ценности будущего денежного потока к начальной себестоимости и который характеризуется уровнем полученной прибыли на каждую единицу затрат.

График зависимости индекса прибыльности от ставки налогов представлен на рисунке 7.3. Графики зависимости индекса прибыльности от объёма инвестиций и цены сбыта представлены на рисунке 7.4 и 7.5.

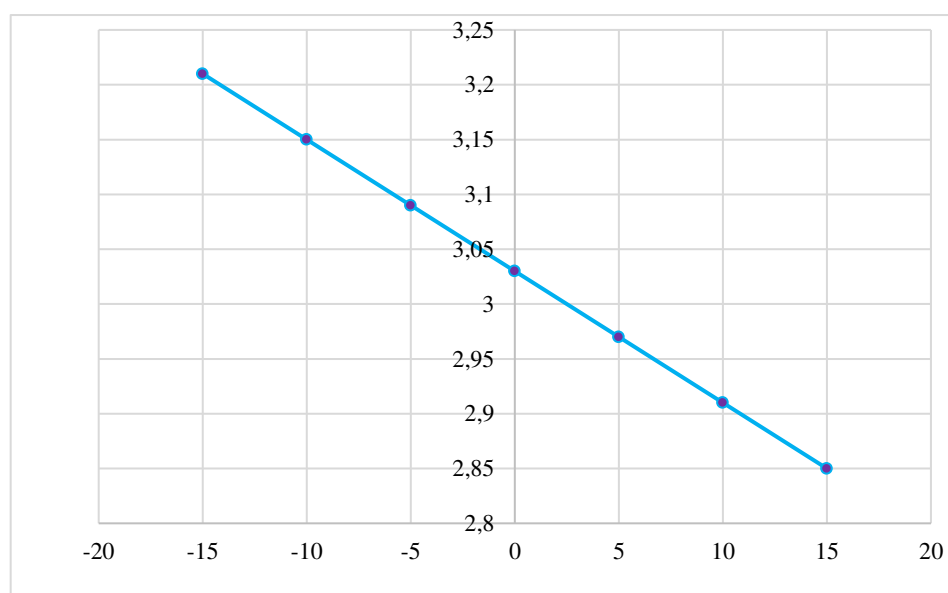


Рисунок 7.3 - Изменение индекса прибыльности (PI) от изменения ставки налогов.

По данному графику видно, что при уменьшении ставки налогов, индекс прибыльности увеличивается, а при увеличении-наоборот, т.е. присутствует достаточно сильная обратная зависимость. При уменьшении ставки налогов, проект будет быстрее окупаться и будет более эффективен.

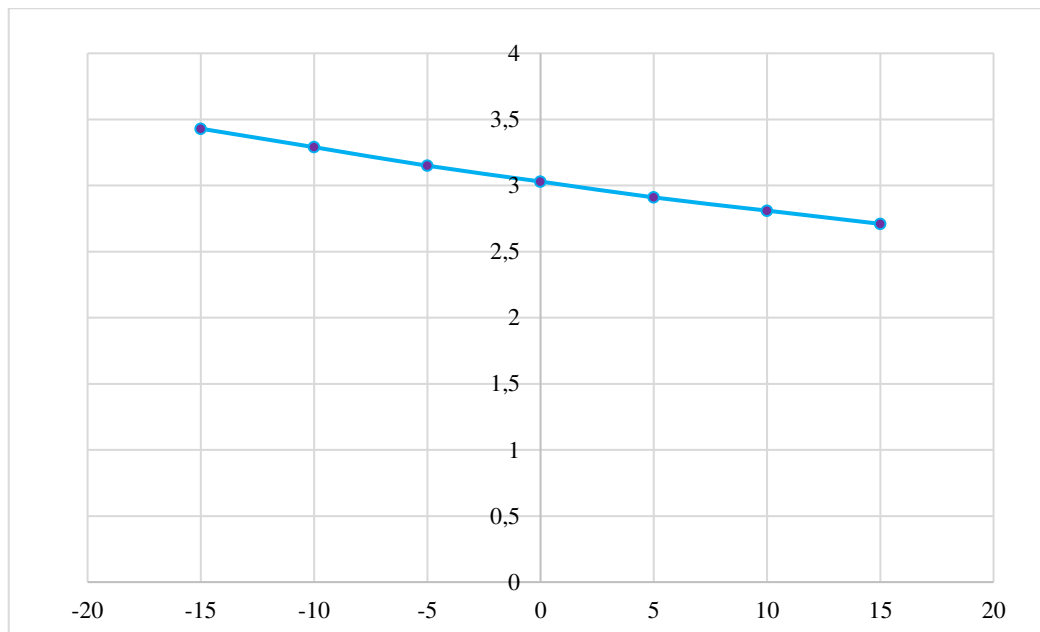


Рисунок 7.4 - Изменение индекса прибыльности (PI) от объёма инвестиций

По данному графику можно сделать вывод, что индекс прибыльности имеет обратную зависимость от объёма инвестиций. Чем больше инвестиций привлекается в проект, тем меньше индекс прибыльности.

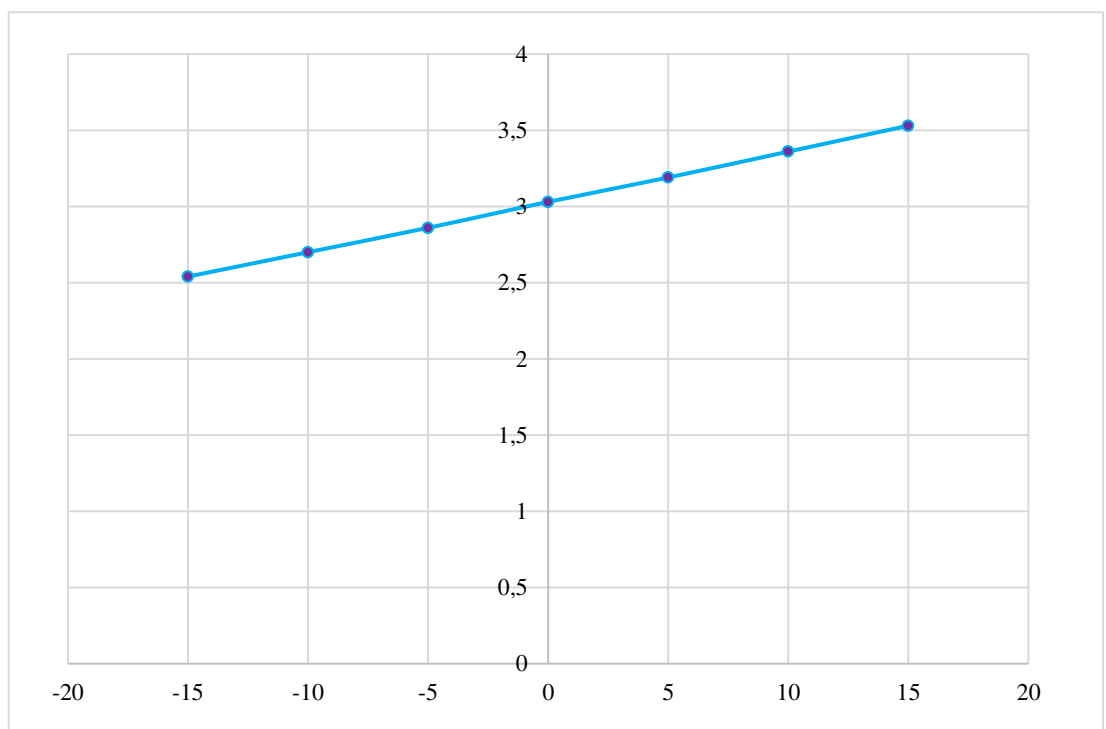


Рисунок 7.5 - Изменение индекса прибыльности (PI) от цены сбыта

По данному графику можно сказать, что такой показатель, как индекс прибыльности прямо зависит от цены сбыта. При увеличении цены сбыта, растет прибыль с каждой единицы продукции, соответственно и растет индекс прибыльности.

По полученным данным можно сделать вывод, что наибольшее влияние на индекс прибыльности влияет изменение ставки налогов, так как график имеет достаточно сильную обратную зависимость и при увеличении ставки налогов приведет к ухудшению проекта.

## **8 Мероприятия по охране окружающей среды Тимптонского гидроузла. Охрана труда и пожарной безопасности**

### **8.1 Общие сведения, охрана окружающей среды**

Тимптонский гидроузел расположен на территории Республика Саха (Якутия), в 103 км. северо-восточнее от пгт. Чульман в Нерюнгринском районе. Через посёлок проходят Амуро-Якутская железнодорожная магистраль и федеральная автодорога «Лена», по которой возможна поставка оборудования и всех необходимых материалов для строительства.

Река Тимптон является правый приток Алдана. Длина - 644 км, площадь бассейна - 44,4 тыс. км<sup>2</sup>. Берёт начало с северного склона Станового хребта, протекает по Алданскому нагорью. Имеет 86 притоков протяжённостью более 10 км. Река замерзает в середине октября, вскрывается в первой половине мая. Долина реки имеет обрывистые склоны высотой до 250 м. Ширина реки составляет около 200 - 250 м.

По данным государственного водного реестра России относится к Ленскому бассейновому округу, речной бассейн реки - Лена, речной подбассейн реки - Алдан.

Питание реки смешанное (дождевое и снеговое). Относится к восточносибирскому водному режиму (с элементами дальневосточного), с высоким весенним половодьем.

Средняя мутность воды не велика (5,0 г/м<sup>3</sup>). Значения расхода и стока взвешенных наносов в верхнем течении реки (пос. Нагорный) примерно 0,049 кг/с и 1,5 тыс. т/год. Минерализация воды не превышает 100 мг/л (среднее значение от 60 до 70 мг/л). Химический состав реки в основном представляет собой гидрокарбонатный ион (выше устья Чульмана – сульфатный) и ион кальция.

В бассейне реки добывают каменный уголь, так же есть залежи золота, серебра. Река богата рыбой: ленок, хариус, сиг, краснопёрка, окунь и др. В основном обитают северные олени. Населённые пункты на берегах реки в зоне затопления отсутствуют.

Рассматриваемая территория относится к резко континентальному климату, отличается продолжительным зимним и коротким летним периодами. Среднегодовая температура воздуха -6,9 °С. В год выпадает около 545 мм осадков, более 80% которых приходится на период с мая по сентябрь.

Розу ветров формирует Сибирский антициклон и арктический летом. В январе преобладают северные ветра. В остальное время в основном северо-восточные и восточные.

Территория Якутии принадлежит преимущественно к двум крупнейшим тектоническим структурам - Сибирской платформе и Верхояно-Чукотской области мезозойской складчатости. В соответствии с картой сейсмического районирования Якутии расчётная сейсмическая интенсивность расположения Тимптонской ГЭС характеризуется, как умеренная 5 баллов.

Воздействие Тимптонской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

## **8.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства**

Для наиболее эффективного и безопасного использования гидроэлектростанций требуются решения ряда задач взаимодействия ГЭС с окружающей средой. Для Тимптонского гидроузла проводится анализ федеральных и региональных законодательных и нормативных документов, а также требований международного права, регламентирующих охрану окружающей среды и использование природных ресурсов на стадиях проектирования, строительства и эксплуатации гидросооружений.

Правовой основой использования природных ресурсов и охраны окружающей среды при проектировании Тимптонской ГЭС являются следующие нормативные документы:

- Водный кодекс Российской Федерации от 03 июня 2006 N 74-ФЗ (Принят Государственной Думой 12 апреля 2006 года., ред. от 29.07.2017г);
- Лесной кодекс Российской Федерации от 4 декабря 2006 № 200–ФЗ (Принят Государственной Думой 8 ноября 2006 года., ред. от 29.12.2017);
- Федеральный закон от 10 января 2002 г. N 7–ФЗ (с изменениями на 31.12.2017) «Об охране окружающей среды»;
- Федеральный Закон от 24 апреля 1995 года N 52–ФЗ (ред. от 3.07.2016) «О животном мире»;
- Другие нормативные документы РФ.

К наиболее значимым экологическим задачам при проектировании, строительстве и эксплуатации Тимптонской ГЭС относятся:

- создание водохранилища и связанные с этим изменение ландшафтов, климата, качества воды и пр.;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе, свodka леса и очистка территории;
- сбросы ГЭС и связанные с этим изменения, температурного, гидрологического, и ледового режимов реки в нижнем бьефе гидроузла;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;
- образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации;

При строительстве Тимптонской ГЭС будут выполняться следующие работы:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка территории к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;

- строительство основных сооружений;

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

В период строительства будет выполняться большой объем строительномонтажных работ, то будет образовываться большое количество отходов, в нем относится:

1) Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т} \quad (8.1)$$

где N- объем бетонных работ, м<sup>3</sup> (5208826,4 м<sup>3</sup>);

q- удельный норматив образования, % (q =1,8%);

ρ- плотность бетона, т/м<sup>3</sup> (ρ =2,5 т/м<sup>3</sup>).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{5208826,4 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 234397,2 \text{ т}$$

2) Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные

Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5

Удельный норматив образования отходов в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, 1988г., принимается равным 1,0 % (норма образования отходов арматуры).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т} \quad (8.2)$$

где N- количество арматуры, т (90 т);

q- удельный норматив образования, % (q =1,0%);

ρ- удельный вес арматуры, т/м<sup>3</sup> (ρ =2,0 т/м<sup>3</sup>).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{90 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 1,8 \text{ т}$$

В результате, во время строительства будет образовано 234397,2 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме) и 1,8 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, которая имеет лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки.

Так же строительство влияет на изменение естественного ландшафта местности, изменения качества воды, воздуха, почвы, климата.

В первое время после наполнения водохранилища появляется много разложившейся растительности. Гниение органических веществ может привести к образованию парниковых газов. Возможно загрязнение воздуха в результате выхлопных газов.

Происходит изменение грунта водохранилища, что влечет за собой изменение качества воды, а так же загрязнение ее при возвращении с некоторыми примесями.

Поэтому, требуется применять оборудование и машины, не выделяющие количество выхлопных газов выше нормы, при строительных работах принимать меры по снижению попадания в атмосферу пыли и вредных веществ.

При эксплуатации и обслуживании должны выполняться мероприятия по предотвращению попадания загрязняющих вод в водохранилище, нижний бьеф. Все эти воздействия могут привести к неблагоприятным последствиям.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

Для предотвращения засорения проточных частей гидротехнических сооружений применяются запаны, которые устанавливаются вблизи плотины и в устьях притоков.

Сжигание удаленной растительности, различных отработанных материалов, мусора можно производить только с разрешения соответствующих органов. Строительные отходы должны быть утилизированы.

Все возможные воздействия на окружающую среду должны быть устранены в наикратчайшие сроки и нести минимальное воздействие, чтобы избежать существенных изменений в экосистеме водотока и побережья.

### **8.3 Безопасность гидротехнических сооружений, охрана труда**

Важнейшей задачей службы эксплуатации Тимптонской ГЭС являются обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий могут быть катастрофическими, поэтому обеспечение безопасности ГЭС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации проектируемой ГЭС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным из которых является

Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений», требованием которого является составление декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет порядок, содержание составления Декларации о безопасности ГТС. обязательным является осуществление государственной экспертизы для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте или восстановлении.

Ответственность за обеспечения безопасности лежит на собственнике ГЭС. Для контроля состояния основных сооружений проектируемой ГЭС должны быть предусмотрены контрольно-измерительные аппараты, который отслеживают изменения в состоянии плотины. Собственник ГТС в соответствии с Федеральным законом должен разработать декларацию безопасности, которая является основным документом, содержащим сведения о соответствии ГТС критериям безопасности.

### *Охрана труда*

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим нормам:

- Строительным нормам и правилам;
- Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций;
- Российского регистра гидротехнических сооружений;
- Федеральным законам «Об основах охраны труда в Российской Федерации»;
- Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений»;
- Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию;
- государственным стандартам безопасности труда;
- правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации;
- правила пожарной безопасности в Российской Федерации;
- иные действующие государственные и отраслевые нормативные и правовые акты.

Отклонение от правил, как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются. Только при введении новых нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС является обеспечение выполнения требований охраны труда, информирование и консультирование по вопросам охраны труда, для создания безопасных условий работы и уменьшение



производственного травматизма, заболеваемости. Обучение безопасным приемам работы, приемам оказания первой медицинской помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма.

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствие со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

На ГЭС должен быть организован кабинет по охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), стандарта, стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным приемам работы, приемам оказания первой медицинской помощи при несчастных случаях, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы;

На ГЭС должны быть разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

## 8.4 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности изложены в федеральном законе от 22 июля 2008г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности». В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом. ГЭС должна быть оборудована системами пожаротушения и пожарной сигнализации, для обнаружения, оповещения и устранения пожаров, пути эвакуации людей.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных помещений и установок возлагается на руководителей структурных подразделений или на назначенных должностных лиц.

Руководители отделов, подразделений и лиц, ответственных за пожарную безопасность отдельных подразделений, помещений и оборудования, обязаны:

- обеспечивать разработку планов эвакуации людей, оборудования на случай пожара.

- обеспечивать соблюдение установленного противопожарного режима, требований правил пожарной безопасности и инструкции о мерах пожарной безопасности.

- знать характеристики пожарной опасности зданий, сооружений, технологических процессов, производственного оборудования, хранимых, используемых и обращающихся в производстве веществ и материалов и организовывать пожаробезопасное хранение, транспортирование и применение пожаровзрывоопасных веществ.

- проводить периодические осмотры территории, здания, производственных и служебных помещений с целью контроля за содержанием путей эвакуации людей, первичных средств пожаротушения, источников водоснабжения и т.д. и принимать срочные меры по устранению отмеченных недостатков.

- обеспечивать исправное содержание и постоянную готовность к действию средств противопожарной защиты, пожарной сигнализации и связи

- обучать работающих правилам пожарной безопасности.

- не допускать проведение работ с применением открытого огня в непредусмотренных для этой цели местах без письменного разрешения руководителя предприятия.

- знать правила содержания и применения имеющихся в подразделении первичных средств пожаротушения и обеспечивать их постоянную готовность;

- руководить действиями пожарных расчетов во время тушения пожаров;

- руководить эвакуацией людей и материальных ценностей во время пожара.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на

территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- Вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- Повторные инструктажи, вопросов по пожарной безопасности;
- Проведение противопожарных тренировок;
- Повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- Изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

Все лица, поступающие работать на проектируемую гидроэлектростанцию, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

## **9 Системы технического водоснабжения. Назначения, требования, преимущества и недостатки на примере проектируемой ГЭС**

### **9.1 Назначение системы технического водоснабжения**

Техническое водоснабжение предназначено для охлаждения узлов гидроагрегата (турбинный подшипник, генераторный, подпятник, охлаждение дистиллята, воздухоохладители), масла трансформаторов, компрессоров, а также для водяной смазки турбинных (резиновых) подшипников. Потребный расход воды в системе определяется с учетом температуры воды, забираемой в систему.

Техническое водоснабжение должно работать непрерывно и бесперебойно, снабжая всех потребителей по условиям режима работы (в работе, в резерве, в ремонте).

Система ТВС достаточно сложная и исключительно ответственная часть технологических устройств ГЭС, от которой зависит надежность работы основного оборудования.

Вода отбирает непосредственно тепло лишь у резиновых подшипников турбин, (там, где они применяются) и одновременно обеспечивает смазку трущихся пар - металл - резина. В остальных случаях тепловыделяющий узел оборудования передает тепло промежуточному носителю: маслу в подшипниках и подпятниках агрегата, а также в баках трансформаторов; дистиллированной воде, циркулирующей в обмотках генераторов и их системах тиристорного возбуждения; воздуху, вентилирующему (охлаждающему) обмотки и железо генераторов.

С помощью маслоохладителей, воздухоохладителей и теплообменников вода ТВС отбирает тепло у названных промежуточных носителей. Через эти устройства вода идет на проток и сбрасывается в НБ. Водозаборы системы ТВС должны резервироваться (основной и резервный).

### **9.2 Потребителями технической водоснабжения**

Потребителями технической воды являются:

- воздухоохладители гидрогенераторов с воздушным охлаждением;
- теплообменники гидрогенераторов с водяным охлаждением;
- маслоохладители подпятника и подшипников гидрогенераторов;
- маслоохладители подшипников гидротурбин с масляной смазкой;
- подшипники гидротурбин с водяной смазкой;
- уплотнение валов гидротурбин;
- теплообменники систем тиристорного возбуждения с водяным охлаждением;
- лабиринтные уплотнения рабочих колес РО гидротурбин при работе в режиме синхронного компенсатора.
- маслоохладители трансформаторов;

– теплообменники и узлы вспомогательного оборудования и другие технологические водопотребители (компрессоры, насосы, воздуходувки и т.п.).

Воздухоохладители предназначены для охлаждения воздуха, циркулирующего в замкнутых системах охлаждения генератора, основанное на принципе теплопередачи от охлаждающей воды, протекающей по трубам и горячим воздухом.

Теплообменники гидрогенератора устанавливаются вне генератора и связываются с охлаждающими частями с помощью трубопроводов из нержавеющей стали и шлангами, по которым циркулирует обессоленная вода.

Маслоохладители подпятника и подшипников гидрогенератора располагаются, чаще всего непосредственно в их масляных ваннах, в зоне циркуляции масла. Число маслоохладителей и подача охлаждающей воды зависят от отводимых потерь на трение в подпятнике и подшипниках.

Подшипники гидротурбин с обрешеченными вкладышами или с покрытием из металлопластмассовых материалов требуют для смазки и охлаждения непрерывной подачи воды и не допускают даже кратковременное прекращение подачи воды, которое может привести к повреждению вкладышей или сегментов.

Маслоохладители трансформаторов с водяной системой охлаждения - выносные, связанные с баком трансформатора трубопроводами для циркуляции трансформаторного масла. Давление технической воды в корпусе маслоохладителя должно быть всегда меньше давления масла, даже при отключенных циркуляционных масляных насосах. Это предотвращает попадания воды в масло и контролируется с помощью бака перелива, который поддерживает нужное давление в ТВС. Число маслоохладителей и подача охлаждающей воды зависят от мощности трансформатора, температуры охлаждающей воды, температура воздуха. Изменение подачи воды при сезонных колебаниях осуществляется включением в работу того или иного числа маслоохладителей.

### **9.3 Схемы технического водоснабжения. Расходы**

В зависимости от напора ГЭС применяются следующие системы технического водоснабжения:

- самотечно-сифонная – при напорах, близких к 10 м, для охладительных устройств, расположенных выше уровня верхнего бьефа;
- самотечная – при напорах 10-60 м, с забором воды из верхнего бьефа;
- самотечная с ограничением давления воды у потребителя (с редуцированием давления) - при напорах выше 60 м с забором воды из верхнего бьефа;
- насосная – при напорах ниже 15 - 200 м, с забором воды из нижнего бьефа;
- эжекторная – при напорах 50 - 250 м, с забором воды из верхнего (проточная часть ГА) и нижнего бьефов;

Схема технического водоснабжения может быть:

- поагрегатная, когда питание потребителей агрегата выполняется независимое, от индивидуальных водозаборов;
- групповая (блочная), когда независимые централизованные системы выполняются для групп, состоящих из нескольких агрегатов;
- общестанционная, когда питание потребителей агрегата выполняется от магистрального трубопровода и общих водозаборных устройств.

Выбор способа и схемы технического водоснабжения для каждого конкретного объекта осуществляется на основании технико-экономического расчета и зависит от конкретных условий:

- общего расхода технической воды;
- создаваемая системой ТВС гидродинамическое сопротивление
- давление в системе ТВС (учитывая колебания ВБ в течение года)
- температура теплоносителя в течении года
- количества гидроагрегатов;
- располагаемого напора;
- компоновки гидроагрегатов и здания ГЭС;
- режима работы гидроагрегатов и ГЭС;

#### *Расходы*

Расходы охлаждающей воды, необходимые для гидроагрегата, задают заводы-изготовители генератора и турбины на основании теплового расчета.

На предварительных стадиях проектирования ориентировочные расходы можно определить по аналогам или следующим формулам.

Расход воды на охлаждение воздухоохлаждателей генератора:

$$Q_{\text{во}} = \frac{0,86 \cdot P_{\text{н}} \cdot (1 - \eta_{\text{г}})}{\Delta t}, \quad (9.1)$$

где  $P_{\text{н}}$  - номинальная мощность генератора, кВт;

$\eta_{\text{г}}$  - КПД генератора

$\Delta t$  - температурный перепад охлаждающей воды на входе и выходе воздухоохлаждателя, рекомендуется принимать  $5^{\circ}\text{C}$  при расчетной температуре на входе до  $20^{\circ}$ .

Расход воды на охлаждение подпятника генератора:

$$Q_{\text{мо}} = \frac{8,6 \cdot 10^{-7} A \cdot G_{\text{ос}}^{\frac{3}{2}} \cdot n^{\frac{3}{2}}}{\Delta t}, \quad (9.2)$$

где  $A$  - коэффициент типа генератора, 5 для зонтичного генератора, 3,5 для подвесного;

$G_{\text{ос}}$  - расчетная нагрузка на подпятник, т

$n$  - номинальная частота вращения генератора, об/мин;

$\Delta t$  - температурный перепад охлаждающей воды на входе и выходе маслоохладителей, рекомендуется принимать  $1,5-2^{\circ}\text{C}$ .

Расход воды на подшипник турбины с водяной смазкой:

$$Q_{\text{ТП}} = (0,7 - 1,0) \cdot D_{\text{в}}, \text{ л/с}, \quad (9.3)$$

где  $D_{\text{в}}$  – диаметр турбинного вала, м

#### **9.4 Требования к техническому водоснабжению**

Система технического водоснабжения должна обеспечивать надежную подачу очищенной воды к потребителю для поддержания заданного температурного режима и смазки оборудования ГЭС во всех стационарных и переходных процессах гидроагрегата, включая насосный режим и режим синхронного компенсатора.

Система технического водоснабжения должна удовлетворять высокой надежности, при максимальной эффективности при минимальных эксплуатационных затратах. Схема ТВС должна обеспечивать изменения режимов работы при минимальном числе оперативных переключений, быть максимально автоматизированной и требовать минимум обслуживания.

В системе ТВС используется речная вода из верхнего или нижнего бьефа. Для непрерывной подачи воды к потребителям предусматривается 100%-ное резервирование по водозаборам, фильтрам, насосам, обеспечивающим расчетную подачу.

Водоприемники выходящие в верхний или нижний бьеф должны располагаться ниже минимальных уровней воды, в местах не подверженных закупорки шугой и льдом. Оснащаются сороудерживающими решетками, предотвращающими попадание мусора.

При шугообразовании, для обеспечения бесперебойной работы системы технического водоснабжения, допускается сброс шуги через гидротурбины с частичным или полным удалением решеток при возникновении угрозы забивки шугой решеток и образования перепадов, превышающих проектные величины.

Водозаборы в спиральных камерах, туннелях или подводных трубопроводах должны располагаться доступно для обслуживания, 1-1.5м. от пола.

При заборе воды из нижнего бьефа, когда вода после выхода из спиральной камеры аэрируется, должна предусматриваться возможность удаления воздуха из системы, например путем установки деаэраторов. Оборудование технического водоснабжения должно иметь достаточные резервы, обеспечивающие расчетную подачу воды для всех потребителей при выходе из работы или при отключении для ремонта любого из основных элементов системы.

Наибольший эффект охлаждения достигается при наиболее низкой температуре воды, при этом поверхности теплообмена должны быть свободны от обрастаний и отложений.

При пусковых напорах ГЭС (при самотечных или эжекторных системах) система рассчитывается на обеспечение потребителей водой по трубопроводам, выполненным по постоянной схеме с установкой временных насосов или эжекторов.

Агрегатное оборудование системы ТВС (теплообменники, фильтры тонкой очистки и т.д.) должны поставляться комплектно с основным оборудованием (турбиной, генератором, трансформатором). Объем комплектной поставки оговаривается в техническом задании на поставку оборудования.

Питание воздухоохладителей и маслоохладителей рекомендуется осуществлять от разных коллекторов для исключения влияния друг на друга. При самотечной системе ТВС питание коллекторов следует выполнять от разных водозаборов.

На сливных трубопроводах следует устанавливать регулируемую арматуру. Регулирование расхода частичным открытием задвижек не рекомендуется.

Для поддержания температурного режима генератора рекомендуется устанавливать регулируемую арматуру для автоматического регулирования расхода технической воды в зависимости от нагрузки гидроагрегата и температуры воды.

Питание подшипников гидротурбины с резиновыми вкладышами осуществляются водой с содержанием взвешенных частиц не более 0,1 г/л. Попадание в воду нефтепродуктов не допускается. Питание подшипника осуществляется от двух независимых источников питания.

Подача воды к воздухоохладителям вертикального гидрогенератора или двигателя генератора осуществляется по замкнутому трубопроводу кольцевой или граненой формы. Этот трубопровод устанавливается либо в бетонном фундаменте гидрогенератора ниже патрубков воздухоохладителя, либо открыто, с наружной стороны вентиляционного кожуха. От трубопровода делаются отводы, снабженные задвижками для отключения при ремонте одного воздухоохладителя без нарушения работы остальных. Слив нагретой в воздухоохладителях воды производится по аналогичному трубопроводу в нижний бьеф.

При эксплуатации охладители должны быть обеспечены оптимальный режим работы и охлаждающая эффективность согласно нормативным характеристикам.

К остальным охладительным устройствам охлаждающая вода подается по отдельным параллельным трубопроводам, снабженным устройствами для отключения и регулирования расхода. Расположение сливных трубопроводов в целях уменьшения коррозии должно быть таким, чтобы охладительные устройства оставались заполненными водой даже при остановленном агрегате и отключенной подаче воды. Для этого рекомендуется располагать сливные трубопроводы выше теплообменных аппаратов или устраивать специальные петли («утки»). В верхней точке каждой петли или на высоко расположенном



сливном трубопроводе в этом случае предусматривается клапан для срыва вакуума в системе.

Сливные трубопроводы выводятся ниже минимального уровня нижнего бьефа, с учетом возможной глубины промерзания воды. Вывод этих трубопроводов в отводящий тракт гидротурбины не допускается, так как пульсирующее здесь давление может вызвать самопроизвольное изменение расхода охлаждающей воды. По этой же причине также не рекомендуется отводить в отсасывающую трубу воду в системе водоснабжения турбинного подшипника.

Для самотечно-сифонной системы технического водоснабжения, где вакуум в сливной ветви используется для повышения располагаемого напора, вместо устройства петель с клапанами предусматривается отключение циркуляции охлаждающей воды задвижками на сливных ветвях, без отключения при остановке агрегата самих водозаборов.

На водозаборах системы ТВС в верхнем бьефе, на водозаборах всасывающих трубопроводах насосов и на сливных трубопроводах в нижнем бьефе необходимо предусматривать фланцы для установки заглушек и скобы на бетонной стене около выхода этих трубопроводов для проведения водолазных работ.

На всех трубопроводах, соединенных непосредственно с верхним и нижним бьефами, независимо от рабочего давления первые задвижки в помещении должны быть стальными.

При наличии в воде дрейсены предусматриваются мероприятия по борьбе с ней. В качестве простых мероприятий по борьбе с дреисеной скорость воды в трубопроводе принимается более 2,5 м/с, а также предусматривается возможность изменения направления потока воды в системе при ее промыве.

При обрастании систем технического водоснабжения (поверхностей грубых решеток, конструктивных элементов водоочистительных сеток, водоприемных и всасывающих камер и напорных водоводов) дреисеной, производиться промывки трактов и другие меры для предотвращения обрастания отвечающие требованиям охраны окружающей среды.

## **9.5 Оборудование системы ТВС**

### *Водозаборы*

Водозаборы следует располагать в местах доступных для обслуживания в зависимости от типа системы ТВС:

- при самотечной системе: в напорных водоводах, в спиральной камере, в напорной стенке верхнего бьефа;
- при насосной системе: с нижнего бьефа в бычках за затворами отсасывающих труб, в напорной стенке верхнего или нижнего бьефов;
- при эжекторной системе: водозабор рабочей воды из верхнего бьефа, а эжектируемой воды из нижнего бьефа.

Водозаборы рекомендуется устанавливать в зонах, не подверженных закупорке шугой, льдом или мусором. В районах с суровым климатом необходимо предусматривать меры для обеспечения работоспособности водозаборов:

- располагать на глубине не промерзания;
- располагать с разных сторон станции;
- возможность промыва теплой водой.

Скорости на водозаборе рекомендуется применять от 0,2 до 1,2 м/с.

### *Насосное оборудование*

В системах технического водоснабжения ГЭС и ГАЭС применяют преимущественно центробежные горизонтальные одноступенчатые насосы: двустороннего входа типа Д, а для небольших расходов системы консольные насосы типа К.

Количество рабочих насосов рекомендуется применять:

- в поагрегатной и групповой схемах не более двух;
- в общестанционных схемах не более трех.

Установку резервных насосов предусматривать обязательно. Рекомендуется рассматривать в поагрегатных и групповых схемах установку одного или двух резервных насосов на всю ГЭС. При этом необходимо предусмотреть общестанционную магистраль, к которой подключают агрегатные системы через оперативную запорную арматуру.

Насосы рекомендуется устанавливать ниже минимального уровня воды у водозабора. При необходимости установки насосов выше уровня воды предусматривается автоматическое заполнение их водой при пуске следующими способами:

- установка на всасывающем трубопроводе приемного клапана и заполнение насоса из верхнего бьефа;
- установка вакуумного бака на всасывающем трубопроводе насоса;
- установка вакуум-насосов, эжекторов.

Конструкция всасывающего трубопровода и его компоновка выполняются исключая возможность засасывания воздуха и образования воздушных мешков.

### *Эжекторы*

Эжекторы выполняются по индивидуальным проектам, как правило, на заводе-изготовителе гидротурбин. Эжекторы могут быть нерегулируемые и регулируемые.

Регулируемые эжекторы применяют на объектах, где требуется значительное изменение подачи при больших колебаниях напора ГЭС и значительных сезонных изменениях температуры охлаждающей воды. При этом среднеэксплуатационный КПД регулируемого эжектора выше, чем у нерегулируемого.

### *Фильтры*

Фильтры устанавливаются в системе ТВС с целью очистки воды от механических примесей. Тонкость фильтрации определяется требованиями водопотребителя.

В зависимости от качества воды устанавливают фильтры с подвижным и неподвижным фильтрующим элементом, что позволяет соответственно вести промыв фильтра либо с отключением от системы, либо без отключения.

При одном рабочем фильтре требуется установка резервного фильтра. При количестве рабочих фильтров от двух и более рекомендуется резервные фильтры не устанавливать.

### *Теплообменные аппараты*

Компоновка систем питания теплообменных аппаратов должна обеспечивать полное и постоянное заполнение водой теплообменников во всех режимах работы, включая длительную остановку системы.

При питании маслоохладителей трансформаторов рекомендуется выполнять условие: давление масла больше давления воды на 0,5 - 1,0 кгс/см<sup>2</sup>. Ограничение давления технической воды, при необходимости, выполняется установкой регуляторов давления.

Материал трубок теплообменных аппаратов выбирается в соответствии с химическим составом воды.

Рекомендуется предусматривать возможность обратного промыва теплообменных аппаратов и распределительных коллекторов.

## **9.6 Требования к эксплуатации**

При эксплуатации систем технического водоснабжения должны быть обеспечена бесперебойная подача охлаждающей воды нормативной температуры в необходимом количестве и требуемого качества. Так же система технического водоснабжения должна обеспечивать охлаждение опорных узлов, статора и ротора генератора, смазку обрешиненного турбинного подшипника и других потребителей во всех режимах работы гидрогенератора.

Допустимое время работы подшипника турбины без подачи охлаждающей воды - не более 15 минут (для подшипников с масляной ванной), для подшипника генератора и подпятника допускают работу в течении 15 минут при отсутствии подачи воды в маслоохладители при нормальной температуре сегментов.

Основной задачей технического обследования является своевременное выявление аварийноопасных дефектов и повреждений, а также принятие технических решений по восстановлению надежной и безопасной работы.

Периодические осмотры оборудования производятся лицами, контролирующими их безопасную эксплуатацию. Периодичность осмотров устанавливается техническим руководителем ГЭС. Результаты осмотров должны фиксироваться в специальный журнал. Объем и порядок контроля устанавливается в соответствии с положениями действующих стандартов,

документации завода изготовителя оборудования и местных инструкций по эксплуатации оборудования.

На работающем и остановленном оборудовании периодическому осмотру и оценке состояния подлежат следующие элементы и механизмы системы технического водоснабжения (ТВС) агрегата:

- водозаборы;
- водозаборные и агрегатные трубопроводы;
- эксплуатационная и ремонтная арматура;
- контрольно-измерительная и регулирующая аппаратура;
- фильтры, регуляторы давления;
- воздухоохладители гидрогенератора;
- маслоохладители направляющих подшипников генератора и подпятника;
- маслоохладители турбинного подшипника (масляная смазка);
- уплотнения турбинного подшипника (водяная смазка);
- уплотнения вала турбины;
- охлаждение лабиринтного уплотнения рабочего колеса РО турбины при работе в режиме синхронного компенсатора;
- эжекторы и насосы для откачки воды с крышки турбины и для обеспечения водой системы ТВС эжекторного типа;
- схема рециркуляции и промывки фильтров;
- схема питания теплообменников гидрогенераторов с непосредственным водяным охлаждением;
- система подвода воды на охлаждение трансформаторов;
- схема промыва порогов и пазов затворов водоводов и отсасывающих труб;
- схема залива насосов системы дренажа и осушения проточной части;
- схема защиты от обмерзания пазов затворов.

Состояние трубопроводов оценивается путем осмотров на наличие механических и коррозионных повреждений, а также по изменению пропускной способности и результатам опрессовки. Трубопроводы подверженные вибрации, а также фундаменты под опорами и эстакадами для этих трубопроводов в период эксплуатации должны тщательно осматриваться с применением приборного контроля за амплитудой и частотой вибрации. Максимально допустимая амплитуда вибрации технологических трубопроводов составляет 0,2 мм при частоте вибрации 40 Гц. Выявленные при этом дефекты подлежат устранению.

Сроки проведения осмотров в зависимости от конкретных условий и состояния трубопроводов устанавливаются в технической документации по обслуживанию, эксплуатации и ремонту, но не реже одного раза в 3 месяца.

Состояние водозаборных устройств, расположенных в проточной части оценивают при проведении периодических осмотров основного оборудования. При оценке состояния закладных водозаборных трубопроводов производят обследование участков трубы в зоне выхода из бетона, а также их опрессовку и продувку.

При оценке состояния насосных установок проверяют качество заделки анкеров, состояние фундаментного блока горизонтальность установки рамы, прицентровку двигателя к насосу, осматривают подводящие и отводящие трубопроводы, компенсаторы (при их наличии), осматривают и проверяют работоспособность приёмных и обратных клапанов.

Резервные насосы системы ТВС должны быть исправными и в постоянной готовности к пуску - с открытыми задвижками на входном и выходном трубопроводе. Проверка их включения и плановый переход с работающего насоса на резервный должны производиться по графику, но не реже 1 раза в месяц.

Проверке и оценке состояния также подлежат датчики визуального контроля, установленные на водозаборах, на входе и выходе фильтров и насосов.

Для оценки пригодности к дальнейшей эксплуатации фильтров необходимо контролировать режим их работы, качество и чистоту очистки воды, а также эффективность очистки фильтрующих элементов.

В целях надежного обеспечения безопасности работы основного оборудования помимо автоматического дистанционного контроля за наличием струи в трубопроводах маслоохладителей подпятника, направляющего подшипника генератора, а также за расходом и давлением воды в напорной ванне турбинного подшипника и углеграфитового уплотнения гидротурбины, следует осуществлять постоянный контроль за давлением, перепадом давления, наличием струи и температурой непосредственно по штатным приборам в местах их установки.

При эксплуатации трубопроводов и арматуры должны контролироваться:

- расход и давление воды на уплотнение вала;
- состояние сальниковых уплотнений на вентилях и задвижках основного оборудования, отсутствие протечек;
- расход воды на охлаждение подпятника, генераторного подшипника, турбинного подшипника, статора генератора, трансформатора.
- размеры тепловых перемещений трубопроводов и их соответствие расчетным знамениям по показаниям индикаторов.
- отсутствие заземлений и повышенной вибрации трубопроводов.
- плотность предохранительных устройств, арматуры и фланцевых соединений
- степень затяжки пружины подвесок и опор в рабочем состоянии – не реже 1 раза в 2 года.
- герметичность сальниковых уплотнений арматуры.
- соответствие показаний указателей положения регулирующей арматуры на щитах ее фактическому положению

На работающем гидроагрегате подлежит оценке способность системы ТВС автоматически поддерживать давление в заданных пределах и необходимую подачу воды к потребителям. В системах ТВС используется давление воды 1,6 - 5,0 кг/см<sup>2</sup>, которое назначают заводы-изготовители оборудования из конструктивных соображений, а также исходя из условий прочности

теплообменных аппаратов. При работе значения давлений не должны выходить за пределы, указанные заводом-изготовителем.

При техническом контроле необходимо проверять способность регуляторов давления или дроссельных устройств в схемах охлаждения трансформаторов и теплообменных аппаратах других систем, заполненных маслом обеспечивать давление масла больше давления воды не менее чем на 0,5-0,1 кг/см<sup>2</sup>.

Для контроля давления и расхода воды в трубопроводах системы ТВС применяются аналоговые датчики и электроконтактные манометры.

Испытания необходимо проводить также в случае любых изменений, внесенных в процессе эксплуатации в конструктивное исполнение оборудования системы технического водоснабжения.

Для оптимизации режима эксплуатации системы технического водоснабжения рекомендуется проводить специальные испытания, включающие измерения расходы, давления, температуры воды и определение эксплуатационных параметров системы.

В случае изменения состояния или условий эксплуатации оборудования соответствующие дополнения должны быть внесены в инструкции.

## **9.7 Системы технического водоснабжения гидроагрегатов СШГЭС, ТВС проектируемой ГЭС**

Техническое водоснабжение представляет собой достаточно сложную систему. Проектирование ее требует технико-экономического обоснования, в котором, в первую очередь, должны рассматриваться вопросы надежности системы и минимальность затрат на обслуживание. Проводится технико-экономическое сравнение при использовании воды из водохранилища, если ее принять, как потери на электроэнергию и затратах на подачу воды из нижнего бьефа.

При выборе системы для Саяно-Шушенской ГЭС проводилось технико-экономическое сравнение систем с забором воды насосами из НБ и системы с эжекторами, учитывались эксплуатационные затраты на потребление электроэнергии насосами и потери в случае забора воды из верхнего бьефа. В результате, получилось, что потери в случае забора воды из верхнего бьефа и затраты на потребление электроэнергии насосами почти одинаковые.

Необходимо учитывать, что насосное оборудование требует обслуживания, профилактики, ремонта. Поэтому системы ТВС, где подача воды осуществляется эжекторами и самотечные системы имеет преимущества, как по эксплуатационным затратам, так и по надежности, так как не имеют вращающихся элементов и трущихся поверхностей.

На Саяно-Шушенской ГЭС была выбрана система с применением водоструйных эжекторов большой производительности. Вопрос об экономии воды нашел свое развитие, при разработке эжектора с регулированием подачи воды в зависимости от ее температуры.

Система ТВС осуществляет охлаждение устройств технологических узлов гидроагрегата, блочных трансформаторов и кондиционеров. Схема технического водоснабжения Саяно-Шушенской ГЭС представлена на чертеже. Техническое водоснабжение ГА осуществляется от двух насосов эжекторного типа (1Э и 2Э) по правой и левой нитке.

Каждый из эжекторов, расположенных в потерне на отм. 305,25 м соединен со спиральной камерой гидроагрегата и нижним бьефом. "Острая" рабочая вода подводится из спиральной камеры (30% общего объема) и в результате эжектирования (разрежения) производится забор воды (70% общего объема) из нижнего бьефа. Конструкция и расположение эжектора Саяно-Шушенской ГЭС приведена в Приложении А, рисунок А.1 и А.2.

Суммарный максимальный расход воды на техводоснабжение одного гидроагрегата при  $t^{\circ}$  речной воды 16 $^{\circ}$ С равен 2020 м<sup>3</sup>/час.

Эжектор 1Э подает воду к теплообменникам системы охлаждения обмотки статора, маслоохладителям подпятника, подшипника генератора, подшипника турбины и уплотнению вала. Вода, прошедшая теплообменники статора, подается к маслоохладителям трансформатора.

Эжектор 2Э подает воду к воздухоохладителям генератора, и на резерв охлаждения маслоохладителей трансформаторов.

В системе ТВС трансформаторов установлено переливное устройство, предотвращающее превышение давления воды в маслоохладителях трансформаторов над статическим давлением масла в них.

На трубопроводах между эжекторами и потребителями установлены фильтры 1Ф, 2Ф с электроприводом поворотных сеток, имеющие возможности промывки фильтра во время работы гидроагрегата.

### *ТВС Тимптонской ГЭС*

Для проектируемой ГЭС была рассмотрены насосная, с забором воды из нижнего бьефа и эжекторная с забором воды из верхнего (либо с проточной части ГА) и нижнего бьефов. Провелись расчеты, для сравнения данных схем, с учетом срока службы оборудования.

Требуемые расходы:

Воздухоохладители генератора	600 м <sup>3</sup> /ч
Теплообменники статора	280 м <sup>3</sup> /ч
Маслоохладители подпятника	173 м <sup>3</sup> /ч
Маслоохладители подшипника генератора	43 м <sup>3</sup> /ч
Подшипник турбины	43 м <sup>3</sup> /ч
Уплотнение вала	14 м <sup>3</sup> /ч
Итого:	1153 м <sup>3</sup> /ч

Расчет стоимости реализации проекта с вариантами насосного и эжекторного типа (с учетом непрерывной работы 4 агрегатов и службы эксплуатации 30 лет). Расчеты приведены в таблице 9.1

Таблица 9.1 – Расчеты стоимости вариантов реализации проекта

Наименование	Эжекторы	Насосы
Капитальные затраты	Эжекторы $2,4_{\text{млн.руб}} \cdot 8_{\text{шт}} = 19,2_{\text{млн.руб}}$	Насосы $8,6_{\text{млн.руб}} \cdot 8_{\text{шт}} + 2,6_{\text{млн.руб}} (\text{САУ}) = 71,4_{\text{млн.руб}}$
Затраты на электрическую энергию	$\frac{1154_{\text{м}^3/\text{ч}}}{3600} \cdot 35\% \cdot 24_{\text{ч}} \cdot 4_{\text{АГ}} \cdot 365_{\text{дней}} \cdot 30_{\text{лет}} / 160_{\text{м}^3/\text{с}} \cdot 150000_{\text{кВт}} \cdot 0,22_{\text{руб./кВт}} = 24,32_{\text{млн.руб}}$	$128_{\text{кВт}\cdot\text{ч}} \cdot 24_{\text{ч}} \cdot 8_{\text{шт}} \cdot 365_{\text{дней}} \cdot 0,22_{\text{руб./кВт}} \cdot 30_{\text{лет}} = 59,2_{\text{млн.руб}}$
Ремонт	$0,04_{\text{млн.руб}} \cdot 8_{\text{шт}} \cdot 30_{\text{лет}} = 9,6_{\text{млн.руб}}$	$0,059_{\text{млн.руб}} \cdot 8_{\text{шт}} \cdot 30_{\text{лет}} = 14,16_{\text{млн.руб}}$
Итого	$53,12_{\text{млн.руб}}$	$144,76_{\text{млн.руб}}$

Примечание: стоимость эжекторов ТКП Силовые машины №7150101/08-2210 от 27.10.2015, стоимость насосного оборудования (Насос Wilo DCC 980 P-2) договор СШ-196-2015-95-11 1 от 05.06.2015г.

Технико-экономическое сравнение насосной и эжекторной систем.

Насосное оборудование требует обслуживания, профилактики, ремонта, тогда, как системы ТВС в которых подача воды осуществляется с помощью эжекторов имеют преимущества и по эксплуатационным затратам, и по надежности (не имеет вращающихся элементов и трущихся поверхностей).

В результате технико-экономического обоснование, высокой надежности, при максимальной эффективности и минимальных эксплуатационных затратах для проектируемой ГЭС в соответствии с СТО [38] выбираем эжекторную систему ТВС. За основу проектирования системы технического водоснабжения Тимптонской ГЭС принимаем систему Саяно-Шушенского гидроузла.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проектирование Тимптонской ГЭС будет являться важной частью для социально-экономического развития, так как близлежащие территории богаты залежами полезных ископаемых, таких как алмазное месторождение на западе республики, урановое месторождение, крупнейшее в России месторождение коксующего угля, расположенного в юго-восточной части Якутии, а так же серебряные, нефтяные, газовые, железные, оловянные, вольфрамовые и др. месторождения. В перспективе развития предусмотрено строительство горно-обогатительных комплексов по добыче полезных ископаемых.

В проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Тимптонского гидроузла на реке Тимптон, который является сооружением I класса.

В водно-энергетических расчетах была рассчитана установленная мощность Тимптонской ГЭС, равная 600 МВт и среднемноголетняя выработка 5,09 млрд. кВт·ч. Так же определена зона работы в суточных графиках нагрузки.

Определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Была построена область допустимых режимов работы по которому определены следующие напоры:

- максимальный напор  $H_{\max} = 139$  м,
- расчётный напор  $H_{\text{расч}} = 117$  м,
- минимальный напор  $H_{\min} = 87$  м.

При выборе турбин рассматривалось два варианта РО140-В и ПЛД140-В45° с различными диаметрами. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с четырьмя гидротурбинами, с номинальным диаметром рабочих колес  $D_1 = 4,25$  м.

По справочным данным для выбранной гидротурбины с синхронной частотой вращения 187,5 об/мин был подобран гидрогенератор СВ - 855/235-32 с номинальной активной мощностью 150 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема распределительного устройства на 9 присоединений (5 ВЛЭП 220 кВ, 4 блока) КРУЭ 220 кВ, две системы сборных шин с МШВ.

По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: силовые трансформаторы ТДЦ - 200000/220, трансформаторы собственных нужд ТСЗ - 2500/13,8 для ВЛЭП - сталеалюминевые провода марки АС - 240/32.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрел перечень главных защит релейной защиты и автоматики согласно ПУЭ.

Компоновка гидроузла была выбрана приплотинная. Плотина состоит из следующих частей:

- а) гравитационная водосливная плотина, материал бетон;
- б) левобережная глухая бетонная ;
- в) правобережная глухая бетонная;
- г) станционная гравитационная плотина, материал бетон;

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется носок-трамплин. Так же в качестве дополнительных были спроектированы донные отверстия водосбросной плотины, которые предусматриваются, как на период строительства, так и для дальнейшей эксплуатации.

Так же в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины.

Во избежание недопустимо больших напряжений, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, в различных частях тела бетонной плотины, она разделена на секции постоянными температурно-осадочными швами.

Произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных нагрузках. В результате расчетов коэффициент надежности составляет 1,26 при нормативном значении 1,25 для I класса сооружений. Таким образом плотина Тимптонского гидроузла отвечает всем требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают не превышают предельных значений, растягивающие напряжения отсутствуют.

Рассмотрены мероприятия по организации безопасности ГЭС. Так же перечислены мероприятия по охране окружающей среды и в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости - 82 месяца.
- себестоимость – 0,22 руб./кВт·ч
- удельные капиталовложения - 24928,33 руб./кВт

Из этого можно сделать вывод, что строительство Тимптонской ГЭС является целесообразной и экономически обоснованной.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Использование водной энергии: учебное пособие в задачах и упражнениях. В 2 ч. Ч.1.Водно-энергетические расчеты режимов ГЭС / сост. Ю.А.Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов - Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал. 2014.-108 с.
2. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю.Затеева, Б.И.Силаев; СШФ КГТУ.- Саяногорск, 2005.114с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Востока, Якутское РДУ (Республика Саха). [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа : <http://so-urs.ru/>
4. Шепелев В. В. Родниковые воды Якутии. Якутск, 1987.
5. Николаева Н.А., Ноговицын Д.Д., Салова Т.А., Пинигин Д.Д. Исследование качества состояния воды бассейна р.Тимптон// Фундаментальные исследования. – 2014. – № 9-10. – С. 2241-2245;
6. Карелин В.В., Гусев В.Н., Поляков Н.П. Из книги «50 лет геологической службы Республики Саха (Якутии)», - М., 2007;
7. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
8. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
9. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - Изд. 4-е, перераб. и доп. - Москва :Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
10. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научно-производственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». – Режим доступа: <http://www.elsib.ru/>.
11. СТО 17230282.27.140.022-2008 «Здания ГЭС и ГАЭС . Условия создания. Нормы и требования» - Введ. 30.10.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 - 42с
12. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. - Введ. 06.12.2007 - Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 - 20 с.

13. СТО РусГидро 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» - Введ. 27.12.2002 - Москва : ОАО «РусГидро», 2012 – 288с
14. СТО 56947007-29.240.014-2008 «Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35-750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750кВ» – Введ. 18.04.2008 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС », 2008 – 12 с.
15. Толстихина Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий / Л. В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2010. - 180 с.
16. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Типовые решения» - Введ. 20.12.2007 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС », 2007 – 131 с.
17. Протокол заседания Совета директоров ОАО «РусГидро» от 03 апреля 2015 № 212 – 2015 – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/corporate/board/minutes/>
18. Каталог «КРУЭ» [Электронный ресурс] // ООО «Энергомеханический завод». – Режим доступа: <http://www.energomeh.ru/>
19. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа : <http://polymer-apparat.ru>.
20. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа : <http://www.kondensator.su>.
21. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
22. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
23. ГОСТ Р 57114-2016 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно – технологичное управление» - Введ. 01.03.2017 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2017 – 19 с.
24. ГОСТ Р 56302- 2014 «Оперативно-диспетчерское управление диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.
25. ГОСТ Р 56303-2014 «Оперативно-диспетчерское управление нормальные семы электрических соединений объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.
26. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 «Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций» - Введ. 28.09.2017 – Москва : ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.
27. СНиП 2.06.06-85. Плотины бетонные и железобетонные. - М.: ФГУП

28. СНиП 2.06.04-82. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). - М.: ФГУП ЦПП, 2004.
29. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. - М.: ФГУП ЦПП, 2012.
30. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с.
31. СП 41.13330.2012 «Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений». Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва.
32. СНиП 2.06.08-87. Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Госстрой России, ГУП ЦПП, 1996
33. «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;
34. Единые сценарные условиями ОАО «РусГидро» на 2017-2042г. – Введ. 16.01.2017 – Москва : «РусГидро», 2008 – 14 с.
35. Часть вторая налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. № 117-ФЗ // Собрание законодательства Российской Федерации от 7 августа 2000 г. №32 ст. 3340.
36. «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.
37. СТО 17330282.27.140.007-2008 «Технические системы гидроэлектростанций. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования» – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 78 с.
38. СТО 17330282.27.140.014-2008 «Технические системы гидроэлектростанций. Условия создания. Нормы и требования» – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 87 с.
39. Инструкция по эксплуатации «Системы технического водоснабжения гидроагрегатов СШГЭС» – Филиал ПАО «РусГидро»-«Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С.Непорожнего»
40. В.И. Брызгалов «Из опыта создания и освоения Красноярской и Саяно- Шушенской гидроэлектростанций» Производственное издание.- Красноярск: Сибирский ИД «Суриков», 1999. — 560 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Водно - энергетический расчет

Таблица А.1 – Первая итерация

месяц	Q быт пол 90%	Q фил	Qвдхр.	Qх.сбр	Q гэс	Q н.б	Q вхк	Vнач	$\Delta V_{км^3}$	Vкон	Z ВБ нач	Z вб кон	Z Вбсред	Z нб	Н гэс	Н ГЭС	Нгарант.
9	318,0	2	80	0	398,0	400	400	12,75	0,21	12,54	535,00	534,26	534,63	396,98	136,65	468	по вхк
10	106,7	2	12	0	118,7	121	150	12,54	0,03	12,50	534,26	534,14	534,20	395,74	137,46	140	140,0
11	42,7	2	249	0	291,7	294	150	12,50	0,67	11,84	534,14	531,69	532,92	396,56	135,36	340	340,0
12	2,5	2	423	0	425,5	428	150	11,84	1,13	10,70	531,69	527,02	529,36	397,08	131,28	480	480,0
1	2,3	2	441	0	443,3	445	150	10,70	1,18	9,52	527,02	521,32	524,17	397,15	126,02	480	480,0
2	2,1	2	324	0	326,1	328	150	9,52	0,87	8,65	521,32	516,48	518,90	396,70	121,20	340	340,0
3	7,7	2	130	0	137,7	140	150	8,65	0,35	8,31	516,48	514,37	515,43	395,83	118,59	140	140,0
4	23,7	2	374	0	397,7	400	400	8,31	1,00	7,30	514,37	507,65	511,01	396,98	113,03	387	по вхк
5	1231,0	2	-733	0	398,0	400	400	7,30	-2,23	9,54	507,65	521,39	514,52	396,98	116,54	399	по вхк
6	1681,0	2	-1283	0	398,5	401	400	9,54	-3,44	12,97	521,39	535,74	528,57	396,98	130,58	448	по вхк
7	1235,0	2	-737	0	398,0	400	400	12,97	-2,24	15,21	535,74	542,37	539,06	396,98	141,08	483	по вхк
8	409,0	2	-10	0	399,0	401	400	15,21	-0,03	15,24	542,37	542,44	542,40	396,98	144,42	496	по вхк

$$\Sigma Q_{вдхр.} = -730,0$$

Таблица А.2 - Последняя итерация

месяц	Q быт пол 90%	Q фил	Qвдхр.	Qх.сбр	Q гэс	Q н.б	Q вхк	Vнач	$\Delta V_{км^3}$	Vкон	Z ВВ нач	Z вб кон	Z Всред	Z нб	Н гэс	Н ГЭС	Нгарант.
9	318,0	2	80	0	398,0	400	400	12,75	0,21	12,54	535,00	534,26	534,63	396,98	136,65	468	по ВХК
10	106,7	2	89	0	195,7	198	150	12,54	0,24	12,30	534,26	533,41	533,83	396,12	136,71	230	230,0
11	42,7	2	331	0	373,7	376	150	12,30	0,89	11,41	533,41	530,02	531,71	396,89	133,83	430	430,0
12	2,5	2	513	0	515,5	518	150	11,41	1,37	10,04	530,02	523,92	526,97	397,39	128,58	570	570,0
1	2,3	2	543	0	545,3	547	150	10,04	1,45	8,58	523,92	516,05	519,98	397,49	121,50	570	570,0
2	2,1	2	436	0	438,1	440	150	8,58	1,17	7,41	516,05	508,44	512,24	397,13	114,12	430	430,0
3	7,7	2	238	0	245,7	248	150	7,41	0,64	6,78	508,44	503,69	506,07	396,35	108,71	230	230,0
4	23,7	2	377	0	400,4	401	400	6,78	1,96	4,82	503,69	485,70	494,69	398,09	95,61	622	по ВХК
5	1231,0	2	-733	0	398,0	400	400	4,82	-2,23	7,05	485,70	505,75	495,72	396,98	97,74	335	по ВХК
6	1681,0	2	-1233	0	398,0	400	400	7,05	-3,44	10,48	505,75	526,02	515,89	396,98	117,90	404	по ВХК
7	1235,0	2	-737	0	398,0	400	400	10,48	-2,24	12,72	526,02	534,91	530,46	396,98	132,48	453	по ВХК
8	409,0	2	-10	0	399,0	401	400	12,72	-0,03	12,75	534,91	535,00	534,95	396,98	136,97	470	по ВХК

$$\Sigma Q_{\text{вдхр.}} = 0$$

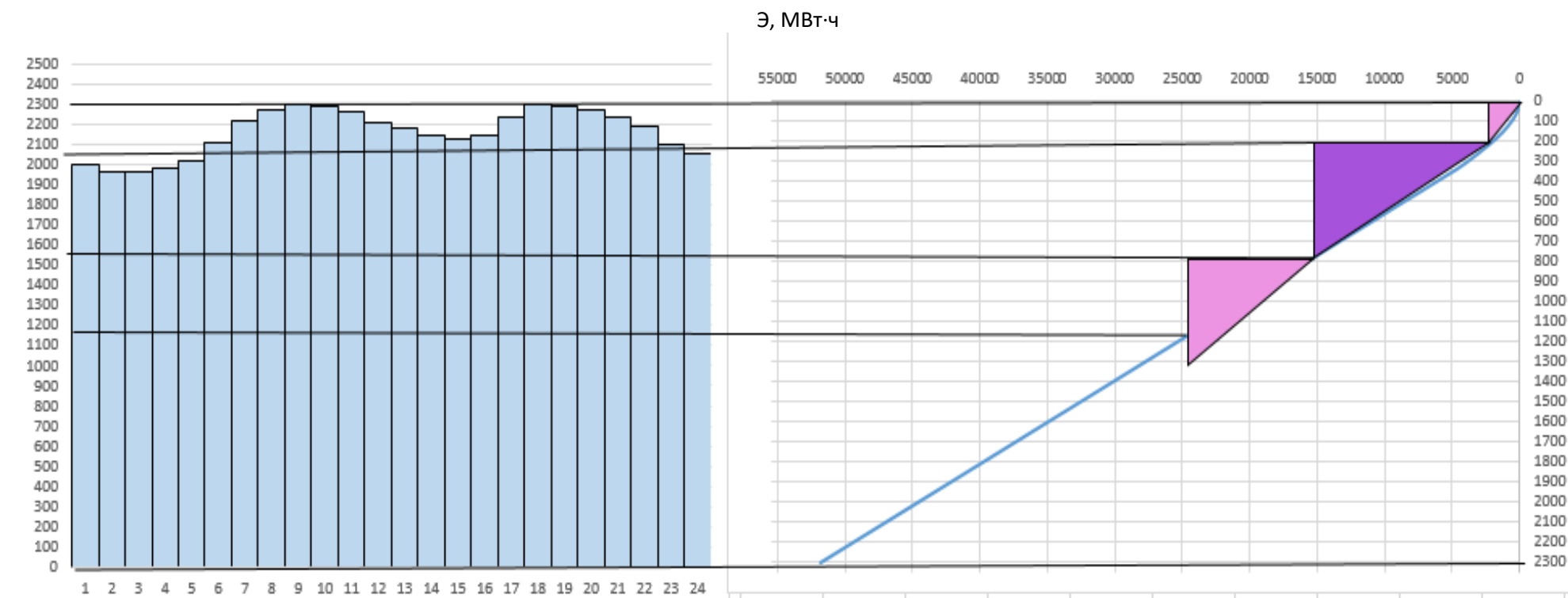
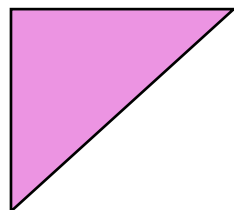
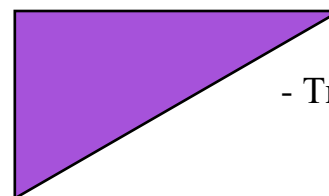


Рисунок А.1 - Суточный график нагрузки и ИКН для зимнего периода



- Вилюйская ГЭС.



- Тимптонская ГЭС



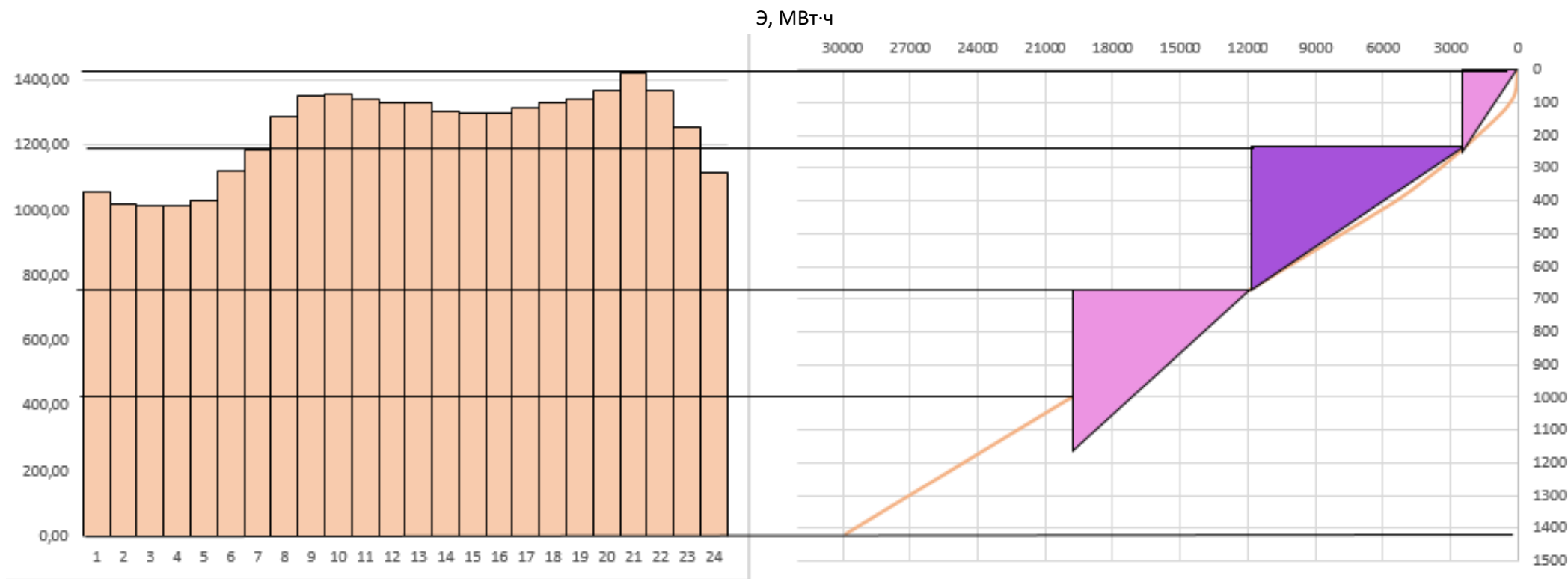


Рисунок А.2 - Суточный график нагрузки и ИКН для летнего периода

Таблица А.3 – Баланс мощности энергосистемы

месяцы	Нагрузка системы			Существующая ГЭС				Проектируемая ГЭС				ТЭЦ			
	Р МВт	Рар. МВт	Рнр. МВт	Нраб. МВт	Нар. МВт	Ннр. МВт	Нрем. МВт	Нраб. МВт	Нар. МВт	Ннр. МВт	Нрем. МВт	Нраб. МВт	Нар. МВт	Ннр. МВт	Нрем. МВт
I	2287	20	46	728	26	6	-	580	-	5	-	925	29	7	-
II	2173	19	43	728	26	6	-	520	-	5	-	925	29	7	-
III	1975	18	40	728	26	6	182	320	-	3	-	927	29	6	-
IV	1747	15	35	728	26	6	-	520	-	5	162	499	21	5	-
V	1549	14	31	728	26	6	-	370	-	3	-	451	20	5	200
VI	1434	13	29	728	26	6	-	440	-	4	-	266	15	4	305
VII	1434	13	29	728	26	6	-	475	-	4	-	231	13	4	305
VIII	1548	14	31	728	26	6	-	500	-	4	-	320	16	5	200
IX	1746	15	35	728	26	6	-	480	-	4	-	538	22	5	-
X	1975	18	40	728	26	6	-	320	-	3	-	927	29	6	-
XI	2173	19	43	728	26	6	-	520	-	5	-	925	29	7	-
XII	2287	20	46	728	26	6	-	580	-	5	-	925	29	7	-

Таблица А.4– сработка-наполнение водохранилища 50% обеспеченности

месяц	Q быт пол 50%	Q фил	Qвдхр.	Qх.сбр	Q гэс	Q н.б	Q вхк	Vнач	$\Delta V_{км^3}$	Vкон	Z ВБ нач	Z вб кон	Z Вбсред	Z нб	H гэс	N ГЭС	Nгарант.
9	419,2	2	0	0	419,2	421	400	12,75	0,00	12,75	535,00	535,00	535,00	397,06	136,54	492	по вхк
10	240,6	2	46	0	286,6	289	150	12,75	0,12	12,63	535,00	534,58	534,79	396,12	137,69	230	230,0
11	43,4	2	325	0	368,4	370	150	12,63	0,87	11,76	534,58	531,40	532,99	396,87	135,60	430	430,0
12	44,3	2	461,5	0	505,8	508	150	11,76	1,24	10,52	531,40	526,21	528,80	397,36	131,05	570	570,0
1	2,4	2	528	0	530,4	532	150	10,52	1,41	9,11	526,21	519,09	522,65	397,44	125,02	570	570,0
2	2,4	2	419	0	421,4	423	150	9,11	1,12	7,99	519,09	512,33	515,71	397,07	118,69	430	430,0
3	8,2	2	226	0	234,2	236	150	7,99	0,61	7,38	512,33	508,20	510,27	396,30	114,20	230	230,0
4	24,9	2	958	0	982,9	985	400	7,38	2,57	4,82	508,20	485,70	496,95	398,79	97,61	825	по вхк
5	1239,8	2	-800	0	439,8	442	400	4,82	-2,14	6,96	485,70	505,09	495,40	397,13	96,86	366	по вхк
6	1827,3	2	-1338,5	0	488,8	491	400	6,96	-3,59	10,54	505,09	526,30	515,70	397,30	116,99	492	по вхк
7	1920,3	2	-824	0	1096,3	1098	400	10,54	-2,21	12,75	526,30	535,00	530,65	398,83	130,41	1230	по вхк
8	976,0	2	0	0	976,0	978	400	12,75	0,00	12,75	535,00	535,00	535,00	398,59	135,00	1133	по вхк

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Основное и вспомогательное энергетическое оборудование

Таблица Б.1 - Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины РО-140-В

РО-140-В								
$D_1$	2,8	3	3,15	3,35	3,55	3,75	4	4,25
$\eta_T$	0,926	0,926	0,927	0,927	0,928	0,928	0,929	0,929
$N_{agr}$	85649,7	98390,5	108528	122820,9	138001,4	154069,6	175403,9	198126,5
$z'_{штг}$	7,01	6,10	5,53	4,89	4,35	3,89	3,42	3,03
$Z_a$	8	7	6	5	5	4	4	4
$N_{agr}, \text{МВт}$	75000	85714,3	85714,3	120000	120000	120000	150000	150000
$\Delta 1$	1,0401	1,0408	1,0413	1,0420	1,0425	1,0431	1,0437	1,0443
$n'c$	287,6	268,5	255,8	240,6	227,1	215,1	201,7	189,9
$n_{\text{синх}}$	300	272,6	272,6	250	230,8	230,8	200	187,5
$n' N_{\text{max}}$	69,9	67,9	71,4	69,6	68,1	71,9	66,4	66,1
$n' N_{\text{расч}}$	76,2	74,1	77,8	75,9	74,2	78,4	72,4	72,1
$n' N_{\text{min}}$	88,3	85,9	90,2	87,9	86,0	90,9	83,9	83,6
$Q^*_{\text{кпд расч}}$	0,794	0,791	0,717	0,740	0,791	0,709	0,778	0,782
$Q^*_{\text{кпд max}}$	0,613	0,611	0,554	0,571	0,611	0,547	0,601	0,604

Окончание таблицы Б.1

РО-140-В							
$D_1$	4,5	4,75	5	5,3	5,6	6	6,3
$\eta_T$	0,930	0,930	0,931	0,931	0,932	0,932	0,933
$N_{agr}$	222238,1	247739,1	274629,9	308734,3	344841,6	396101,3	436884,5
$z'_{штг}$	2,70	2,42	2,18	1,94	1,74	1,51	1,37
$Z_a$	3	3	3	2	2	2	2
$N_{agr}, \text{МВт}$	200000	200000	200000	300000	300000	300000	300000
$\Delta 1$	1,0449	1,0454	1,0459	1,0464	1,0469	1,0475	1,0480
$n'c$	179,4	169,9	161,5	152,4	144,3	134,7	128,3
$n_{\text{синх}}$	187,5	187,5	166,7	157,8	150	136,4	130,4
$n' N_{\text{max}}$	70,0	73,9	69,1	69,3	69,6	67,8	68,1
$n' N_{\text{расч}}$	76,3	80,5	75,4	75,6	75,9	73,9	74,2
$n' N_{\text{min}}$	88,5	93,4	87,4	87,7	88,0	85,7	86,0
$Q^*_{\text{кпд расч}}$	0,820	0,736	0,664	0,591	0,913	0,692	0,628
$Q^*_{\text{кпд max}}$	0,633	0,568	0,513	0,457	0,705	0,534	0,485

Таблица Б.2 - Результаты расчета параметров оборудования для различных  $D_1$  гидротурбины ПЛД-140 -В

ПЛД-140-В								
$D_1$	2,8	3	3,15	3,35	3,55	3,75	4	4,5
$\eta_T$	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,945
N'агр	93346,15	107213,15	118245,32	133797,72	150313,63	167793,35	190998,77	241930,64
z'штг	6,43	5,60	5,07	4,48	3,99	3,58	3,14	2,48
Z a	7	6	6	5	4	4	4	3
N агр, МВт	85,71	100,00	100,00	120,00	150,00	150,00	150,00	200
$\Delta 1$	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,0394
n'с	334,20	312,00	297,20	279,52	263,83	249,80	234,25	208,30
n синх	375,00	333,30	333,30	300,00	272,60	272,60	250,00	214,3
n' Nmax	87,50	83,31	87,46	83,70	80,58	85,10	83,23	80,229
n' Nрасч	95,38	90,80	95,33	91,23	87,83	92,76	90,72	87,45
n' Nmin	110,61	105,30	110,55	105,79	101,85	107,57	105,20	101,41
Q*кпд расч	0,79	0,92	0,84	0,89	0,99	0,89	0,78	0,820
Q*кпд max	0,61	0,71	0,65	0,69	0,76	0,68	0,60	0,633

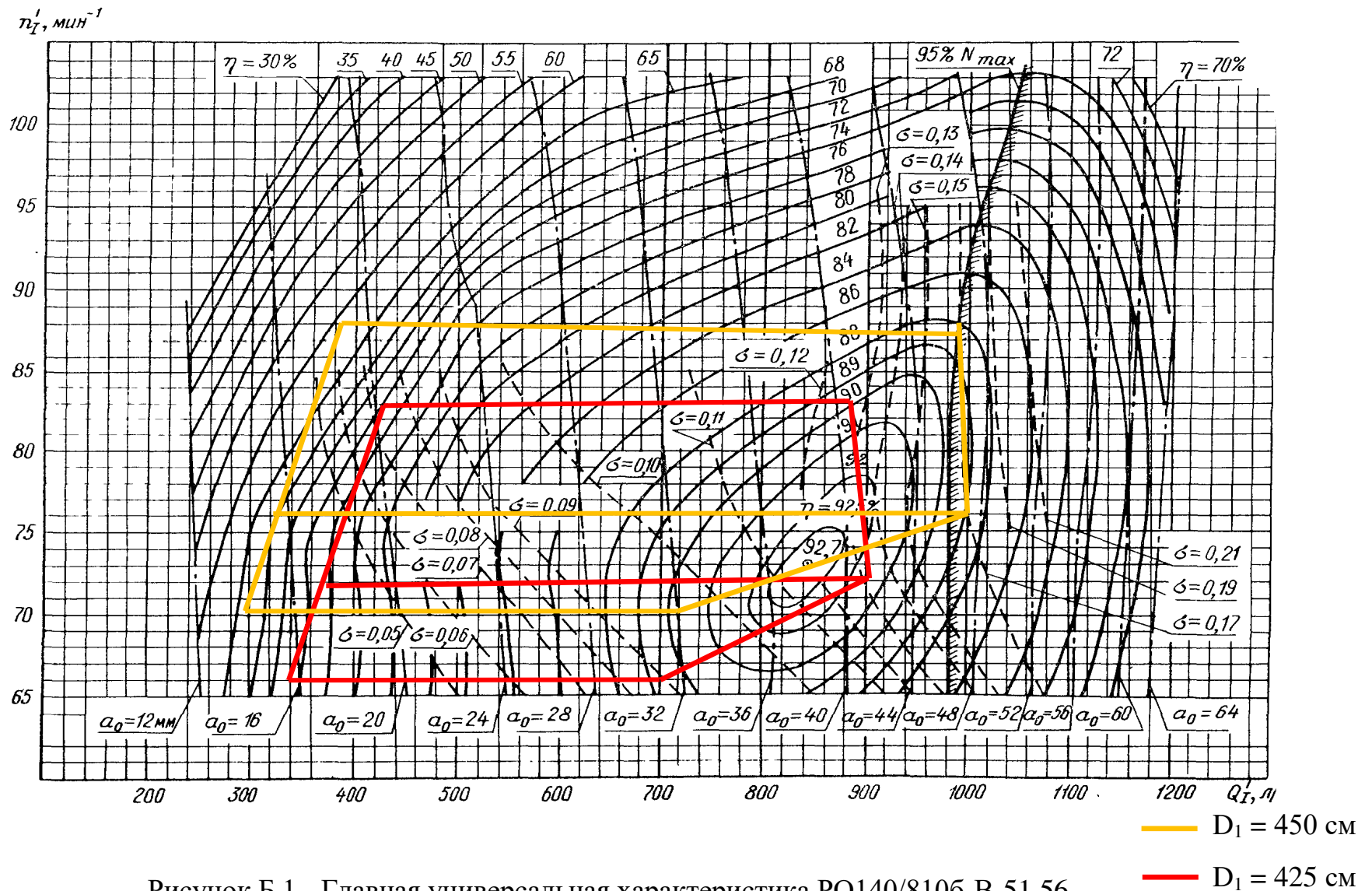
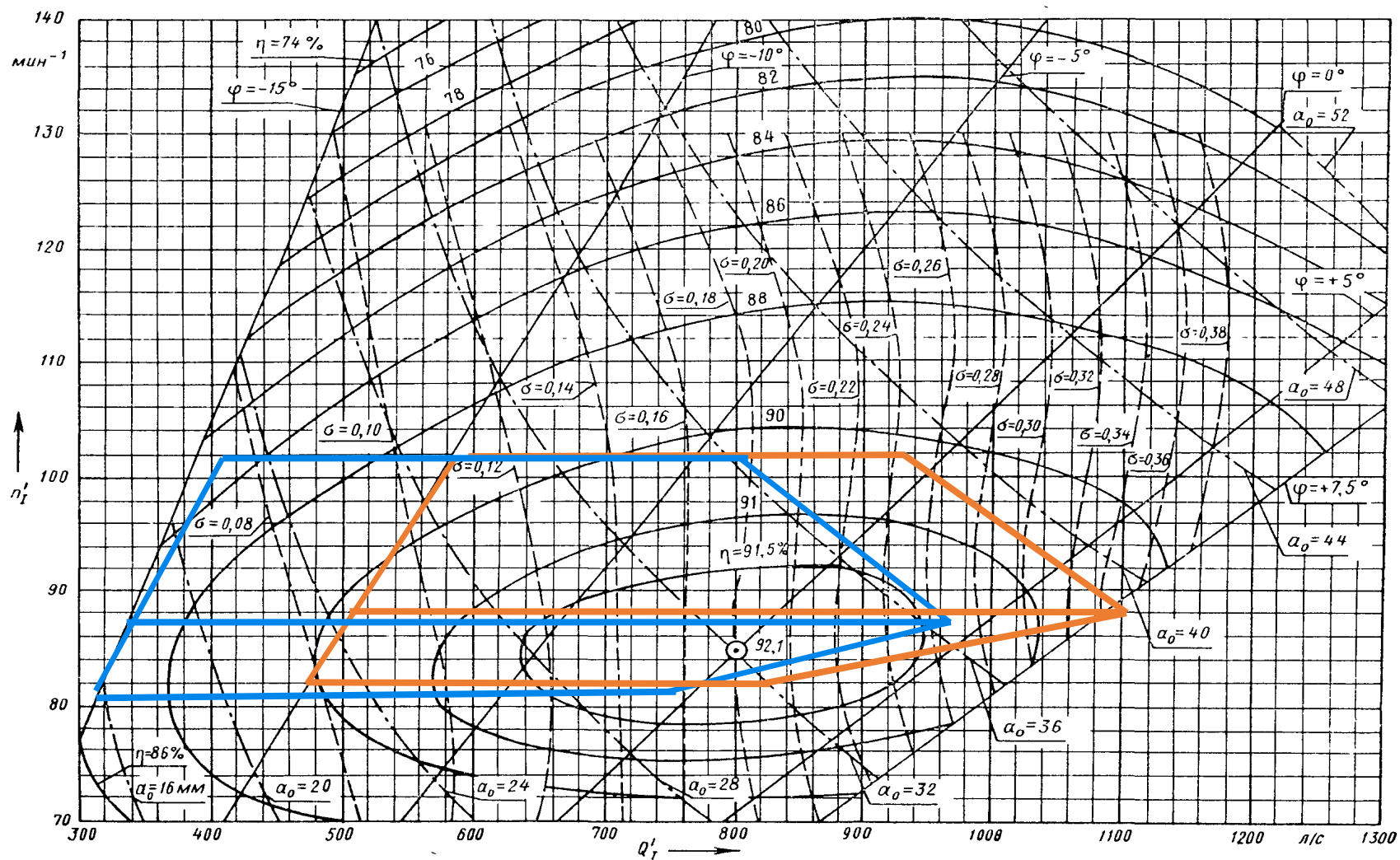


Рисунок Б.1 - Главная универсальная характеристика РО140/8106-В-51,56



— D<sub>1</sub> = 355 см

— D<sub>1</sub> = 450 см

Рисунок Б.2 - Главная универсальная характеристика ПЛД/140/2556Г-В-46

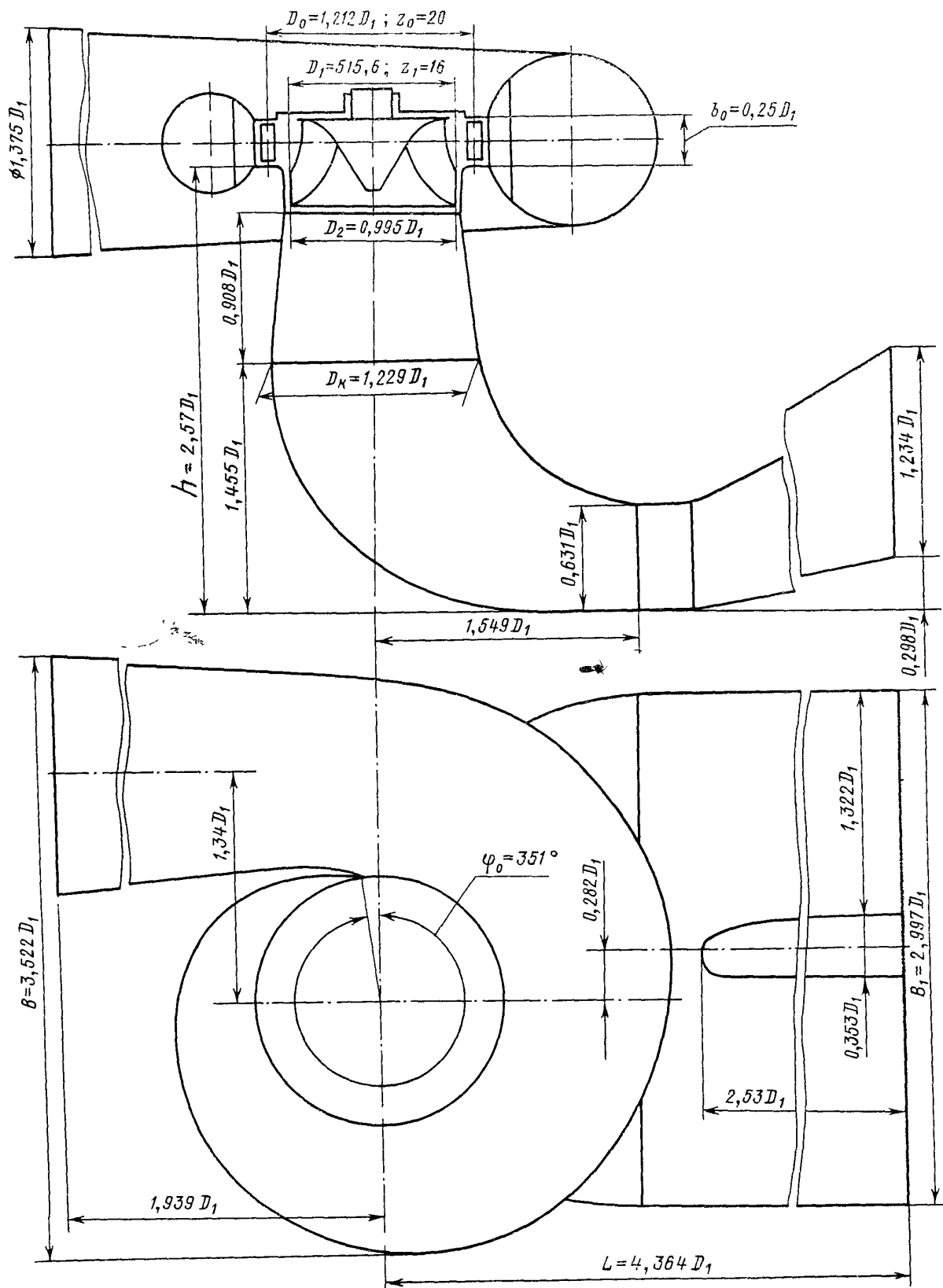


Рисунок Б.3 - Проточная часть модели гидротурбины.



Таблица Б.3– расчеты спиральной камеры.

Для круглого сечения			
$\varphi$	a	p	R
351	5,598	2,363	7,960
335	5,522	2,294	7,816
319	5,444	2,225	7,669
303	5,365	2,154	7,519
287	5,283	2,082	7,365
271	5,198	2,009	7,207
255	5,111	1,934	7,045
239	5,020	1,857	6,877
223	4,926	1,779	6,704
207	4,826	1,698	6,524
191	4,721	1,614	6,335
175	4,608	1,528	6,137
159	4,486	1,439	5,924

Окончание таблицы Б.3.

Для эллиптического сечения			
$\varphi$	$p_1$	R	$p_2$
143	1,7631	5,69	1,165
127		5,45	1,019
111		5,2	0,866
95		4,93	0,701
79		4,65	0,530
63		4,36	0,353
47		4,05	0,164

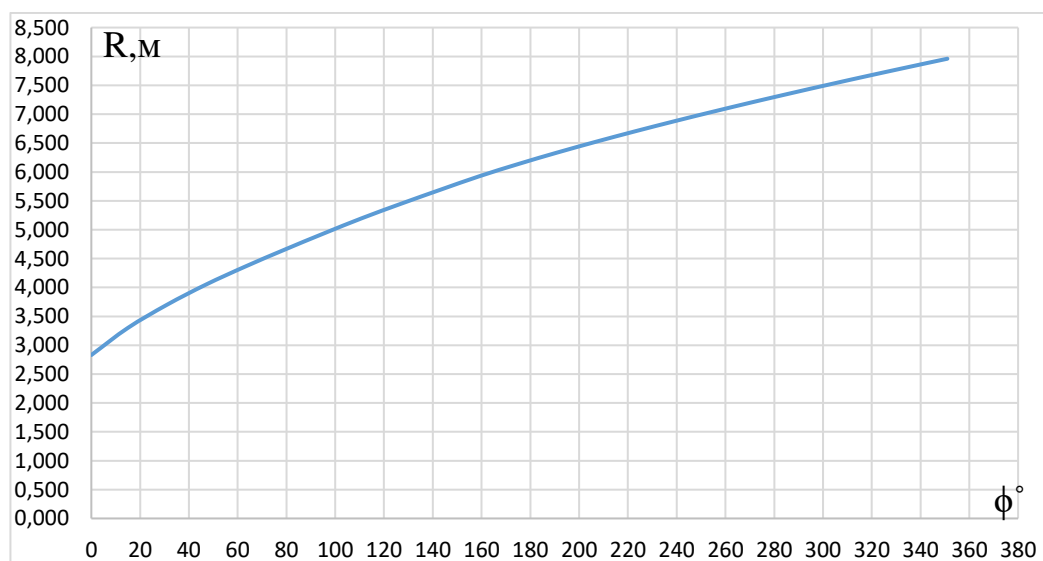


Рисунок Б.4 - Изменение наружного радиуса спиральной камеры  $R = f(\varphi)$

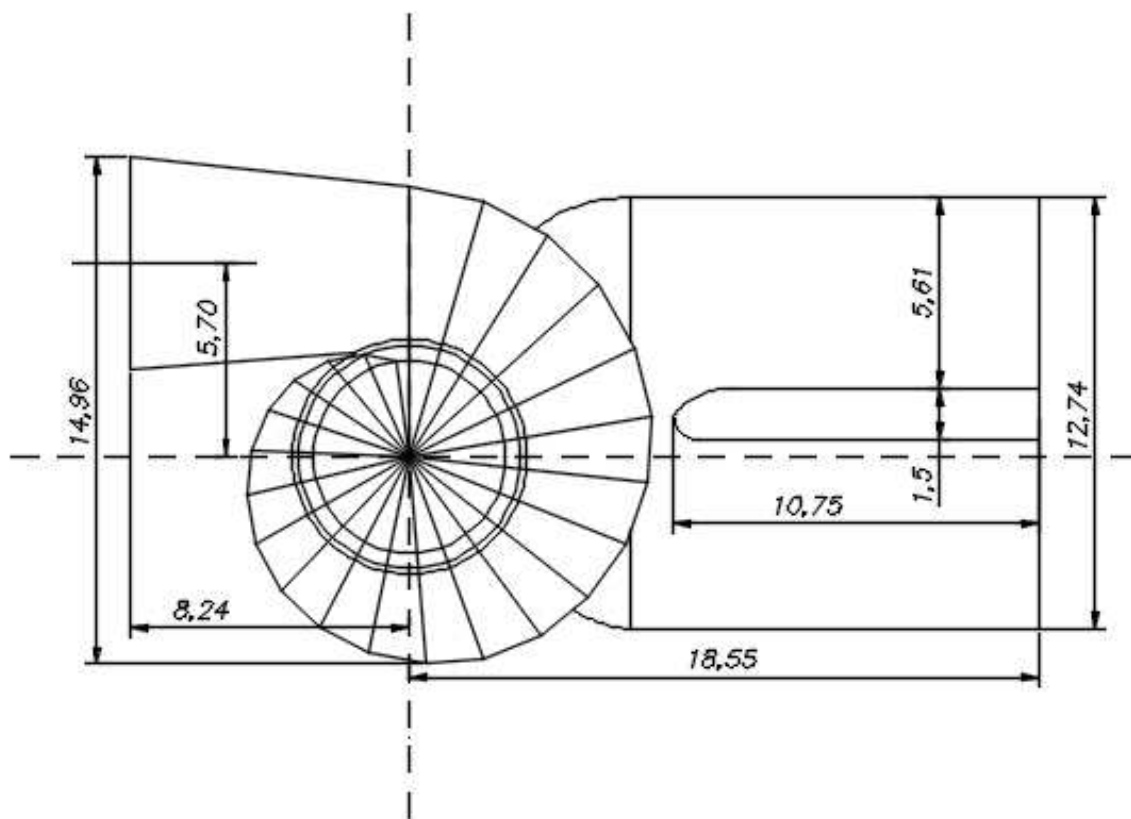


Рисунок Б.5 - План спиральная камера

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Релейная защита и автоматика

Таблица В.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	IΔG	Ток срабатывания, I <sub>ср.0</sub>	0,15 · I <sub>Н</sub>	0,69 А	
		Коэффициент торможения, K <sub>T</sub>	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I <sub>нт</sub>	0,5 · I <sub>Н</sub>	2,31 А	
		Тормозной ток, В	1,5 · I <sub>Н</sub>	6,93 А	
ЗЗГ	U <sub>0</sub>	t <sub>1</sub>	U <sub>01G</sub>	-	5 В
		t <sub>2</sub>	U <sub>02G</sub>	-	10 В
		t <sub>3</sub>	U <sub>0G</sub>	-	15 В
	U <sub>03</sub>	Коэффициент торможения, K <sub>T</sub>	1,2	-	
ЗПН	U >	2 ступень	U <sub>ср2</sub>	1,4 · U <sub>Н</sub>	140 В
		1 ступень	U <sub>ср1</sub>	1,2 · U <sub>Н</sub>	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I <sub>2</sub>	СО	I <sub>2СИГН</sub>	0,07 · I <sub>Н</sub>	0,32А
		ПО	I <sub>2ПУСК</sub>	0,15 · I <sub>Н</sub>	0,69 А
		ОТС I	I <sub>2с.з.</sub>	0,28 · I <sub>Н</sub>	1,29 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I <sub>1</sub>	СО	I <sub>СИГН</sub>	1,07 · I <sub>Н</sub>	4,94 А
		ПО	I <sub>1ПУСК</sub>	1,1 · I <sub>Н</sub>	5,08 А
		ОТС	I <sub>1ОТС</sub>	1,224 · I <sub>НОМ</sub>	5,65 А
ДЗ	Z <	1 ступень	Z <sub>I</sub>	0,103	0,111 Ом
		2 ступень	Z <sub>II</sub>	0,35	0,38 Ом
Защита ротора от перегрузки	I <sub>p</sub>	СО	I <sub>p СИГН.</sub>	1,07 · I <sub>НОМ.Р</sub>	3,58 А
		ПО	I <sub>p ПУСК.</sub>	1,1 · I <sub>НОМ.Р</sub>	3,69 А
		Отсечка	I <sub>p ПУСК.</sub>	2,19 · I <sub>НОМ.Р</sub>	7,34 А

Таблица В.2 - Матрица отключений защит

Действие		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал	
Защиты									
Наименование	Обозначение								
Диф. Защита продольная	ИДГ	+	+	+	+				
ЗЗГ	U <sub>0</sub>	t <sub>1</sub>						+	
		t <sub>2</sub>					+		
		t <sub>3</sub>	+	+	+				
	U <sub>0</sub>	t	+	+	+				
ЗПН	U >	1 ступень t <sub>1</sub>	+	+					
		2 ступень t <sub>2</sub>	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I <sub>2</sub>	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС I	t <sub>1</sub>				+		
			t <sub>2</sub>	+	+				
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I <sub>1</sub>	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС	t <sub>1</sub>				+		
			t <sub>2</sub>	+	+				
ДЗ	Z <	1 ступень	t <sub>1</sub>				+		
			t <sub>2</sub>	+	+	+			
		2 ступень	t <sub>1</sub>				+		
			t <sub>2</sub>	+	+				
Защита ротора от перегрузки	I <sub>p</sub>	СО						+	
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Компоновка гидроузла, выбор типа и расчет основных сооружений

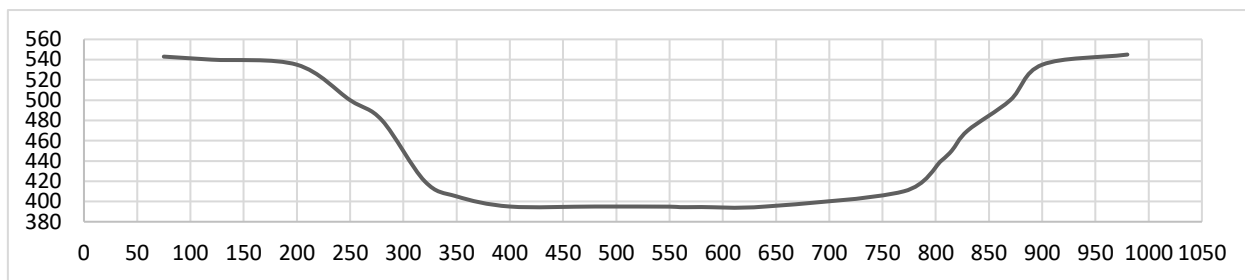


Рисунок Г.1 – Геологический разрез по створу реки Тимптон

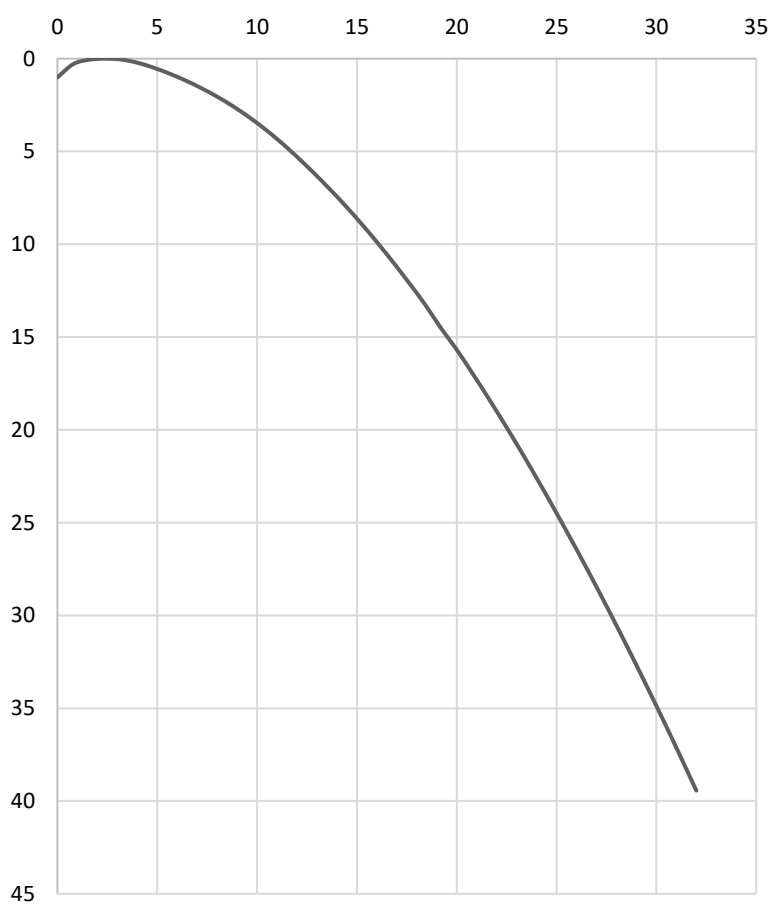
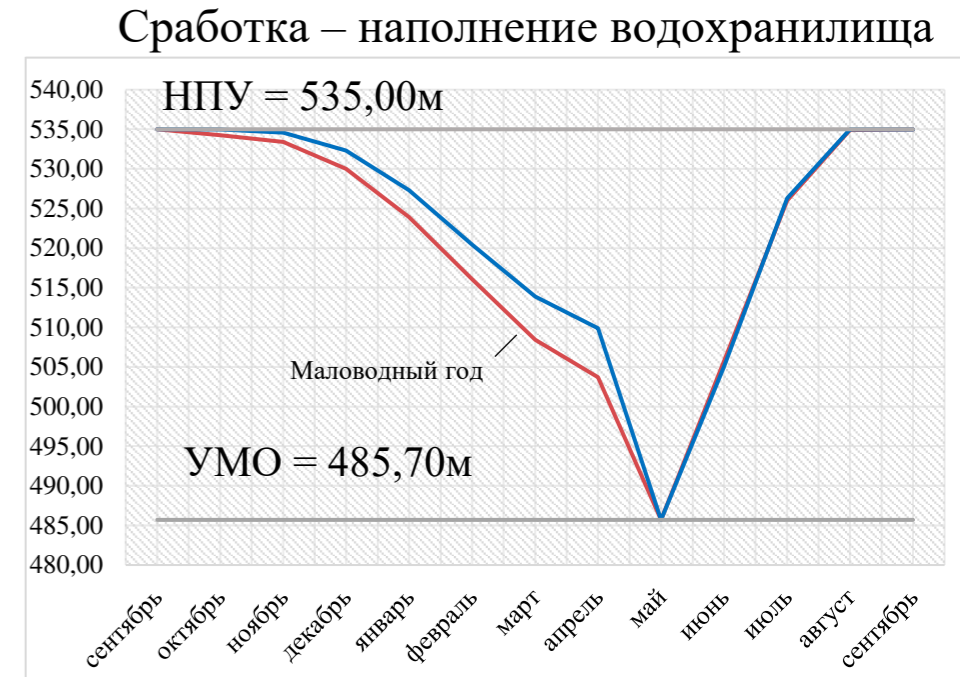
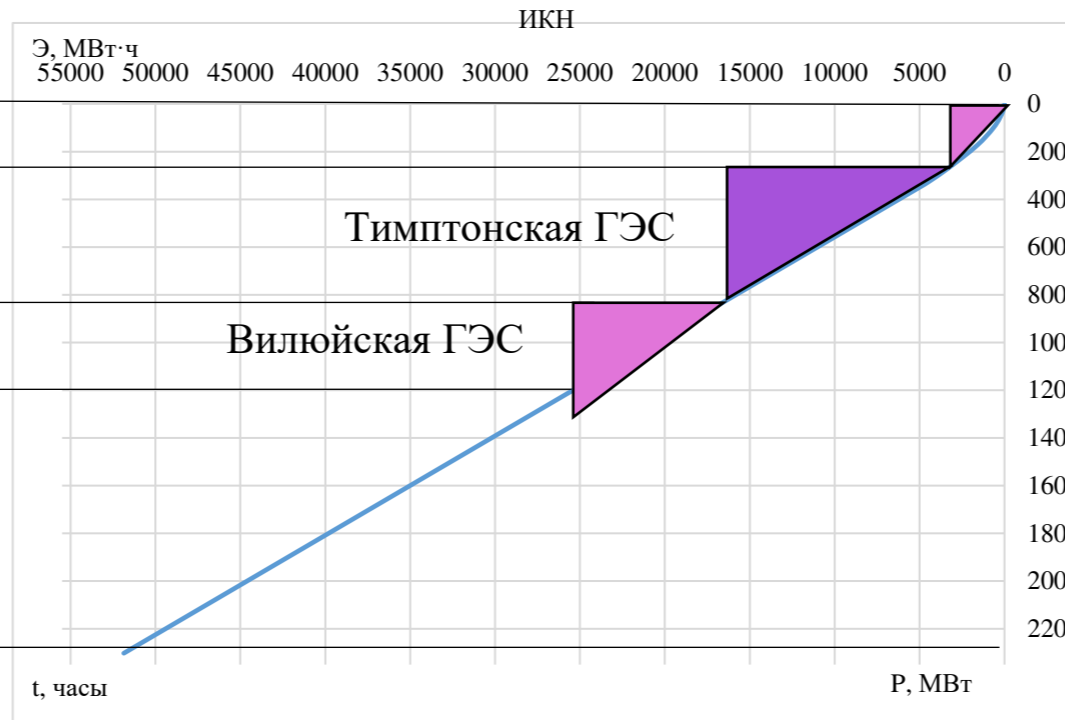
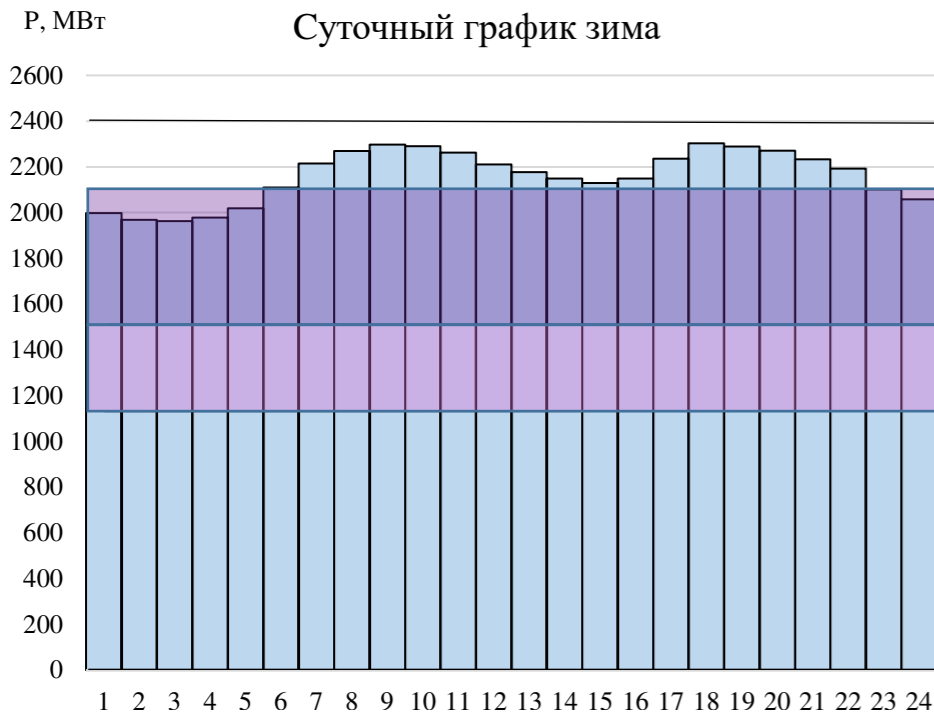


Рисунок Г.2 - Оголовок безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора  $H_{ст} = 8$  м

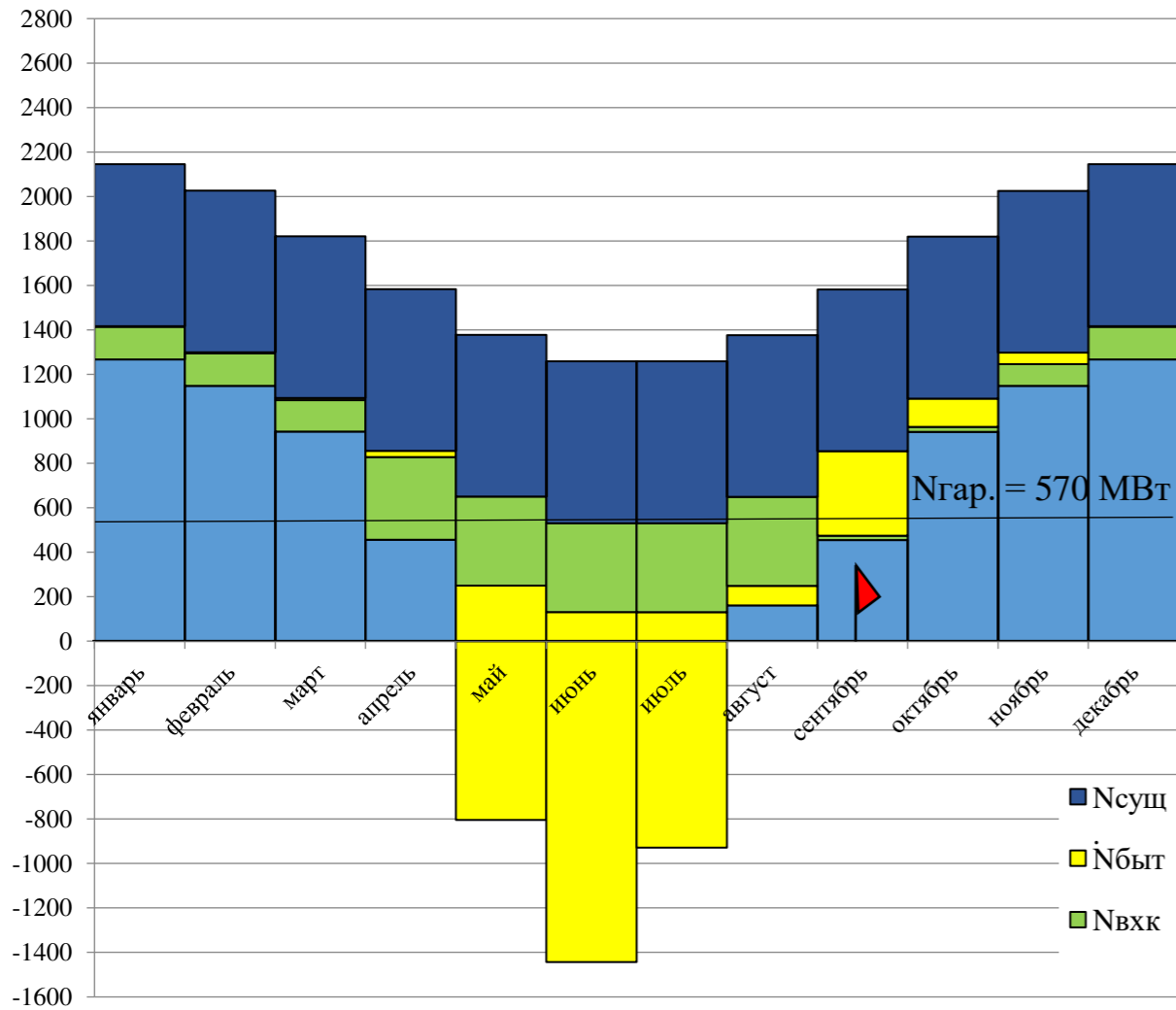
# Водно- энергетические показатели Тимптонской ГЭС

$N_{уст.} = 600 \text{ МВт.}$

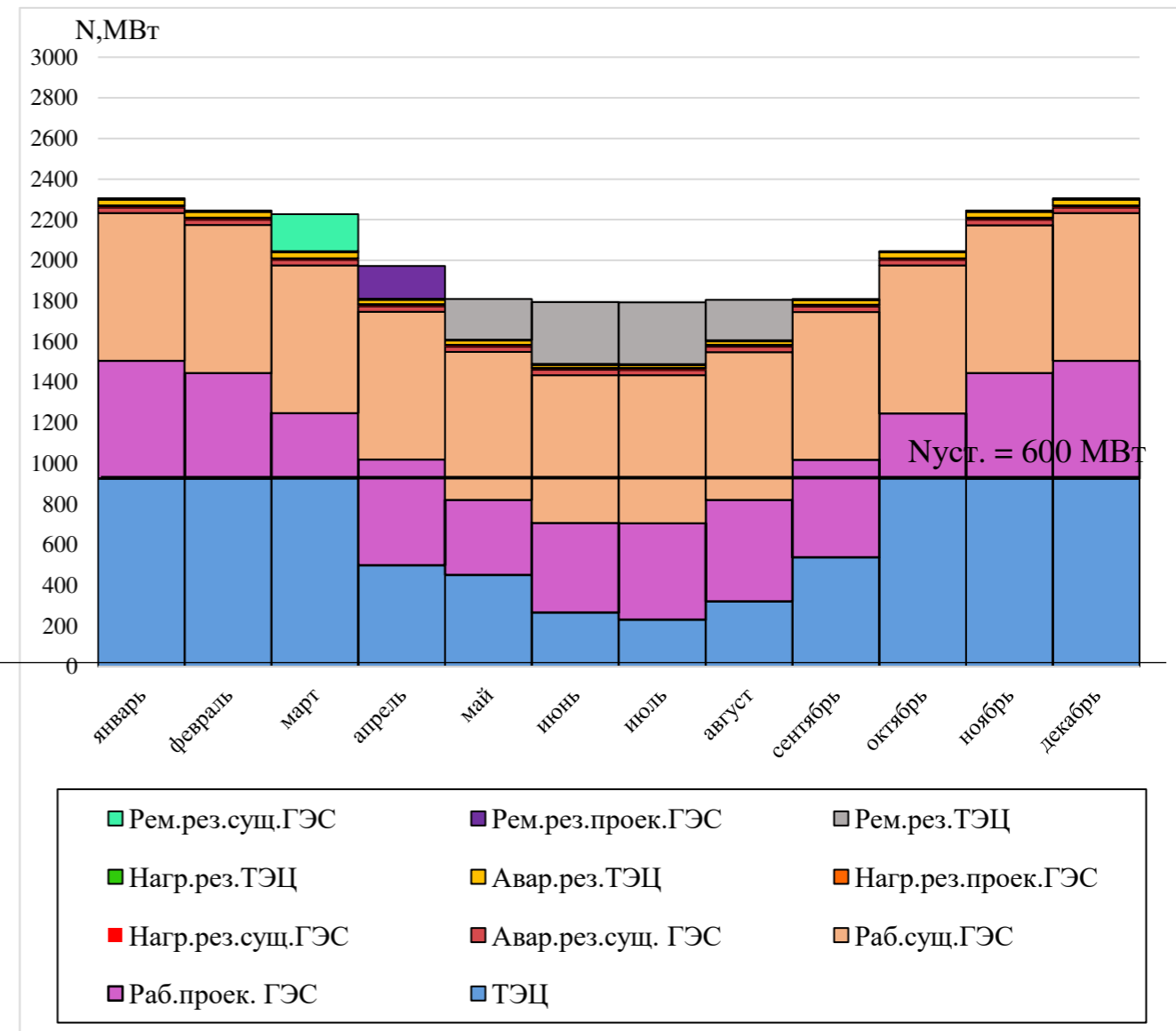
$\bar{E}_{мн.} = 5,09 \text{ млрд. кВт} \cdot \text{ч}$



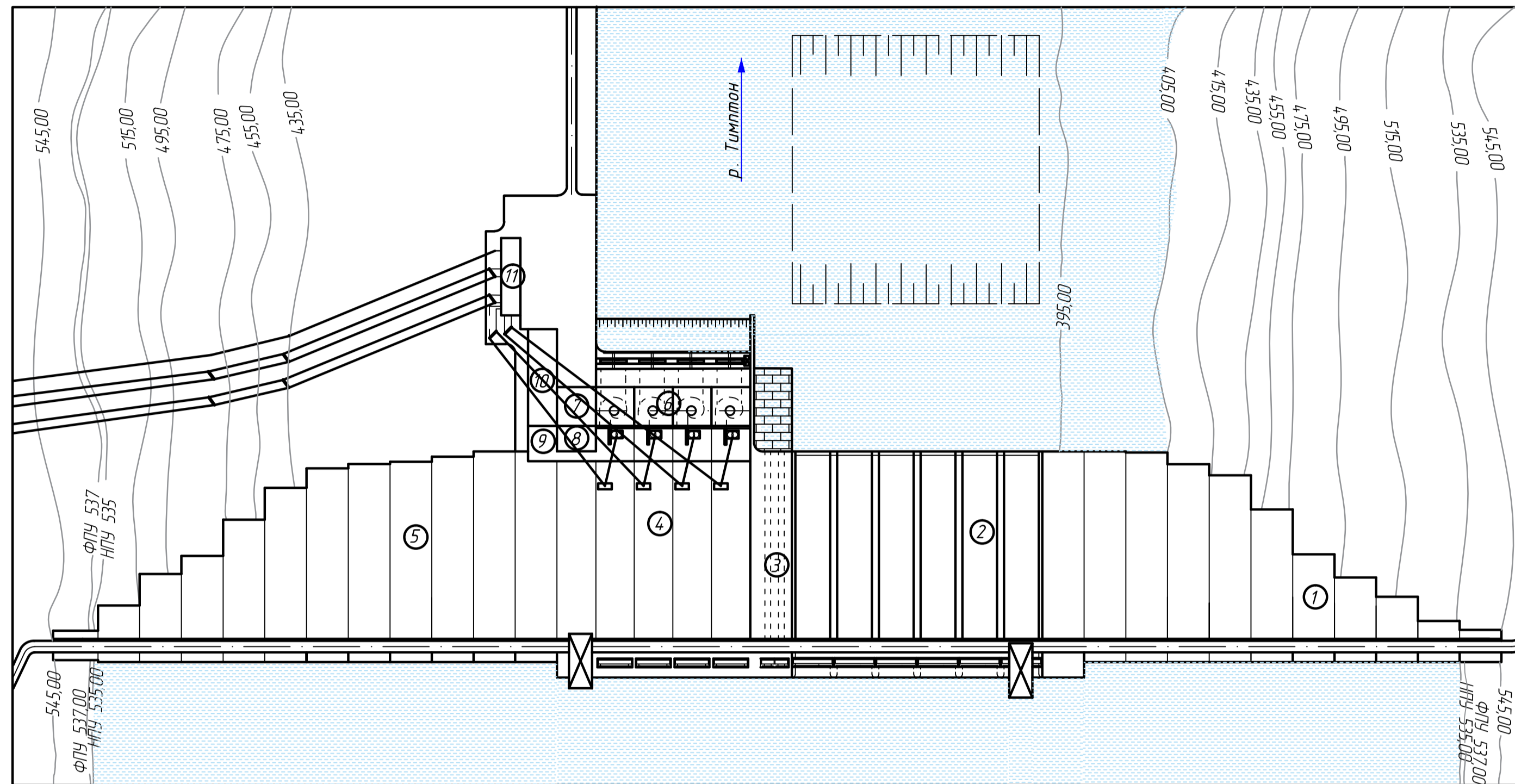
## Баланс энергии



## Баланс мощности



# Генеральный план М 1:2000



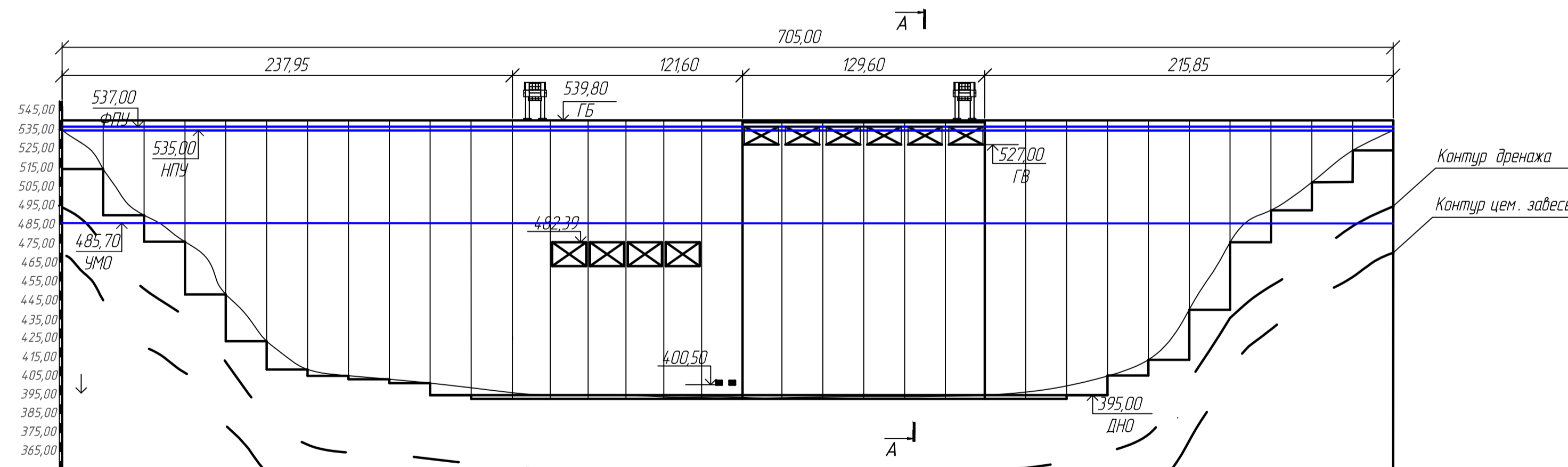
## Экспликация зданий и сооружений

№	Наименование
1	Правобережная глухая бетонная плотина
2	Бетонная водосливная плотина
3	Глубинный водосбор
4	Стационарная часть бетонной плотины
5	Левобережная глухая бетонная плотина
6	Машинный зал
7	Монтажная площадка
8	Центральный пульт управления
9	Трансформаторная мастерская
10	Административное здание
11	Здание КРУЗ 220 кВ

## Условные обозначения

- трансформатор
- гидроагрегат
- поверхность воды
- автодорога
- крановой кран

## Вид с верхнего бьефа 1-1



## Ведомость состава проекта

№	Обозначение	Наименование
1	ВКР-13.03.02-14.01646-ГП	Генеральный план. Вид с верхнего бьефа
		Ведомость состава проекта
2	ВКР-13.03.02-14.01646-ГР1	Поперечный разрез по стационарной части и зданию ГЭС.
3	ВКР-13.03.02-14.01646-ГР2	Поперечный разрез стационарной части
4	ВКР-13.03.02-14.01646-ГР3	Поперечный разрез по водосливной плотине
5	ВКР-13.03.02-14.01646-ГР4	Этапы напряжений и нагрузки действующие на водосливную плотину
6	ВКР-13.03.02-14.01646-ЭС1	Главная электрическая схема
7	ВКР-13.03.02-14.01646-ЭС2	Релейная защита и автоматика
8	ВКР-13.03.02-14.01646-ПЗ	Пояснительная записка

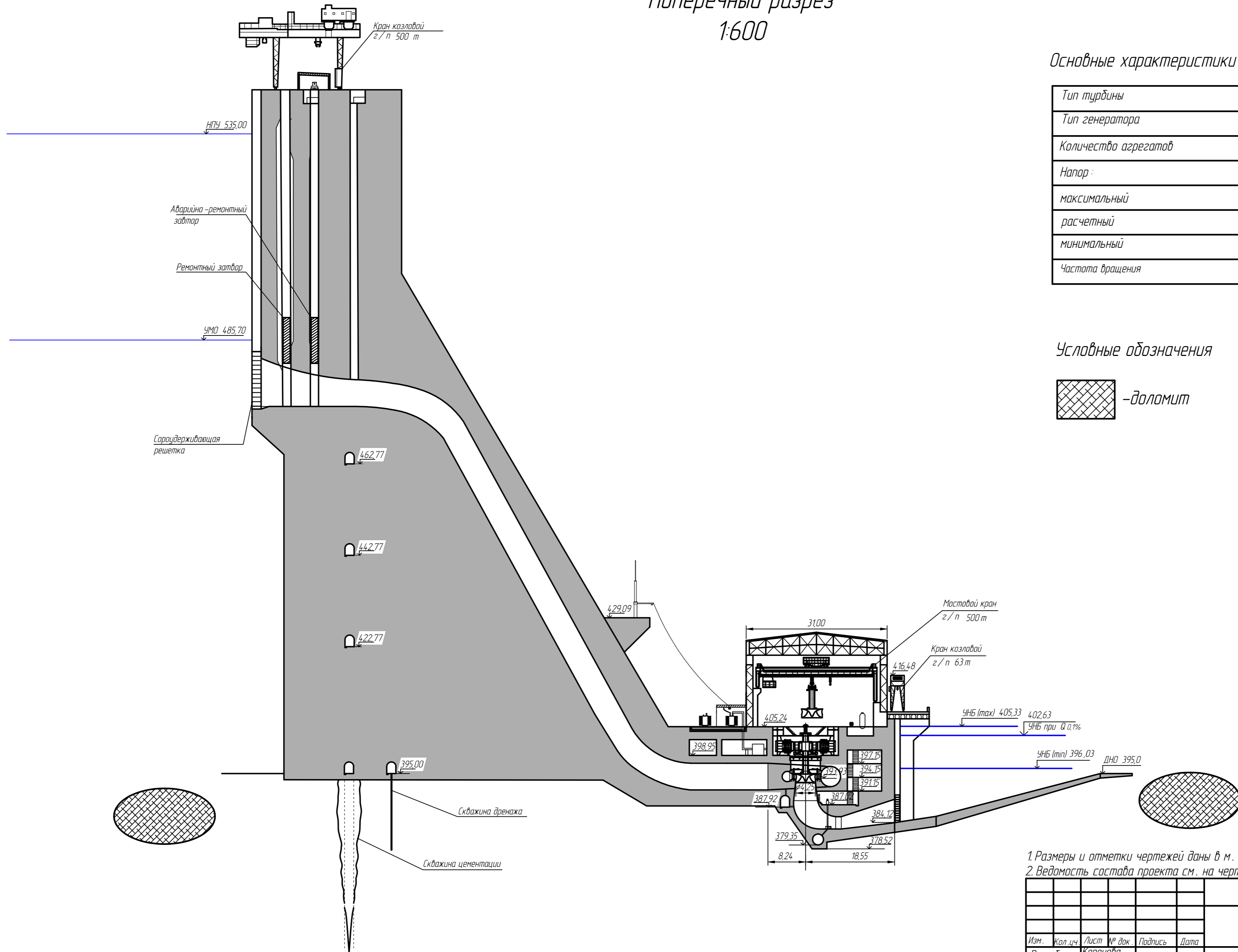
ВКР-13.03.02-14.01646-ГП						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета		
Изм.	Кол. ич.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Студия	Лист	Листов
Разработ		Коренева				Проектирование Тимпанской ГЭС на р.Тимпан	1	1
Провер		Ульянова				Поперечный разрез по водосливной плотине		
Начитр								Кафедра ГТЭС
Элтб								

Копировал

Формат А1

# Разрез по стационарной части и зданию ГЭС

Поперечный разрез  
1:600



## Основные характеристики гидроагрегатов

Тип турбины	PO 140-B-425
Тип генератора	СВ - 855/235-32
Количество агрегатов	4
Напор:	
максимальный	139
расчетный	117
минимальный	87
Частота вращения	187,5 об / мин

## Условные обозначения



1. Размеры и отметки чертежей даны в м.
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-14.01646-ГП

					<b>ВКР -13.03.02-14.01646- ГП1</b>				
					Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета				
Изм.	Кол. чч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Проектирование Тимпанской ГЭС на р.Тимпан	Стадия	Лист	Листов
Разраб.								1	1
Провер.									
Т.контр.									
Н.контр.									
Утв.						Разрез по стационарной части и зданию ГЭС.	Кафедра ГГЭС		

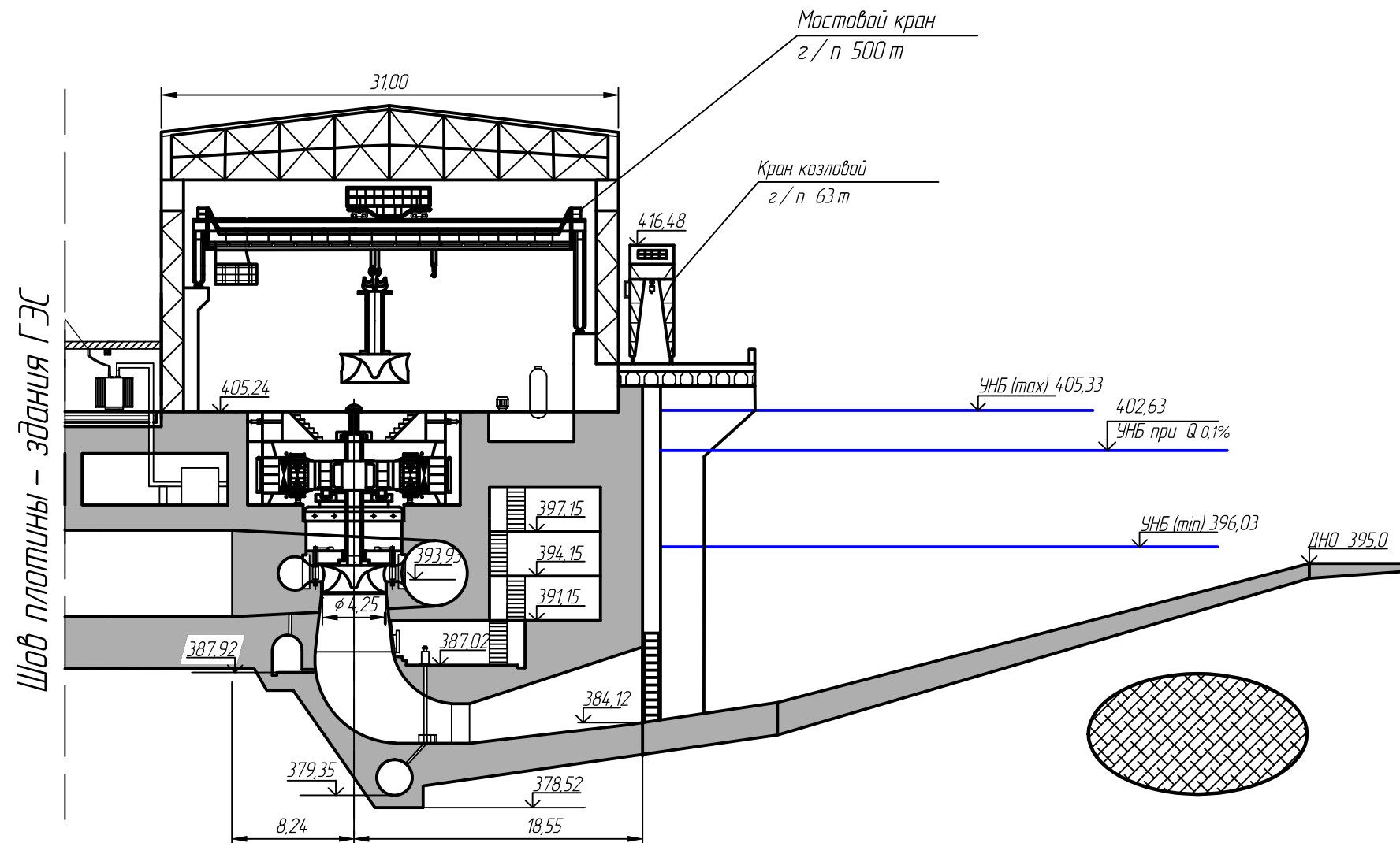


# Разрез по станционной части

Поперечный разрез

1:400

Условные обозначения



1. Размеры и отметки чертежей даны в м.

2. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-14.01646-ГП

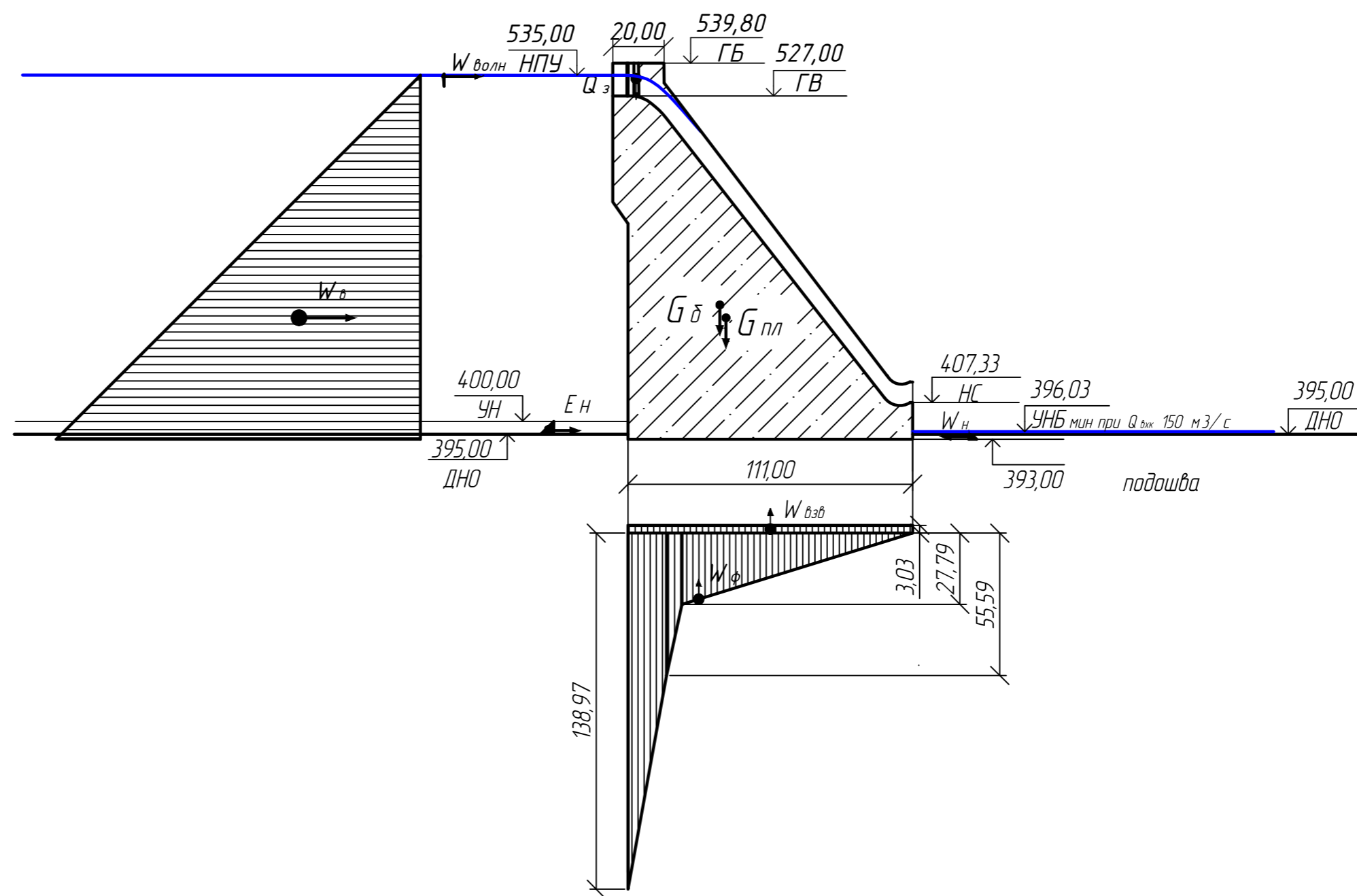
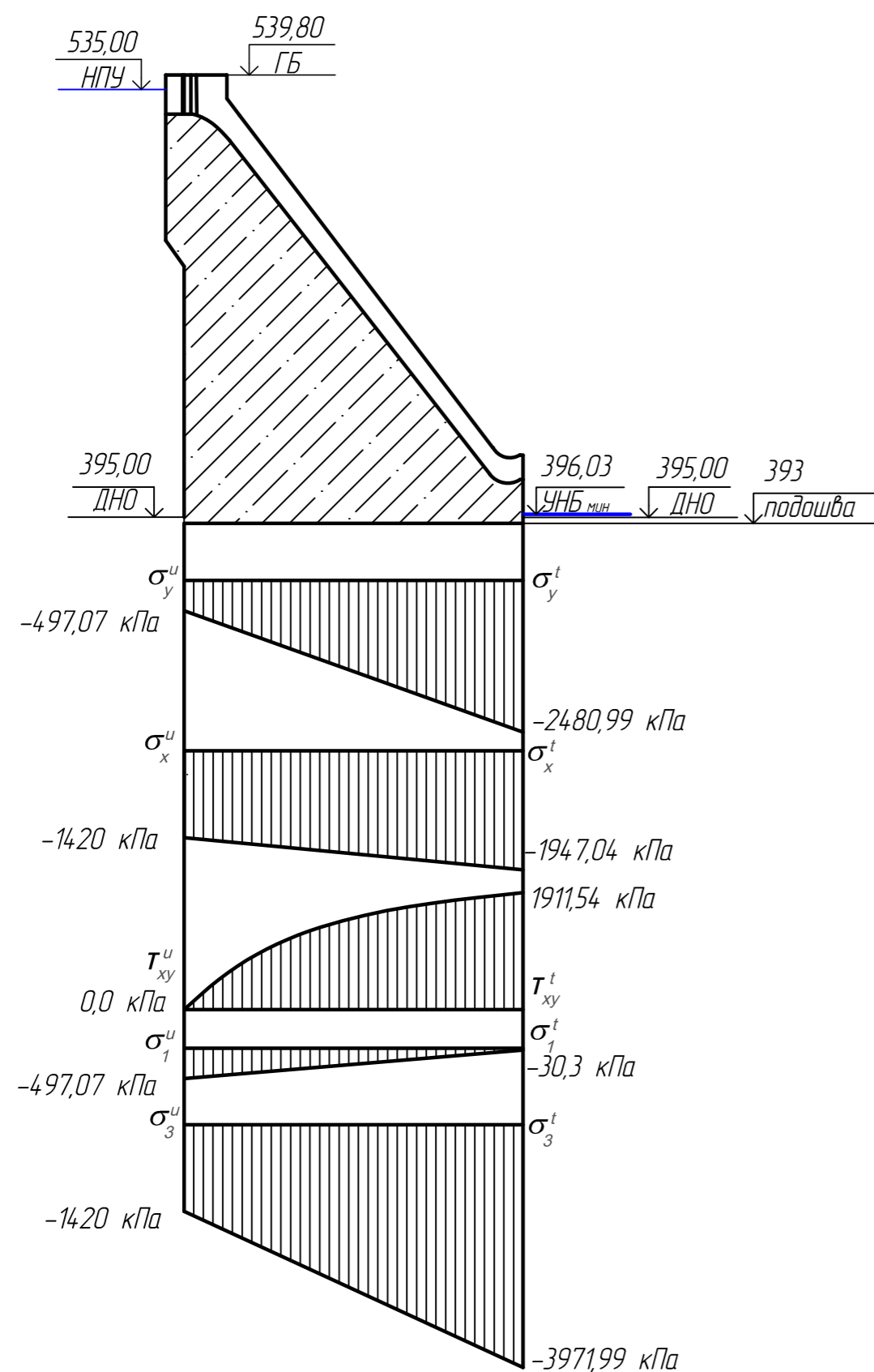
						ВКР-13.03.02-14.01646-ГР2				
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Проектирование Тимптонской ГЭС на р.Тимптон	Стадия	Лист	Листов	
Разраб.		Каренева							1	1
Провер.		Масленникова								
Т.контр.										
Н.контр.						Разрез по зданию ГЭС	Кафедра ГГЭЭС			
Утв.										



# Масштаб 1:2000

Эпюры напряжений в сечении на отметке 320 м,  
в 1 мм 100 кПа

Нагрузки, действующие на водосливную плотину.



Нагрузки, действующие при НПУ

Значения сил и их плечей		
Обоз-е	Сила, кН	Плечо, м
G <sub>пл</sub>	157053,34	17,18
G <sub>д</sub>	36034,34	19,59
q <sub>з</sub>	58,40	54,38
W <sub>в</sub>	98904,42	47,33
W <sub>н</sub>	45,03	1,00
W <sub>взв</sub>	3299,39	0,00
W <sub>ф</sub>	24564,24	27,88
E <sub>н</sub>	73,54	1,67
W <sub>волн</sub>	3,90	139,51

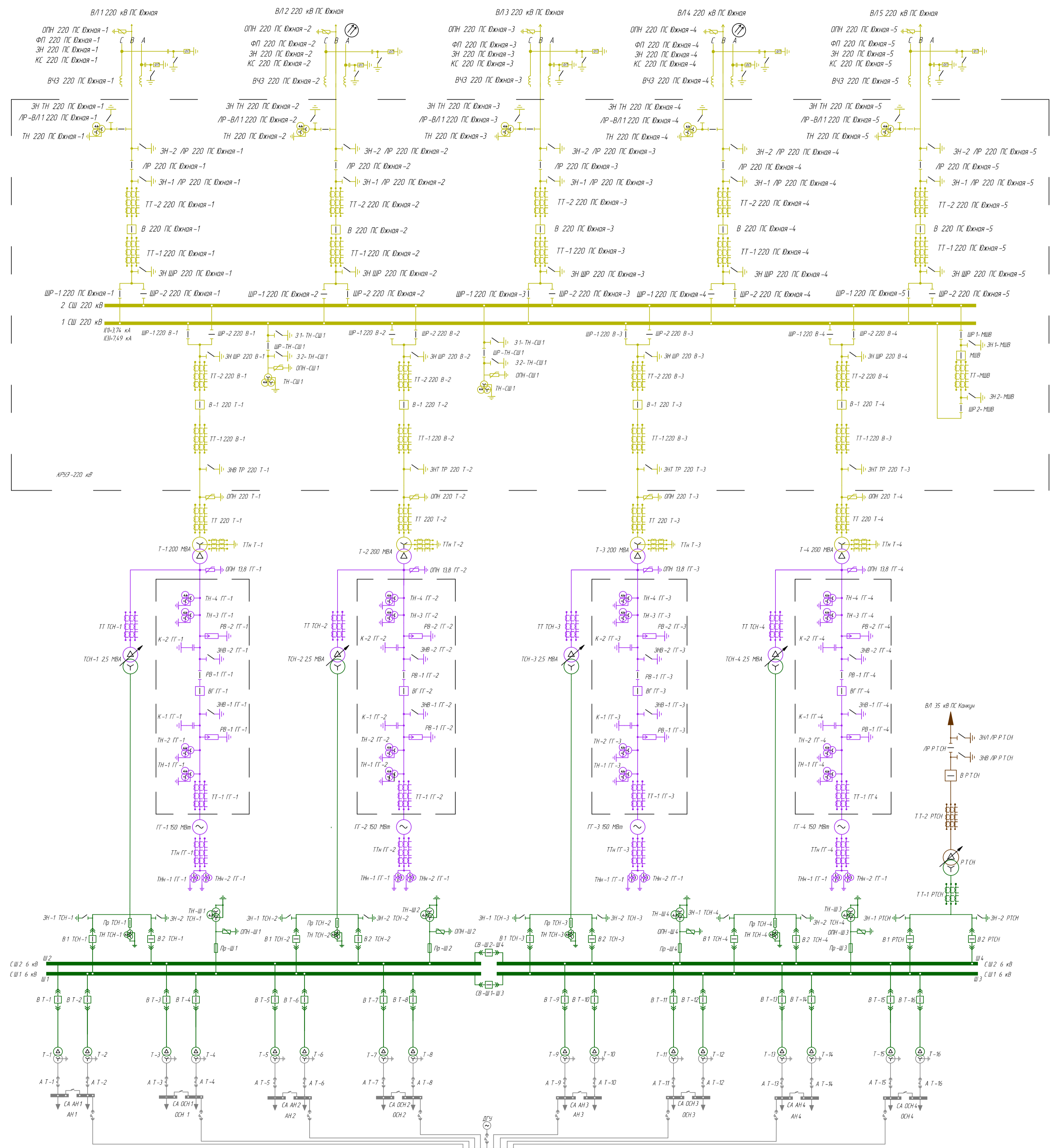
1. Размеры и отметки чертежей даны в м.
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-1401646-ГП

<b>ВКР-13.03.02-1401646-ГР4</b>					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Каренева				
Провер.	Лыдина				
Т.контр.					
Н.контр.					
Утв.					
Проектирование Тимптонской ГЭС на р.Тимптон				Стация	Лист
Напряжения и нагрузки действующие на водосливную плотину				1	1
Кафедра ГГЭС					

Согласовано

Инв. № подл. Подпись и дата Взам. инв. №

Диспетчерское наименование	ВЛ 220 кВ Тимптонская ГЭС-ПС Южная-1	ВЛ 220 кВ Тимптонская ГЭС-ПС Южная-2	ВЛ 220 кВ Тимптонская ГЭС-ПС Южная-3	ВЛ 220 кВ Тимптонская ГЭС-ПС Южная-4	ВЛ 220 кВ Тимптонская ГЭС-ПС Южная-5
Конструкция фаз линии	АС 240/32	АС 240/32	АС 240/32	АС 240/32	АС 240/32



ОПН -220/1000/154
Фильтр присоединений ФПМ-Рс-3200
Высококачественный зарядитель ВЗ-630-0,25
Заземлитель ЗР-220-УХЛ11 рубящего типа
КР43 ЯТ-220
Заземляющий наж рубящего типа 220 кВ
Встроенный трансформатор напряжения 220 кВ
Разъединитель линейный 220 кВ
Заземляющий наж рубящего типа 220 кВ
Разъединитель линейный 220 кВ
Заземляющий наж рубящего типа 220 кВ
Трансформатор тока встроенный 220 кВ
Выключатель элегазовый баконый 220 кВ 50 кА
Трансформатор тока встроенный 220 кВ
Заземляющий наж рубящего типа 220 кВ
Разъединитель шинный 220 кВ
Сборные шины 220 кВ
Разъединитель шинный 220 кВ
Заземляющий наж рубящего типа 220 кВ
Трансформатор тока встроенный 220 кВ
Выключатель элегазовый баконый 220 кВ 50 кА
Трансформатор тока встроенный 220 кВ
Заземляющий наж рубящего типа 220 кВ
ОПН -220/1000/154
Трансформатор тока ТТ/220-1-600/1
Трансформатор силовой ТЩ-200000/220
ОПН -13,8 кВ с полимерной изоляцией
Генераторный комплекс РКСГФ
Трансформатор тока 13,8 кВ
Трансформатор напряжения встроенный 13,8 кВ
Конденсатор 13,8 кВ
Разрядник 13,8 кВ
Заземляющий наж рубящего типа 13,8 кВ
Разъединитель линейный 13,8 кВ
Выключатель вакуумный 13,8 кВ
Заземляющий наж рубящего типа 13,8 кВ
Конденсатор 13,8 кВ
Разрядник 13,8 кВ
Трансформатор напряжения встроенный 13,8 кВ
Трансформатор тока 13,8 кВ
Генератор СВ 855/235-32 150 МВт, 13,8 кВ, 187,5 об/мин
Трансформатор тока нулевой последовательности
Трансформатор напряжения нулевой последовательности
Заземляющий наж рубящего типа 6 кВ
Плазменный предохранитель ПН 001 6 кВ
ОПН -6 кВ
Выключатель 6 кВ
Секции 6 кВ
Собственные нужды 6 кВ
Выключатель 6 кВ
Секции 0,4 кВ

Трансформатор собственных нужд ТСЗ 2500-13,8
Заземлитель 35 кВ
Разъединитель 35 кВ
Заземлитель 35 кВ
Выключатель 35 кВ
Трансформатор тока 35 кВ
Резервный трансформатор собственных нужд ТМН 10000-35 У1
Трансформатор тока 6 кВ
ТОЛН-6 0,25, 0,2, 0,35, 0,5

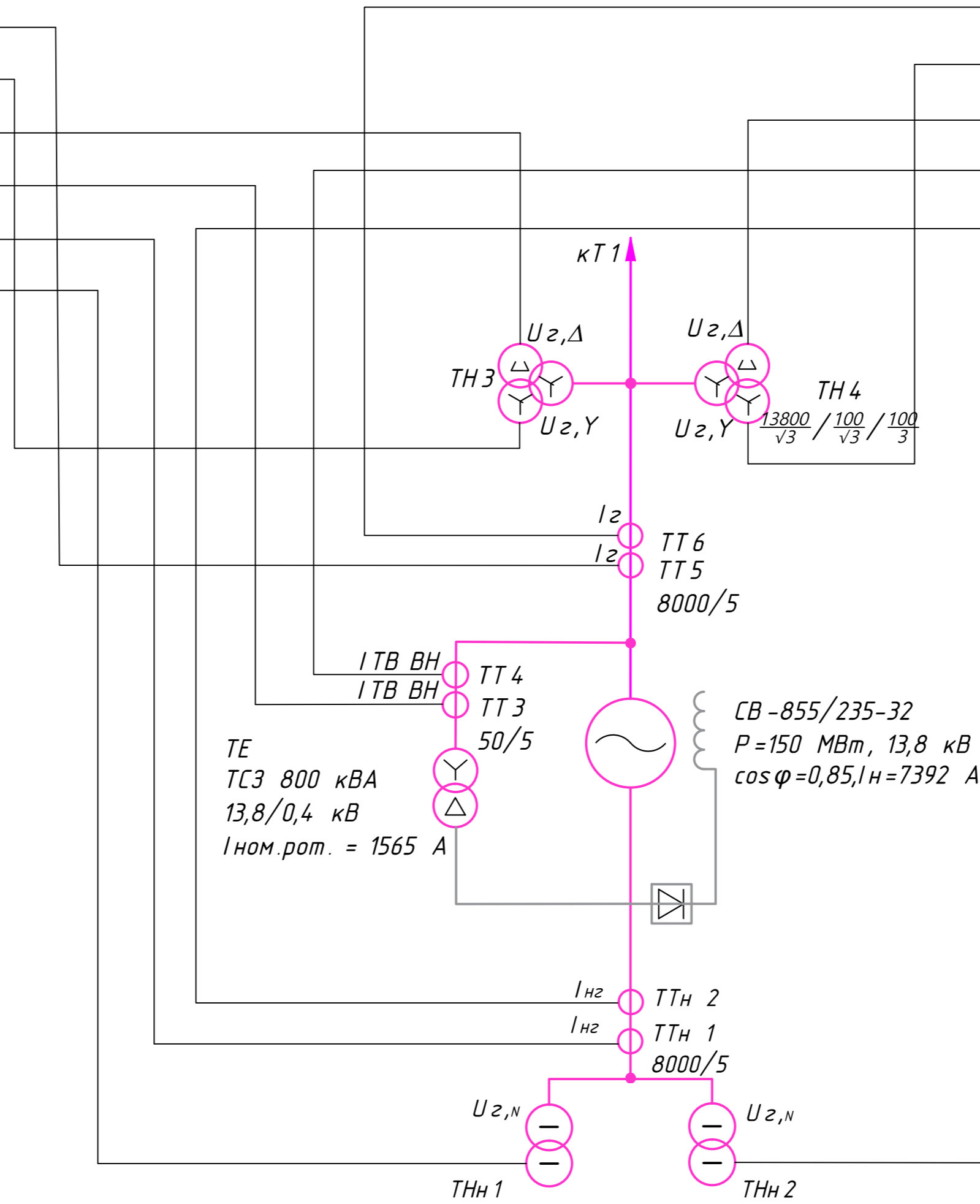
Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-14.01646-ГП

ВКР-13.03.02-14.01646-ЭС1		
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета		
Изм.	Кол.уч.	Лист
Разработ	Коренцова	1
Провер	Позданиченко	1
Утверд		
Дата		
Проектирование Тимптонской ГЭС на р.Тимптон		
Главная электрическая схема		
Кафедра ГГЭС		
Формат А1		

Комплект защит А		
$I \Delta G$	$I_r$	Y
$Z_{1<}, Z_{2<}, U_{1>}, U_{2>}, \text{КИН}$	$U_{r,Y}$	Y
КИН $Un(U_0)$	$U_{r,\Delta}$	$\Delta$
$I > TB, I_p$		Y
$I \Delta G, I_2, I_1, Z_{1<}, Z_{2<}$	$I_{нг}$	Y
$Un(U_0)$	$U_{r,H}$	-

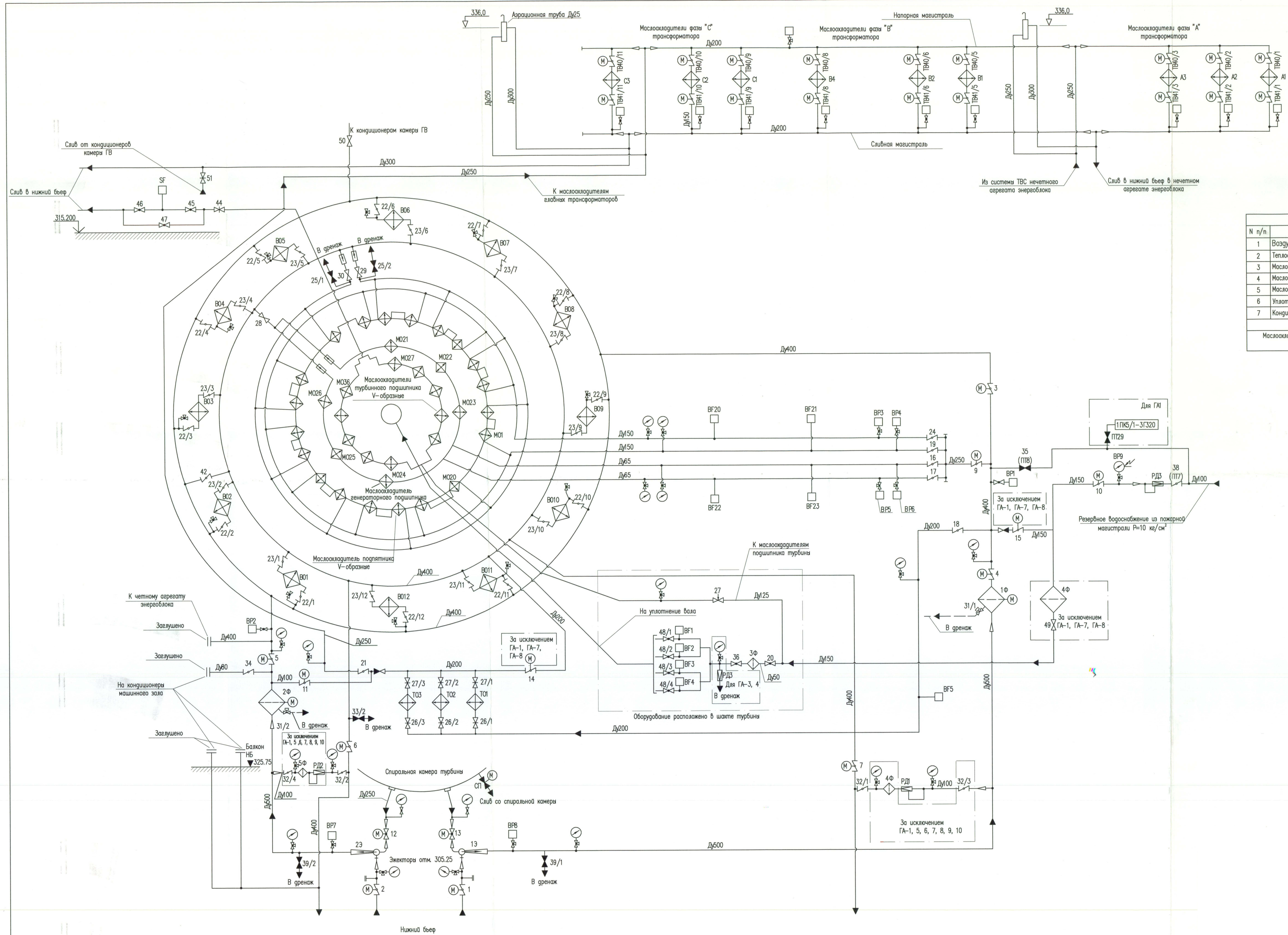
Комплект защит В		
Y	$I_r$	$I \Delta G$
Y	$U_{r,Y}$	$Z_{1<}, Z_{2<}, U_{1>}, U_{2>}, \text{КИН}$
$\Delta$	$U_{r,\Delta}$	КИН $Un(U_0)$
Y		$I > TB, I_p$
Y	$I_{нг}$	$I \Delta G, I_2, I_1, Z_{1<}, Z_{2<}$
-	$U_{r,H}$	$Un(U_0)$

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Продольная дифференциальная защита	$I \Delta G$	Ток срабатывания, $I_{ср,0}$	$0,15 I_n$	0,69 А
		Коэффициент торможения, $K_m$	0,30	-
		Уставка начального торможения, $I_{нт}$	$0,5 I_n$	2,31 А
		Тормозной ток, В	$1,5 I_n$	6,93 А
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	-	5 В
		$t_2$	-	10 В
		$t_3$	-	15 В
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_m$	1,2	-
ЗПН	$U >$	1 ступень	$U_{ср1}$	$1,2 U_n$ 120 В
		2 ступень	$U_{ср2}$	$1,4 U_n$ 140 В
Защита обратной последовательности от несимметричных К.З. и перегрузок	$I_2$	CO	$I_{2сигн}$	$0,07 I_n$ 0,32 А
		ПО	$I_{2пуск}$	$0,15 I_n$ 0,69 А
		ОТС I	$I_{2с.з.}$	$0,34 I_n$ 1,57 А
Защита от симметричных К.З. и перегрузок	$I_1$	CO	$I_{1сигн}$	$1,07 I_n$ 4,94 А
		ПО	$I_{1пуск}$	$1,1 I_n$ 5,08 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,224 I_n$ 5,65 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_1$	0,103 0,111 Ом
		2 ступень	$Z_2$	0,35 0,38 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	CO	$I_{p\text{сигн}}$	$1,07 I_{ном.р}$ 3,58 А
		ПО	$I_{p\text{пуск}}$	$1,1 I_{ном.р}$ 3,69 А
		Отсечка	$I_{p\text{пуск}}$	$2,19 I_{ном.р}$ 7,34 А



Защиты	Обозначение	Действие						
		Отключение В / Г	Гашение полей	Остановка турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В -500 и ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал
Продольная дифференциальная защита	$I \Delta G$	+	+	+	+			
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$						+
		$t_2$						+
ЗПН	$U >$	1 ступень $t_1$	+	+				
		2 ступень $t_2$	+	+				
Защита обратной последовательности от несимметричных К.З. и перегрузок	$I_2$	CO						+
		ИО	+	+				
		ОТС I $t_1$						+
Защита от симметричных К.З. и перегрузок	$I_1$	CO						+
		ИО	+	+				
		ОТС I $t_1$	+	+				+
ДЗ	$Z <$	1 ступень $t_1$						+
		$t_2$	+	+	+			
		2 ступень $t_1$						+
		$t_2$	+	+				
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	CO						+
		ПО	+	+				
		Отсечка	+	+				

ВКР-13.03.02-1401646-ЭС2						
Саяно-Шушенский филиал СФУ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ Док.	Подпись	Дата	
Разраб.			Каренева Я.О.			
Проб.			Широков А.В.			
Т.контр.						
Н.контр.						
Удб.						
Проектирование Тимптонского гидроузла на реке Тимптон					Статья	Лист
Выбор защит основного оборудования					6	6
					ГЭ14-026 2018 г	



Обозначение	Наименование	Кол-во
З01	Затвор обратный Ду200; Ру1.0 МПа КЛО.516.3243-У0	20
МО1 ... МО20	Маслоохладители подпятника	20
МО21 ... МО26	Маслоохладители подпятника генератора	6
МО27 ... МО36	Маслоохладители подпятника турбины	10
РД1, РД2	Регулятор давления прямого действия Ду100, Ру1.6 МПа с клапаном типа 41-43	2
То1 ... То3	Теплообменники охлаждения статора генератора	3
1Ф, 2Ф	Фильтр водной тип 6.18 Ду400; Ру1.0 МПа с автоматической промывкой	2
13, 2Э	Эжектор регулируемый Ду250/400/500	2
ВФ1, ВФ2	Расходомер магнитный "Взлет". Расход на охлаждение подпятника	2

Расход охлаждающей воды на один агрегат			
N п/п	Наименование	Кол-во	Расход м³/сек
1	Воздухоохладители генератора	12	1200
2	Теплообменники статора	3	280
3	Маслоохладители подпятника	20	420
4	Маслоохладители подшипника	6	39
5	Маслоохладители подшипника турбины	10	43
6	Уплотнение вала	1	14
7	Кондиционеры вала (только летом)	4	22
Итого на агрегат			2020
Маслоохладители главных трансформаторов на энергоблок/2 агр		9 раб + 3 рез	650

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

  
И.Ю. Погоняйченко  
подпись      инициалы, фамилия  
«08»      06      2018 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТИМПТОНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ТИМПТОН.  
СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ. НАЗНАЧЕНИЕ,  
ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ НА ПРИМЕРЕ  
ПРОЕКТИРУЕМОЙ ГЭС**

Руководитель

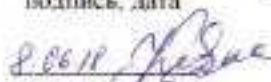
  
подпись, дата

Доцент кафедры ГТЭС Саяно-  
Шушенского филиала СФУ  
должность

В.И.Татарников

инициалы, фамилия

Выпускник

  
подпись, дата

Я.О.Коренева

инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2018