

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

## ОТЗЫВ

руководителя Татарникова В.И. заведующего выпускающей кафедрой  
ГГЭЭС по бакалаврской работе «Проектирование Слюдянской ГЭС на реке  
Подкаменная Тунгуска. Пневмохозяйство ГЭС (технологические схемы и  
состав оборудования, типы компрессорных установок, выбор для  
определенного состава потребителей, требования по монтажу, безопасности,  
проведению обслуживания, контроль состояния и системы защит)»  
Бозину Александру Вячеславовичу

Бакалаврская работа «Проектирование Слюдянской ГЭС на реке Подкаменная Тунгуска». Представлена на 139 листах пояснительной записки, 4 чертежах и 3 плакатах. Все части проекта рассмотрены достаточно подробно.

В работе выполнены водно-энергетические расчёты, выбрано основное и вспомогательное энергетическое оборудование, освещена электрическая часть, проведены прочностные и гидравлические расчёты водосбросной плотины, определены технико-экономические показатели.

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

В рамках спецвопроса было изучено Пневмохозяйство ГЭС, определено оборудование, являющееся потребителями сжатого воздуха, рассмотрен критерий выбора оборудования для проектируемой ГЭС на основании СТО РусГидро 01.01.78-2012.

Так же следует отметить полноту, аккуратность, четкость и последовательность изложения пояснительной записки, хорошее качество графической части.

В процессе работы над дипломным проектом А.В. Бозин показал хорошие теоретические знания, творческий и инженерный подход к выполнению проекта, самостоятельность в выборе технических решений.

Бакалаврская работа «Проектирование Слюдянской ГЭС на реке Подкаменная Тунгуска. Пневмохозяйство ГЭС (технологические схемы и состав оборудования, типы компрессорных установок, выбор для определенного состава потребителей, требования по монтажу, безопасности, проведению обслуживания, контроль состояния и системы защит)» заслуживает положительной оценки, а автор работы присвоения квалификации «бакалавр-гидроэнергетик».

Дата: 14.06.2014.



(подпись)

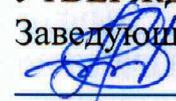
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Саяно-Шушенский филиал

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электротехнических систем  
и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В.И. Татарников

« 31 » 05 2017 г.

**ЗАДАНИЕ  
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ  
в форме бакалаврской работы**

Студенту Бозину Александру Вячеславовичу.

Группа ЗГЭ 12-01Б Направление (специальность) 13.03.02-Электроэнергетика и электротехника.

Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование Слюдянской ГЭС на реке Подкаменная Тунгуска. Пневмохозяйство ГЭС (технологические схемы и состав оборудования, типы компрессорных установок, выбор для определенного состава потребителей, требования по монтажу, безопасности, проведению обслуживания, контроль состояния и системы защит).

Утверждена приказом по университету № 47 от 31.05.2017 г.

Руководитель ВКР: Заведующий выпускающей кафедрой ГГЭЭС Татарников В.И.

Исходные данные для ВКР: расчетный гидрологический ряд, гидрологические данные, инженерно-геологический разрез, характеристика электроэнергетической системы.

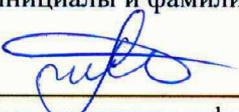
Перечень разделов ВКР: 1) Анализ исходных данных; 2) Водно-энергетические расчеты; 3) Основное и вспомогательное оборудование; 4) Электрическая часть; 5) Релейная защита и автоматика; 6) Компонровка и сооружения гидроузла; 7) Охрана труда и противопожарная безопасность, мероприятия по охране окружающей среды; 8) Техничко-экономические показатели; 9) Пневмохозяйство ГЭС.

Перечень графического материала: Генеральный план. Экспликация зданий и сооружений. Ведомость состава проекта; главная схема электрических соединений; Поперечный разрез станционной части плотины и здания ГЭС; Поперечный разрез водосбросной части плотины; Иллюстрационные материалы к выбору установленной мощности и расчету нагрузок действующих на плотину.

Руководитель ВКР

  
\_\_\_\_\_  
В.И. Татарников  
(подпись, инициалы и фамилия руководителя)

Задание принял к исполнению

  
\_\_\_\_\_  
А.В. Бозин  
(подпись, инициалы и фамилия студента)

«31» 05 2017 г.

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических  
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В.И. Татарников

« 19 » 06 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

**Проектирование Слюдянской ГЭС на реке Подкаменная Тунгуска.  
Пневмохозяйство ГЭС (технологические схемы и состав оборудования,  
типы компрессорных установок, выбор для определенного состава  
потребителей, требования по монтажу, безопасности, проведению  
обслуживания, контроль состояния и системы защит)**

Пояснительная записка

Руководитель

  
подпись, дата

Заведующий

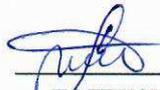
кафедрой ГГЭЭС

должность, ученая степень

В.И. Татарников

инициалы, фамилия

Выпускник

  
подпись, дата

А.В. Бозин

инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2017

Продолжение титульного листа БР по теме - проектирование Слюдянской ГЭС на реке Подкаменная Тунгуска. Пневмохозяйство ГЭС (технологические схемы и состав оборудования, типы компрессорных установок, выбор для определенного состава потребителей, требования по монтажу, безопасности, проведению обслуживания, контроль состояния и системы защит).

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зид 7.06.17 \_\_\_\_\_ Е.Ю. Затеева  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Основное и  
вспомогательное оборудование

Александр 13.06.17 \_\_\_\_\_ А.В. Масленникова  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Электрическая часть

Тин 16.06.17 \_\_\_\_\_ Л.В. Толстихина  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Ш - 13.06.17 \_\_\_\_\_ А.В. Широков  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Генплан, компоновка гидроузла

Зид 14.06.17 \_\_\_\_\_ Н.П. Ульянова  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Охрана труда, экология  
и пожарная безопасность

И 19.06.17 \_\_\_\_\_ В.И. Татарников  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Технико-экономические  
показатели

Юль 19.06.17 \_\_\_\_\_ В.В. Лапасова  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Спец. вопрос

И 19.06.17 \_\_\_\_\_ В.И. Татарников  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Нормативный контроль

И 19.06.17 \_\_\_\_\_ А.А. Чабанова  
подпись, дата                      фамилия, инициалы

## СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Слюдянского гидроузла .....	6
Введение.....	8
1 Анализ исходных данных.....	9
1.1 Общие сведения.....	9
1.2 Климат в районе проектируемой гидроэлектростанции.....	10
1.3 Гидрологические данные .....	10
1.4 Энерго-экономическая характеристика района .....	15
2 Водно-энергетические расчеты .....	16
2.1. Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года.....	16
2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы.....	21
2.4 Расчет мощности ГЭС без регулирования (по бытовому стоку).....	24
2.5 Расчет мощности ГЭС по требованиям ВХК .....	24
2.6 ВЭР по условиям маловодного года.....	27
2.7 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов.....	30
2.7 ВЭР по условиям средневодного года.....	35
3 Основное и вспомогательное оборудование .....	39
3.1 Построение режимного поля, выбор числа и типа агрегатов.....	39
3.2 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы.....	44
3.3 Определение геометрических размеров проточной части гидротурбины ПЛ70/642-В-Б-850 .....	47
3.4 Выбор типа и габаритных размеров МНУ и колонки управления .....	47
3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора .....	48
4 Электрическая часть .....	50
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС.....	50
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС .....	51
4.2.1 Выбор синхронных генераторов .....	51
4.2.2 Выбор блочных трансформаторов .....	51
4.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд .....	52
4.2.4 Выбор линий электропередач 500 кВ .....	52
4.3 Выбор схем РУ высокого напряжения .....	53
4.4 Расчет токов короткого замыкания .....	54
4.4.1 Составление схемы замещения расчет параметров схемы.....	54
4.4.2 Расчет токов КЗ в точке К-1.....	56
4.4.3 Расчет токов КЗ в точке К-2.....	58
4.5 Выбор электрических аппаратов .....	60
4.5.1 Выбор и расчет токоведущих частей аппаратов и проводников .....	60
4.5.2 Выбор выключателей и разъединителей .....	60
5 Релейная защита и автоматика.....	62

5.1	Перечень защит основного оборудования.....	62
5.1.1	Защиты генератора.....	62
5.1.2	Защиты трансформатора блока.....	63
5.1.3	Защиты КРУЭ - 500 кВ.....	63
5.1.4	Защиты воздушных линий 500 кВ.....	64
5.2	Расчёт продольной дифференциальной защиты генератора .....	64
6	Компоновка и сооружения гидроузла .....	69
6.1	Определение отметки гребня земляной плотины и гребня быка.....	69
6.1.1	Основной расчетный случай.....	70
6.1.2	Поверочный расчетный случай .....	72
6.2	Определение класса гидротехнического сооружения.....	74
6.3	Гидравлические расчёты .....	74
6.3.1	Определение ширины водосливного фронта. ....	75
6.3.2	определение отметки гребня водослива .....	76
6.3.3	Проверка на пропуск поверочного расхода .....	78
6.3.4	определение формы водосливной поверхности .....	79
6.3.5	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе.....	81
6.3.6	Выбор и расчет гасителя энергии в нижнем бьефе .....	82
6.4	Конструирование плотины.....	84
6.4.1	Определение ширины подошвы плотины .....	84
6.4.2	Быки .....	86
6.4.3	Устои .....	86
6.5	Фильтрационный расчет.....	86
6.5.1	Основной случай .....	87
6.5.2	Поверочный случай .....	88
6.6	Статический расчет плотины.....	89
6.6.1	Вес сооружения .....	89
6.6.2	Сила гидростатического давления .....	90
6.6.3	Сила взвешивающего и фильтрационного давления .....	90
6.6.4	Давление грунта .....	91
6.6.5	Давление грунта .....	92
6.7	Расчет прочности плотины.....	92
6.7.1	Основной расчетный случай.....	93
6.7.2	Поверочный расчетный случай .....	95
6.7	Оценка прочности плотины .....	96
6.6	Расчет устойчивости плотины на сдвиг по основанию.....	97
6.6.1	Основное сочетание нагрузок.....	97
6.6.1	Особое сочетание нагрузок.....	98
7	Охрана труда и противопожарная безопасность, мероприятия по охране окружающей среды .....	100
7.1	Требования по охране труда .....	100
7.2	Пожарная безопасность .....	102
7.3	Охрана окружающей среды .....	104

7.3.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов.....	106
7.3.2 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции .....	107
7.3.3 Мероприятия по обращению с отходами производства и потребления	108
7.3.4 Охрана атмосферного воздуха.....	109
8 Технико-экономические показатели .....	111
8.1 Оценка объемов реализации энергии и расходов.....	111
8.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии .....	111
8.1.2 Текущие расходы на производство электроэнергии .....	112
8.1.3 Налоговые расходы.....	114
8.2 Оценка суммы прибыли .....	115
8.3 Оценка инвестиционного проекта.....	116
8.3.1 Методология и исходные данные оценка инвестиционного проекта .....	116
8.3.2 Показатели коммерческой эффективности проекта.....	117
8.3.3 Бюджетная эффективность .....	117
8.4 Анализ рисков.....	118
9 Пневмохозяйство ГЭС .....	120
9.1 Назначение пневматического хозяйства ГЭС .....	120
9.2 Состав оборудования ГЭС .....	121
9.3 Типы компрессорных установок .....	123
9.4 Выбор для определенного состава потребителей.....	124
9.5 Технологические схемы пневматического хозяйства .....	128
9.6 Требования по монтажу и безопасности пневмотического хозяйства ГЭС .....	130
9.7 Управление и контроль состояния .....	131
9.8 Системы защит компрессорных установок.....	131
Заключение.....	133
Список использованных источников... ..	136
Приложение А... ..	138

## Сокращенный паспорт Слюдянского гидроузла

Наименование реки Подкаменная Тунгуска

Местонахождение ГЭС Красноярский Край

Тип проектируемой установки ГЭС

Характерные расходы воды:

а) среднемноголетний 2741 м<sup>3</sup>/с

б) всех турбин 4400 м<sup>3</sup>/с

в) максимальный с учетом трансформации паводка обеспеченностью 0,01% 16423 м<sup>3</sup>/с

г) минимальный 600 м<sup>3</sup>/с

Параметры водохранилища:

а) характер регулирования стока годовой

б) отметки: НПУ 105,0 м УМО 106,0 м

в) объемы: полный 68,95 км<sup>3</sup> полезный 34,57 км<sup>3</sup>

Напоры ГЭС:

а) максимальный 66,3 м

б) расчетный 50,6 м

в) минимальный 37,5 м

Энергетические характеристики:

а) мощность установленная 1942,7 МВт

гарантированная 1406 МВт

б) среднемноголетняя выработка энергии 10,1 млрд.кВт·ч

в) число часов использования установленной мощности 6800 ч

Плотины:

а) водосливная гравитационная материал бетон

б) правобережная глухая материал бетон

в) левобережная глухая материал бетон

г) общая длина 1250 м

е) максимальная высота 76 м

ж) ширина по основанию 49 м

з) ширина по гребню 15 м

Водобросные сооружения:

а) тип поверхностный водослив

б) число и размер пролетов 14 отверстий 18 м

в) общая длина 304 м

г) максимальная высота 76 м

Здание ГЭС:

а) тип здания приплотинный число агрегатов 8

б) грунты в основании диорит

в) тип спиральной камеры бетонная

г) тип отсасывающей трубы изогнутая

д) размеры: общая длина 228 м ширина 24,3 м

Основное оборудование:

- а) тип турбины ПЛ70-В диаметр 8,5 м
- б) тип генератора СВ-1596/170-66 мощность 243 МВт
- в) напряжение генератора 15,75 кВ
- г) частота вращения 90,9 об/мин
- д) тип трансформаторов ТДЦ-400000/500 их число 8
- ж) тип трансформаторов СН ТДНС-25000/15,75 их число 3

Технико-экономические показатели:

- а) удельные кап. вложения 11466,1 руб/кВт
- б) себестоимость энергии 12 коп/кВт·ч
- в) срок окупаемости 77 мес

## ВВЕДЕНИЕ

Гидроэнергетика – одна из важнейших отраслей промышленности в нашей стране. Потенциал водных ресурсов использован всего лишь на 19%, в то время как в ряде других развитых стран этот показатель превосходит 80%.

Гидроэнергетические ресурсы — возобновляемый источник энергии, связанный с круговоротом воды в природе.

Более 70% поверхности земли покрыто водами. Сила тяжести способствует перераспределению жидкой влаги с более высоких участков земной поверхности на более низкие. Под воздействием лучей солнца вода рек, озер, морей и океанов испаряется, после чего конденсируется в атмосфере, образуя облака, и благодаря силе тяжести возвращается на землю в виде осадков.

Гидроресурсы – наиболее экологически чистый источник энергии из промышленно доступных, не создающий эмиссии углекислого газа и вредных веществ в атмосферу.

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

Себестоимость электроэнергии произведенной на ГЭС, не зависит от колебаний цен на традиционное топливо: уголь, газ, мазут, уран. В себестоимости производства электроэнергии на гидростанциях отсутствует топливная составляющая, что делает энергию более конкурентоспособной в условиях рынка.

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

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

## 1 Анализ исходных данных

### 1.1 Общие сведения

Подкаменная Тунгуска, рисунок 1.1 – река в Сибири на территории Красноярском крае, правый приток Енисея. Длина 1865 км, площадь бассейна составляет 240 тыс. км<sup>2</sup>. Берёт начало с Ангарского кряжа и протекает по Среднесибирскому плоскогорью. В своих верховьях течёт по широкой и глубокой долине и носит название Катанга. Является по преимуществу горной рекой с порожистым руслом. Во многих местах прорезает выходы твёрдых вулканических пород (траппов) и образует узкие ущелья. Выветрившиеся обнажения траппов по склонам долины образуют характерные столбчатые отдельности или «столбы». Часть реки выше впадения р. Тэтэрэ носит название Катанга и характеризуется узкими участками с порогами со скоростью течения до 3-4 м/сек. Наиболее значительными порогами на реке являются «Большой» в 535 км от устья, «Мучной» (417 км), «Полигузские» (471-474 км), «Вельминские» (254 км) и другие. В 250 км от устья долина вновь расширяется до двадцати и более километров. Этот участок русла Подкаменной Тунгуски изобилует перекатами.

Притоками реки Подкаменная тунгуска являются:

- Справа - Чула, Тэтэрэ, Чуня;
- Слева - Камо, Вельмо.

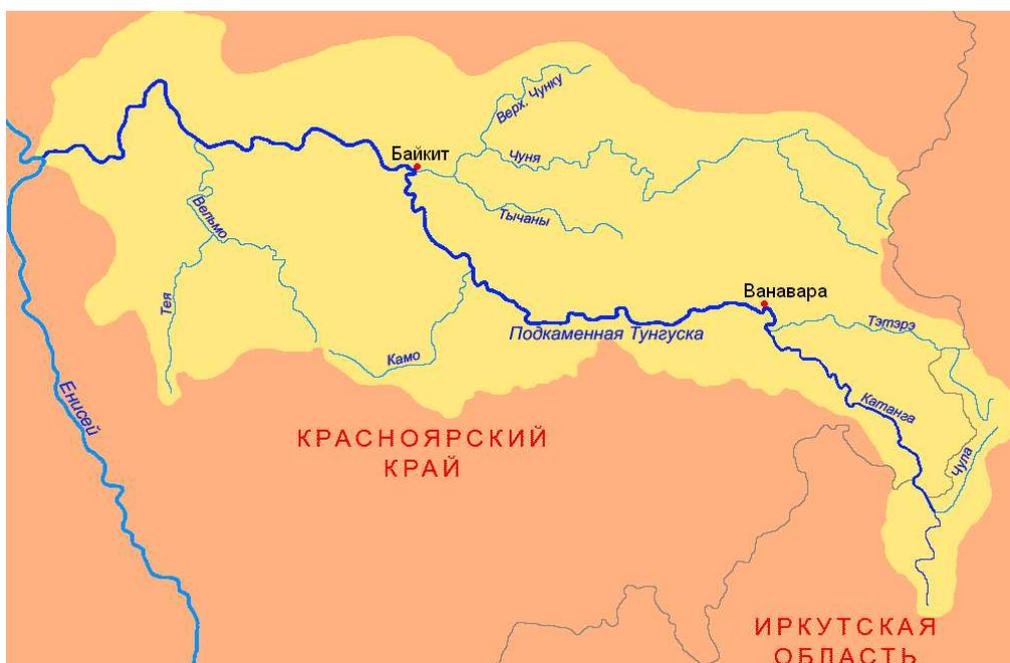


Рисунок 1.1– Река Подкаменная Тунгуска

## 1.2 Климат в районе проектируемой гидроэлектростанции

Слюдянская ГЭС – гидроэлектростанция на реке Подкаменная Тунгуска, у села Байкит.

Климат в районе села резко континентальный.

- Среднегодовая температура воздуха –  $-6,3\text{ }^{\circ}\text{C}$
- Относительная влажность воздуха –  $73,2\%$
- Средняя скорость ветра –  $3,2\text{ м/с}$

Значение среднемесячных температур и нормы осадков представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Климатические данные в районе проектируемого гидроузла

Показатель	Янв.	Фев.	Март	Апр.	Май	Июнь	Июль	Авг.	Сент.	Окт.	Нояб.	Дек.
Средняя температура, $^{\circ}\text{C}$	-29,6	-26,4	-14,9	-4	4,2	12,9	16,9	12,7	5,4	-4,8	-20,2	-28,1
Норма осадков, мм	27,5	19,8	20,7	25,2	41,1	49,7	56,5	77,4	56,8	53,1	45,5	32

## 1.3 Гидрологические данные

Питание реки преимущественно снеговое (60 %), на дождевое питание и на питание грунтовыми водами приходится 16 и 24 %, соответственно. Половодье продолжается с начала мая до конца сентября.

- Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе 0,85;
- Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2– Требования участников ВХК и потери воды

$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	1200	1200	1200	1200	1450	1450	1450	1450	1450	1200	1200	1200
Потребление из водохранилища	3	3	3	3	7	7	7	7	7	7	3	3
Фильтрация	1	1	1	1	1	2	2	2	1	1	1	1
Испарение	0	0	0	1	3	5	6	6	2	1	0	0
Льдообразование	-7	-4	0	1	2	3	4	2	1	1	0	-3

- Потери напора в водоподводящих сооружениях  $\Delta h=0,8\text{ м}$ ;
- НПУ Слюдянская ГЭС 105 м;
- Расчетный гидрологический ряд наблюдений среднемесячных расходов воды р. Каменная Тунгуска в створе Томской ГЭС за 1940- 2013 г.г. представлен в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Среднемесячные расходы воды (м<sup>3</sup>/с) реки Каменная Тунгуска за период 1940– 2013 гг.

Год	Янв.	Фев.	Март	Апр.	Май	Июнь	Июль	Авг.	Сент.	Окт.	Нояб.	Дек.
1940	1220	1146	1029	1139	5246	4622	5194	5670	3774	2209	1404	1139
1941	1182	1110	997	1181	7085	6004	3889	5037	4054	3130	1360	1103
1942	1070	1005	902	1208	8116	5084	3590	3763	3946	2626	1231	999
1943	1015	920	856	1331	8956	5847	3808	3385	3269	2391	1168	947
1944	998	938	842	943	4700	9152	4041	3238	2947	2257	1128	932
1945	1034	971	872	889	5585	4515	3532	3677	3386	2594	1190	965
1946	1051	987	886	860	5243	4652	4527	3540	2763	2686	1209	981
1947	1167	1058	985	1728	6923	7236	5158	4124	3647	2862	1343	1090
1948	998	937	842	936	6685	6062	3518	3605	3043	2312	1149	932
1949	1060	996	894	954	4451	7286	4884	3622	2975	2180	1220	990
1950	1055	991	890	1116	5168	7226	5299	3351	2787	2144	1215	985
1951	996	903	840	1021	7827	5951	4049	3129	2797	2456	1146	930
1952	1036	973	874	1062	6275	6884	4100	3327	3078	2735	1193	967
1953	1170	1099	987	1580	6259	7281	5006	4685	3280	2896	1346	1092
1954	1027	964	866	1776	3701	5567	3276	3578	3459	2742	1182	959
1955	1051	952	886	1180	6729	3798	3914	3869	3164	2594	1209	981
1956	1048	985	884	1515	7404	5818	4120	3652	3469	2281	1206	979
1957	1013	952	854	892	4870	4984	3596	3249	3309	2613	1165	945
1958	1053	989	888	741	6595	6940	3887	3457	3658	2572	1214	983
1959	1108	1017	938	1762	4513	7604	3913	3481	2962	2826	1804	1120
1960	1274	1150	1020	1763	4321	7664	4917	4480	3798	3332	2163	1150
1961	1145	1089	1113	1295	6703	5075	3770	3314	3947	2942	1469	1179
1962	1043	942	872	1182	5811	4335	4249	4125	3529	2649	1378	938
1963	1113	952	851	884	7744	7164	3721	3590	2329	2557	1210	1104
1964	1303	1197	1112	1288	5122	8663	6418	4913	3930	3028	1500	1230
1965	1192	1010	935	3066	8739	5740	4562	4738	3782	3655	1824	1208
1966	1210	1246	1167	2346	7041	6652	5470	4317	4282	3080	1989	1222
1967	916	816	743	1682	6990	5011	5220	3825	3098	2284	1351	912
1968	1274	1109	1106	1353	5600	5426	4362	3306	3546	2799	1377	1308
1969	1238	1089	993	1158	8676	9326	5445	4838	3745	2798	1570	1059
1970	973	919	838	1776	5564	5752	4930	3964	2925	2457	1200	1021
1971	867	845	831	1339	5153	4355	3077	2576	2567	2030	874	895
1972	1079	856	795	2414	5885	5431	3868	4110	3711	2798	1058	1070
1973	1118	976	888	1205	6002	3209	2868	3018	2722	2301	1717	1184
1974	1133	988	876	2774	5115	5698	4377	4197	4587	3242	1350	1007
1975	1093	1038	913	1475	6924	4037	3386	3815	4152	2665	1065	1211
1976	1051	1010	896	1692	4813	5627	4639	4256	3807	3073	1284	1292

## Окончание таблицы 1.3

Год	Янв.	Фев.	Март	Апр.	Май	Июнь	Июль	Авг.	Сент.	Окт.	Нояб.	Дек.
1977	1242	1206	1082	1051	6207	4677	4469	4071	3934	2726	1315	1143
1978	1150	1036	930	1002	7358	6306	3546	2992	3857	2728	1105	1097
1979	1099	1055	950	1110	8579	5769	3550	3753	3415	2393	1194	950
1980	1429	1294	1104	2164	6573	6924	6523	4690	3806	3305	1308	1419
1981	1095	910	847	845	6803	5128	3890	3696	2825	2080	842	1026
1982	980	829	794	1069	3915	6246	5221	4376	3563	2503	1505	908
1983	1036	928	817	1127	6900	6219	4417	3563	3459	3220	1261	865
1984	979	886	722	1052	6029	5477	3919	3188	3731	2775	1261	905
1985	1120	1002	882	1107	4822	5998	3036	3196	3810	2705	1292	1028
1986	914	889	837	1271	6098	6709	4199	3437	2622	2016	832	1060
1987	1162	1029	1012	1309	6090	7665	4620	3091	3147	2251	809	1208
1988	1236	1211	1085	2594	6230	5985	4725	4865	3605	2555	903	1120
1989	1225	1156	1175	1860	6685	6580	4550	3640	3556	2757	1425	1185
1990	1234	1233	1176	1344	7806	5137	4323	3239	2565	2233	1174	1385
1991	1273	1063	907	1240	5325	5747	4297	3263	2889	2205	1068	1013
1992	1518	1386	1359	1996	6738	4825	3131	2885	3231	2093	979	1230
1993	1395	1140	1142	1469	7896	4843	839	3107	3589	2573	1489	1206
1994	1196	865	1303	2398	8782	9107	5159	4765	2983	2172	976	1283
1995	1028	1130	1213	2574	7214	4857	4488	4782	3328	2322	984	1392
1996	1008	905	869	1845	5691	4138	3101	3205	2914	2028	600	1143
1997	1167	1036	525	2203	8239	7289	2969	2999	2863	2243	1380	1081
1998	1250	1170	1225	2088	7400	7006	4341	4047	2995	2574	1117	1107
1999	1227	1245	1238	2571	6617	4304	4338	4392	3095	2346	1708	1039
2000	907	932	1058	1435	5752	5811	5029	3414	2912	1965	809	848
2001	568	894	1464	2759	7435	9255	4674	3737	3119	2305	1413	1027
2002	893	1233	961	2047	6074	5420	2980	2488	2535	2245	1377	1123
2003	1267	976	1637	1533	7480	7034	3848	3117	3110	2340	1371	1333
2004	963	405	714	1943	5358	4320	3679	3724	2290	1754	1094	1153
2005	988	664	335	1423	6752	6021	3816	3145	2715	2056	2081	1620
2006	574	930	641	1065	7027	5782	2785	3440	1839	1007	1321	364
2007	1113	1225	1070	1636	8138	4781	2464	1877	2151	1822	1870	670
2008	794	1350	1215	3134	9055	6039	3399	4803	2643	1751	982	2252
2009	1103	938	1083	3077	5769	3332	2607	2914	2732	1804	837	787
2010	1071	1025	1031	1050	6806	5758	3720	3478	2906	2162	1229	1160
2011	1071	1025	1033	986	6815	5753	3710	3471	2896	2153	1228	1162
2012	1070	1026	1035	922	6823	5748	3699	3465	2886	2144	1227	1164
2013	1070	1026	1037	858	6832	5743	3689	3459	2876	2135	1226	1166

Кривая зависимости расходов от уровней воды р. Каменная Тунгуска в створе Слюдянская ГЭС показана на рисунке 1.2. Координаты кривых расходов Слюдянского водохранилища представлены в таблице 1.4.

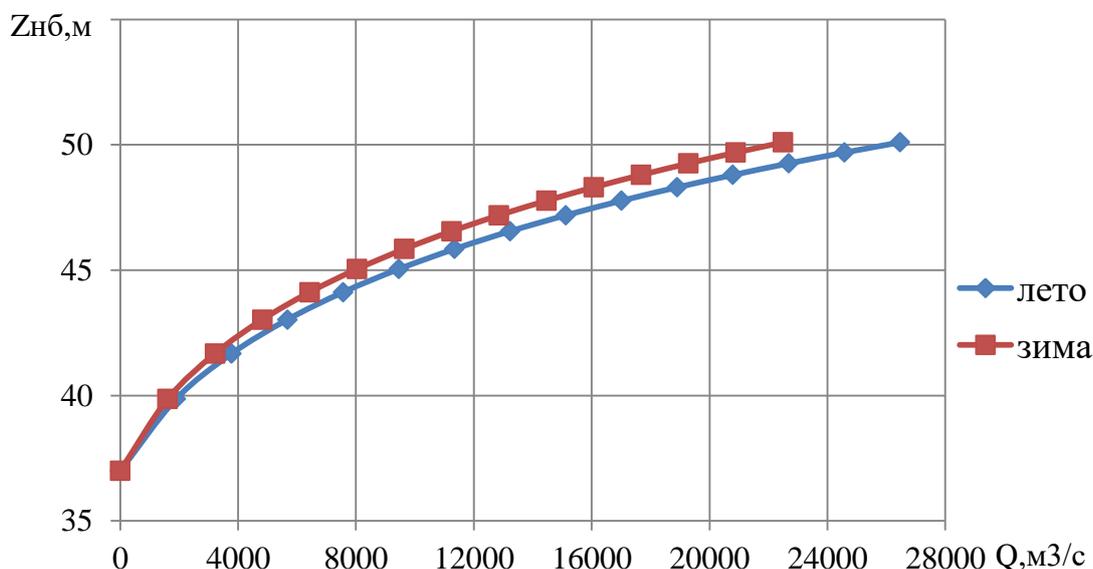


Рисунок 1.2 – Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе

Таблица 1.4 – Координаты кривых объемов Слюдянского водохранилища

Z <sub>нб</sub> , м	Q, м <sup>3</sup> /с, лето	Q, м <sup>3</sup> /с, зима
37	0	0
39.9	1890	1606.5
41.7	3780	3213
43.0	5670	4819.5
44.1	7560	6426
45.0	9450	8032.5
45.8	11340	9639
46.6	13230	11246
47.2	15120	12852
47.8	17010	14459
48.3	18900	16065
48.8	20790	17672
49.3	22680	19278
49.7	24570	20885
50.1	26460	22491

Кривая зависимости объема Слюдянского водохранилища от уровня воды в ВБ показана на рисунке 1.3, площади 1.4. Координаты представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.4 – Координаты кривых объемов Слюдянского водохранилища

$Z_{ВБ}, м$	$V, м^3$	$F, км^2$
37	0	0
49.3	6.6	58
58.5	13.2	117
66.1	19.8	175
72.8	26.4	234
78.8	33.0	292
84.4	39.6	351
89.5	46.2	409
94.3	52.8	467
98.8	59.4	526
103.1	66.0	584
107.3	72.6	643
111.2	79.2	701
115.0	85.8	759
118.7	92.4	818

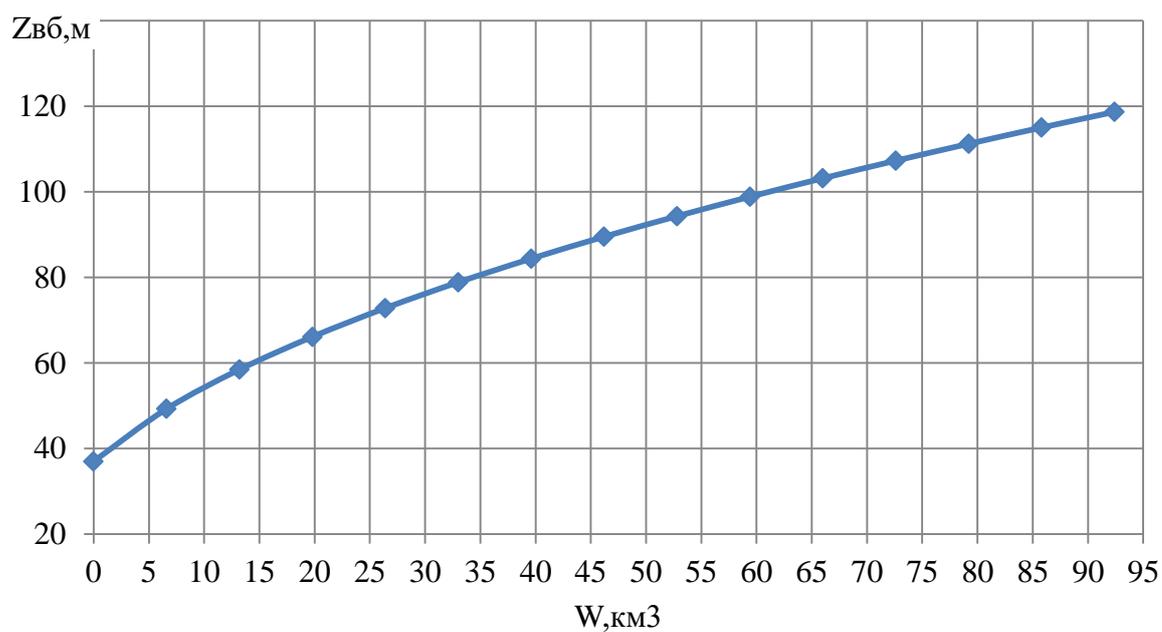


Рисунок 1.4 – Кривая зависимости объема водохранилища от уровня воды в ВБ

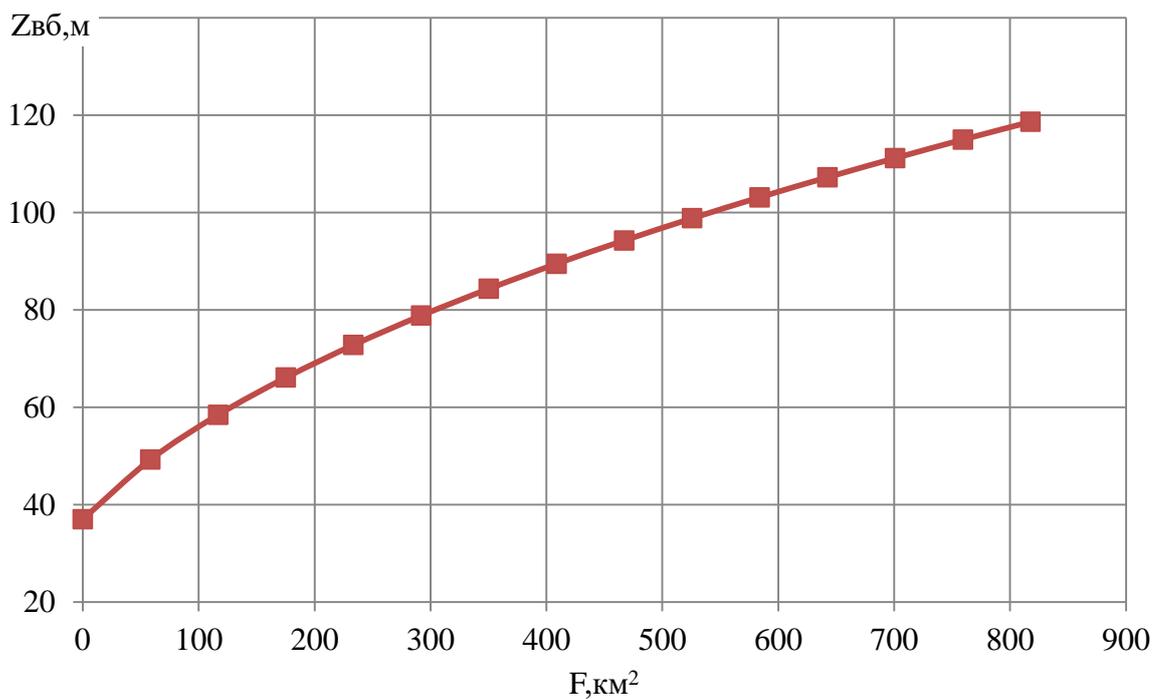


Рисунок 1.5 – Кривая зависимости площади водохранилища от уровня воды в ВБ

#### 1.4 Энерго-экономическая характеристика района

Данные по энергосистеме:

- ОЭС Сибири;
- Годовой максимум нагрузки 31838 МВт;
- Число часов использования установленной мощности 6500 ч;
- Установленная мощность существующих ГЭС 23601 МВт;
- Гарантированная мощность существующих ГЭС по зиме 14000 МВт; по лету 11000 МВт.
- Резервы: нагрузочный резерв системы 2%, аварийный резерв - 8%;
- Схема использования реки: одиночная ГЭС.

## 2 Водно-энергетические расчеты

### 2.1. Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Начало года считаем с первого месяца после половодья.

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, лимитирующий сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле (2.1):

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

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

$n = 74$  – общее число членов ряда.

Результаты приводятся в таблице 2.1.

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

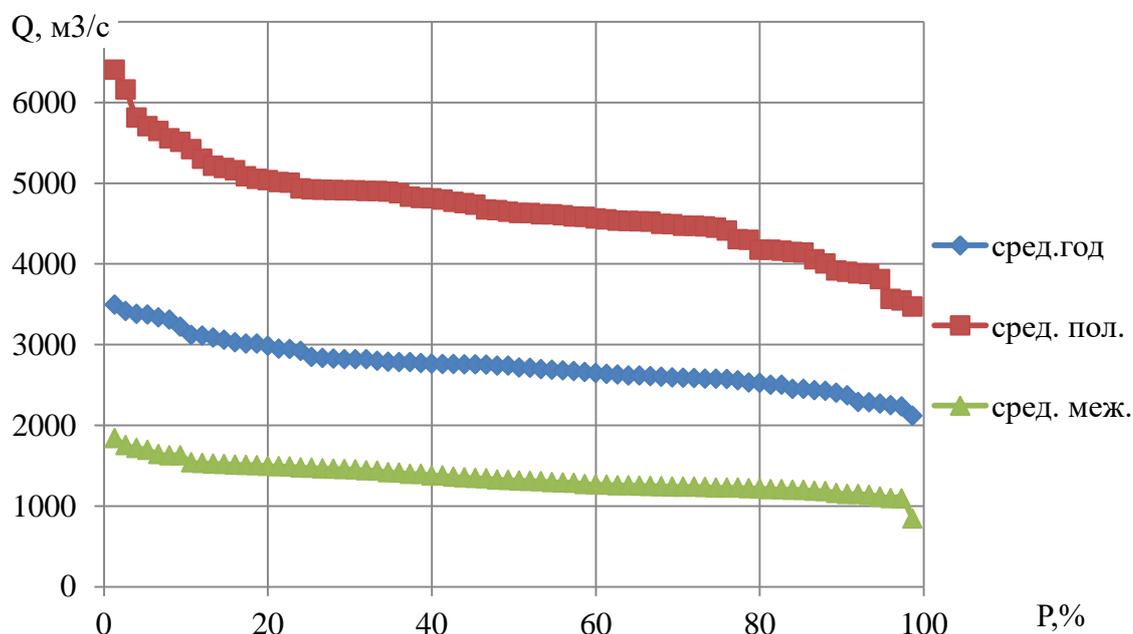


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

Таблица 2.1 – Данные для построения кривых обеспеченности

m	P, %	Годы	$Q_{\text{Ср.год}}$ , $\text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{Ср.пав.}}$ , $\text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{Ср.меж}}$ , $\text{м}^3/\text{с}$
1	1,3	1969	3495	1969	6406	1965	1841
2	2,7	1994	3416	1994	6159	1966	1751
3	4,0	1980	3378	1964	5809	1980	1718
4	5,3	1965	3371	1980	5703	1960	1693
5	6,7	1966	3335	2001	5644	2008	1640
6	8,0	1964	3309	1966	5552	1999	1625
7	9,3	2001	3221	1965	5512	1974	1624
8	10,7	2008	3118	1947	5418	1989	1540
9	12,0	1947	3110	1953	5302	1988	1529
10	13,3	1960	3086	1941	5214	1964	1523
11	14,7	1953	3057	2008	5188	1995	1520
12	16,0	1998	3027	1998	5158	1959	1511
13	17,3	1941	3011	1988	5082	1992	1509
14	18,7	1988	3009	1943	5053	1998	1504
15	20,0	1989	2983	1960	5036	2003	1494
16	21,3	1974	2945	1979	5013	2001	1490
17	22,7	1995	2943	1989	5002	1993	1488
18	24,0	2003	2921	1995	4934	1968	1475
19	25,3	1999	2843	1987	4922	1976	1471
20	26,7	1997	2833	2003	4918	1947	1462
21	28,0	1943	2825	1983	4912	1961	1462
22	29,3	1979	2818	1963	4909	1994	1456
23	30,7	1983	2818	1958	4908	1953	1453
24	32,0	1940	2816	1940	4901	1972	1439
25	33,3	1942	2795	1942	4900	1941	1437
26	34,7	1976	2787	1956	4893	1969	1415
27	36,0	1987	2783	1997	4872	2002	1411
28	37,3	1956	2780	1967	4829	1990	1397
29	38,7	1963	2768	1944	4816	1977	1395
30	40,0	1977	2760	1978	4812	1997	1377
31	41,3	1978	2759	1974	4795	2009	1376
32	42,7	1972	2756	1950	4766	1954	1359
33	44,0	1959	2754	1951	4751	1975	1352
34	45,3	1961	2753	1952	4733	2007	1344
35	46,7	1958	2748	1977	4672	1973	1341
36	48,0	1990	2737	1982	4664	1940	1326
37	49,3	1967	2737	1949	4643	1983	1322
38	50,7	1968	2714	1976	4628	1970	1312
39	52,0	1952	2709	1970	4627	2005	1310
40	53,3	1970	2693	1990	4614	1985	1305
41	54,7	1950	2686	1986	4613	1978	1293
42	56,0	1944	2676	1972	4601	1942	1291
43	57,3	1951	2670	2000	4584	1962	1286
44	58,7	1982	2659	1948	4582	1956	1271
45	60,0	1975	2648	1961	4562	1955	1265
46	61,3	2005	2635	1999	4549	1952	1263
47	62,7	1949	2626	2010	4533	1987	1254
48	64,0	2010	2616	2011	4529	1991	1253

Окончание таблицы 2.1

m	P, %	Годы	Q <sub>Ср.год</sub> , М <sup>3</sup> /с	Годы	Q <sub>Ср.пав.</sub> , М <sup>3</sup> /с	Годы	Q <sub>Ср.меж</sub> , М <sup>3</sup> /с
49	65,3	1992	2614	2012	4524	1979	1250
50	66,7	2011	2609	2013	4520	2010	1247
51	68,0	2012	2601	1959	4495	1967	1243
52	69,3	2013	2593	2005	4490	1963	1239
53	70,7	1962	2588	1984	4469	1946	1237
54	72,0	1948	2585	1981	4468	2011	1237
55	73,3	1984	2577	1975	4463	1943	1233
56	74,7	1986	2574	1968	4448	2012	1227
57	76,0	2000	2573	1962	4410	1982	1227
58	77,3	1993	2557	1991	4304	1984	1226
59	78,7	1955	2527	1955	4295	2013	1217
60	80,0	1991	2524	2006	4175	1945	1216
61	81,3	1985	2500	1985	4172	1958	1206
62	82,7	1981	2499	1992	4162	1957	1205
63	84,0	1946	2449	1946	4145	1996	1200
64	85,3	2002	2448	1945	4139	1950	1200
65	86,7	1945	2434	1993	4055	1949	1185
66	88,0	1954	2425	1957	4001	1951	1184
67	89,3	2007	2401	1954	3916	1948	1158
68	90,7	1957	2370	2002	3899	1944	1148
69	92,0	1996	2287	2007	3882	2004	1147
70	93,3	2004	2283	2004	3874	2000	1136
71	94,7	1973	2267	1996	3810	1986	1117
72	96,0	2009	2249	1973	3564	1971	1097
73	97,3	2006	2231	1971	3546	1981	1092
74	98,7	1971	2118	2009	3471	2006	843

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаем равными 90% и 50% соответственно.

При заданной расчетной обеспеченности по кривой среднегодовых расходов определим соответствующий расчетный год и гидрограф. Проверим выполнение критерия одинаковой обеспеченности выбранного расчетного года по трем кривым, т.е. на трех кривых должен фигурировать один и тот же год. В противном случае необходимо выполнить приведение расчетного года к заданной обеспеченности.

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

$$k = \frac{Q_{90\%}}{Q_{эт}}, \quad (2.2)$$

где  $Q_{90\%}$  – расход расчётной обеспеченности;

$Q_{\text{эт}}$  – расход в эталонном году.

Аналогично считаются коэффициенты для средневодного года (обеспеченность 50%). Значения коэффициентов занесены в таблицы 2.2, 2.3 и 2.4, 2.5.

Таблица 2.2 – Коэффициенты приведения для маловодного года 2007

$P = 89,3\%$	Год	Расход	Коэффициент
Эталонный год	2007	2401	-
Половодье	1954	3916	1,01
	2007	3882	
Межень	1948	1158	0,86
	2007	1344	

Таблица 2.3 – Коэффициенты приведения для маловодного года 1957

$P = 90,7\%$	Год	Расход	Коэффициент
Эталонный год	1957	2370	-
Половодье	2002	3899	0,97
	1957	4001	
Межень	1944	1148	0,95
	1957	1205	

Таблица 2.4 – Коэффициенты приведения для средневодного года 1967

$P = 49,3\%$	Год	Расход	Коэффициент
Эталонный год	1967	2737	-
Половодье	1949	4643	0,96
	1967	4829	
Межень	1983	1322	1,06
	1967	1243	

Таблица 2.5 – Коэффициенты приведения для средневодного года 1968

$P = 50,7\%$	Год	Расход	Коэффициент
Эталонный год	1968	2714	-
Половодье	1976	4628	1,04
	1968	4448	
Межень	1970	1312	0,89
	1968	1475	

По таблицам 2.2-2.5, по коэффициентам приведения выбираем в качестве маловодного года 1957 г., средневодного – 1967, так как коэффициенты приведения в этих годах ближе к единице.

Далее приводятся эталонные года: расходы умножаются на соответствующие коэффициенты приведения (2.6-2.7):

Таблица 2.6 – Приведение расходов маловодного года

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1013	952	854	892	4870	4984	3596	3249	3309	2613	1165	945
965	907	814	850	4746	4857	3504	3166	3225	2490	1110	901

Таблица 2.7 – Приведение расходов средневодного года

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
916	816	743	1682	6990	5011	5220	3825	3098	2284	1351	912
973	867	790	1789	6721	4818	5020	3678	2979	2429	1436	970

Окончательная проверка производится по условию, что расход в каждом месяце средневодного года с 50% обеспеченностью, должен быть больше расхода в этом же месяце маловодного года с 90% обеспеченностью иначе производим корректировку расходов (2.8)

Таблица 2.8 – Корректировка расходов маловодного и средневодного годов

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
P=50%	973	867	790	1789	6721	4818	5020	3678	2979	2429	1436	970
P=90%	965	907	814	850	4746	4857	3504	3166	3225	2490	1110	901
P=50% кор	973	912	815	1719	6571	4868	4870	3678	3229	2494	1371	970

Гидрографы представлены на рисунке 2.2.

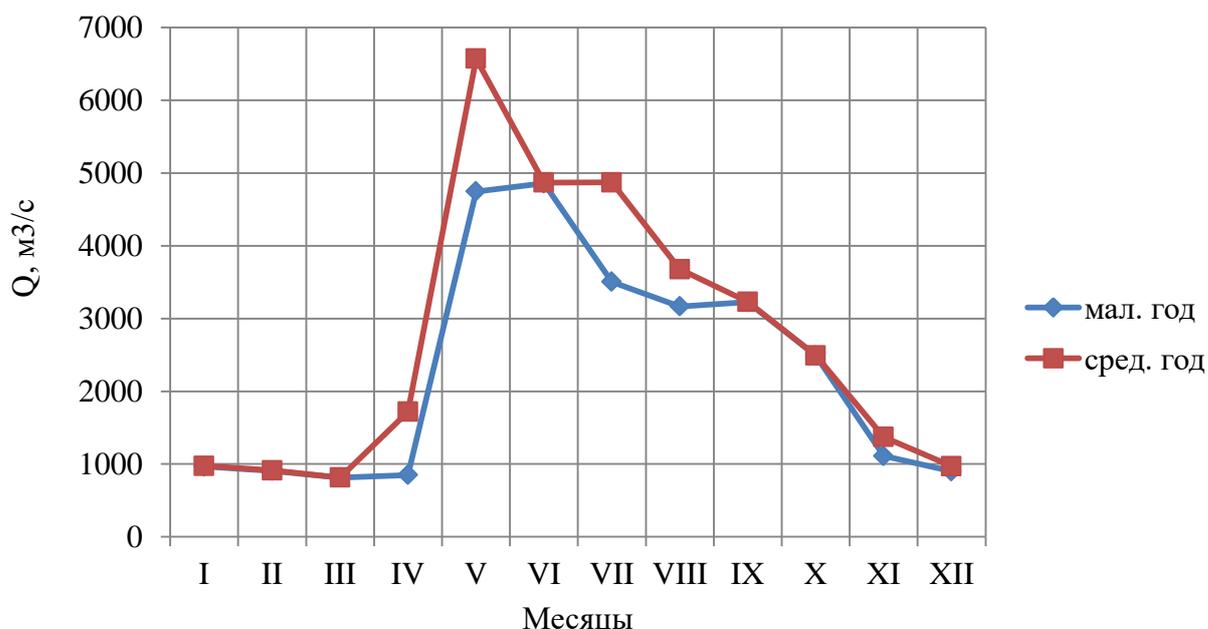


Рисунок 2.2 – Расчётные гидрографы

## 2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Данные по энергосистеме Сибири получены с сайта <http://so-ups.ru/>, в частности суточные графики нагрузки за зимние и летние сутки (табл.2.9).

Таблица 2.9 – Суточные графики нагрузки

Часы суток	Зима, МВт	Лето, МВт
1	23782	17099
2	23523	17570
3	24418	17474
4	25657	18239
5	26476	19111
6	26498	19617
7	26118	19860
8	25818	19520
9	25922	19570
10	25715	19203
11	25904	19313
12	26020	19292
13	26228	19406
14	26590	19318
15	26543	19320
16	26389	19445
17	25830	19717
18	25475	19445
19	24681	19220
20	24664	18795
21	24751	18240
22	24514	17763
23	24191	16976
24	24185	16631

График нагрузки энергосистемы представлен на рисунке 2.3.

Определяем для максимальной мощности системы коэффициенты А и В:

$$A = (P_{\max \text{ лето}} + P_{\max \text{ зима}}) / 2 = (19860 + 26590) / 2 = 23225; \quad (2.3)$$

$$B = (P_{\max \text{ зима}} - P_{\max \text{ лето}}) / 2 = (26590 - 19860) / 2 = 3365. \quad (2.4)$$

С помощью коэффициентов А и В находим годовой график максимального потребления энергосистемы по формуле:

$$P_{\max} = A + B \cdot \cos((30^\circ \cdot \text{№месяца} - 15^\circ)). \quad (2.5)$$

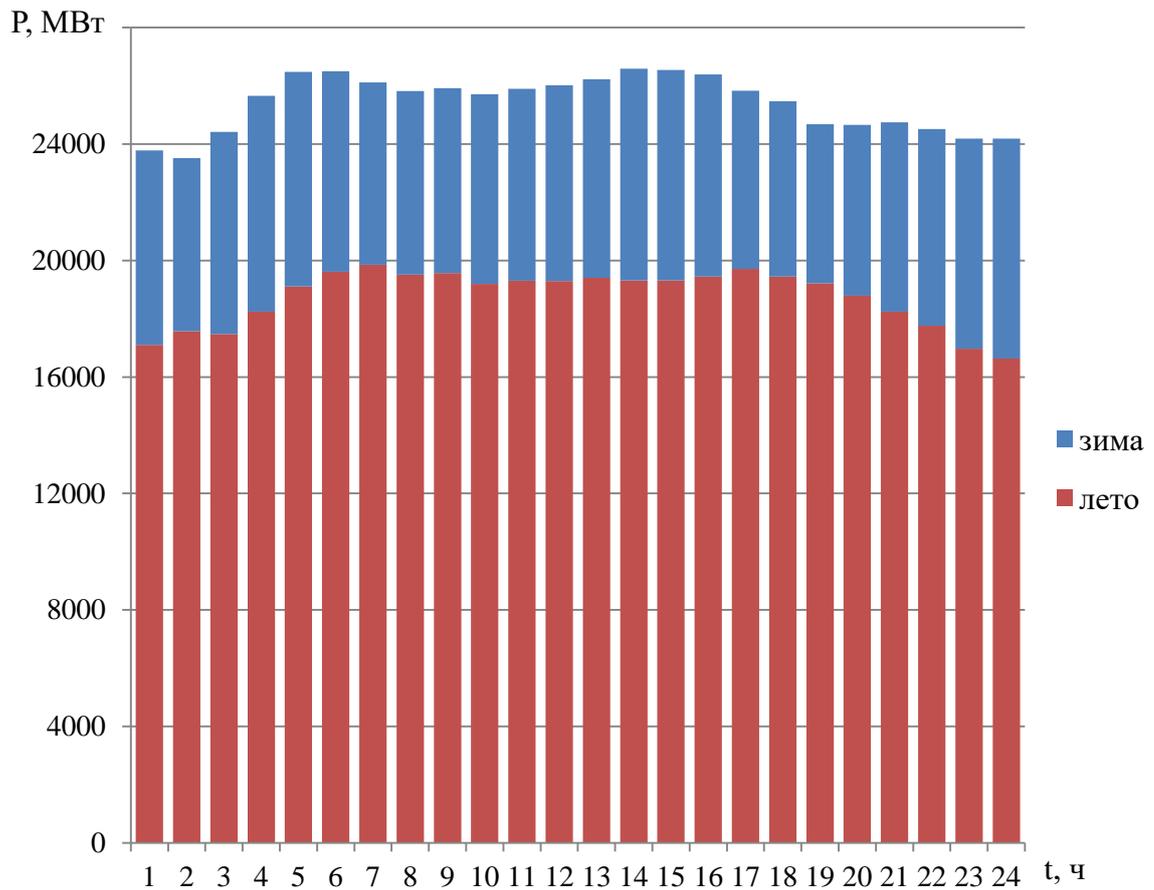


Рисунок 2.3 – Суточный график нагрузки

Определяем для средних мощностей системы коэффициенты А и В:

$$A = (P_{\text{cp лето}} + P_{\text{cp зима}}) / 2 = (19756 + 25412) / 2 = 22084; \quad (2.6)$$

$$B = (P_{\text{cp зима}} - P_{\text{cp лето}}) / 2 = (25412 - 18756) / 2 = 3328. \quad (2.7)$$

С помощью коэффициентов А и В находим годовой график средней потребления энергосистемы по формуле:

$$P_{\text{cp}} = A + B \cdot \cos((30^\circ \cdot \text{№месяца} - 15^\circ)). \quad (2.8)$$

Результаты представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Таблица максимальных и средних мощностей.

Месяц	$P_{max}$ , МВт	$P_{cp}$ , МВт
1	26475	25299
2	25604	24437
3	24096	22946
4	22354	21223
5	20846	19731
6	19860	18756
7	19860	18756
8	20846	19731
9	22354	21223
10	24096	22946
11	25604	24437
12	26475	25299

По данным таблицы 2.10 строим годовой график потребления энергосистемы в МВт. График представлен на рисунке 2.4.

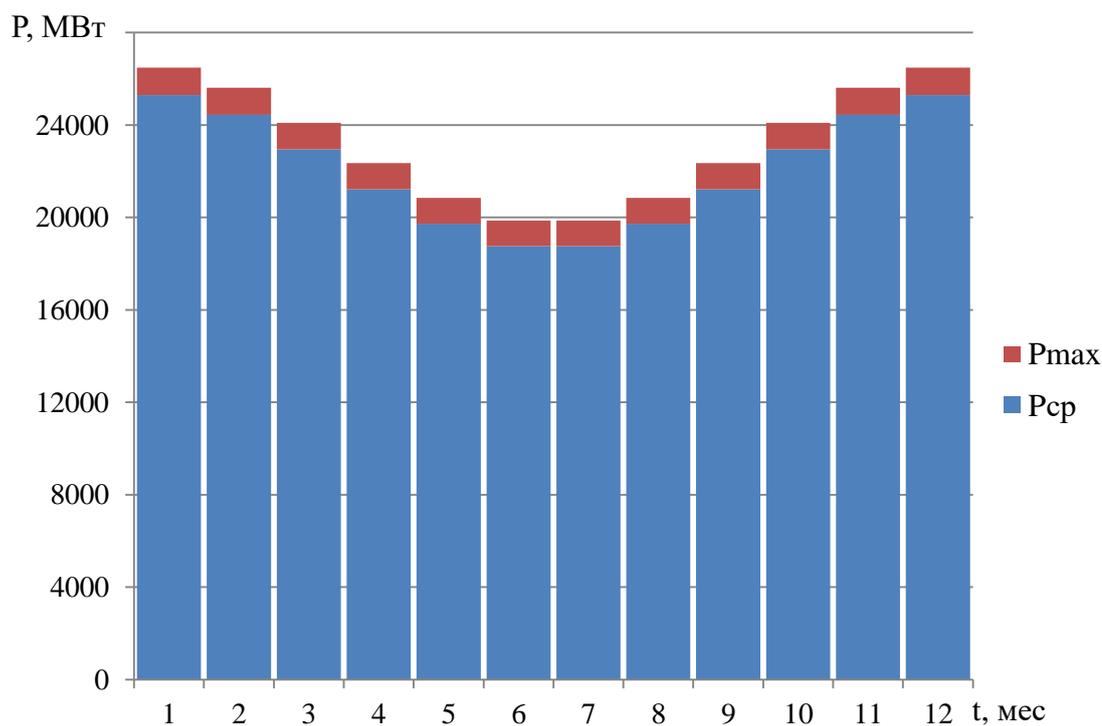


Рисунок 2.4 – Годовые график нагрузки

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

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

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

$$N_t^{\text{быт}} = k_N \cdot Q_t^{90\%} \cdot H_t^{\text{ГЭС}}, \quad (2.9)$$

где  $k_N = 8,7$  – коэффициент мощности;

$Q_t^{90\%}$  – полезный бытовой расход расчетного маловодного года (табл. 2.8);

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

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

Расчёт приведён в таблице 2.11.

## 2.5 Расчет мощности ГЭС по требованиям ВХК

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

$$N_t^{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_t^{\text{ВХК}} \cdot H_t^{\text{ГЭС}}, \quad (2.10)$$

где  $k_N = 8,7$  – коэффициент мощности;

$Q_t^{\text{ВХК}}$  – расход воды по требованию участников ВХК (таблица 1.2);

$H_t^{\text{ГЭС}}$  – напор на ГЭС.

Расчёт приведён в таблице 2.11.

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

Таблица 2.11 – Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Q_i^{\text{пр}90\%}$ , $\text{м}^3/\text{с}$	965	907	814	850	4746	4857	3504	3166	3225	2490	1110	901
Zвб	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105
$Q_{\text{пот}}$ , $\text{м}^3/\text{с}$	3	3	3	3	7	7	7	7	7	7	3	3
$Q_{\text{фил}}$ , $\text{м}^3/\text{с}$	1	1	1	1	1	2	2	2	1	1	1	1
$Q_{\text{исп}}$ , $\text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	1	3	5	6	6	2	1	0	0
$Q_{\text{лед}}$ , $\text{м}^3/\text{с}$	-7	-4	0	1	2	3	4	2	1	1	0	-3
$Q_{\text{пол}}^{\text{пр}90\%}$ , $\text{м}^3/\text{с}$	954	899	810	846	4737	4846	3493	3153	3216	2482	1106	894
Zнб, м	38,82	38,73	38,58	38,64	42,43	42,50	41,45	41,15	41,21	40,49	39,07	38,72
H, м	65,38	65,47	65,62	65,56	61,77	61,70	62,75	63,05	62,99	63,71	65,13	65,48
Nбыт, МВт	543	512	462	482	2546	2601	1907	1729	1762	1376	627	509
$Q_{\text{ВХК}}$ , $\text{м}^3/\text{с}$	1200	1200	1200	1200	1450	1450	1450	1450	1450	1200	1200	1200
Zвб, м	105	105	105	105	105,00	105	105	105	105	105	105	105
Zнб, м	39,22	39,22	39,22	39,22	39,27	39,27	39,27	39,27	39,27	39,22	39,22	39,22
H, м	64,98	64,98	64,98	64,98	64,93	64,93	64,93	64,93	64,93	64,98	64,98	64,98
Nвхк, МВт	678	678	678	678	819	819	819	819	819	678	678	678
Nбыт- Nвхк, МВт	-136	-166	-216	-196	1726	1782	1088	910	943	697	-51	-169

Расположение полученных бытовых мощностей и мощностей при работе ГЭС по требованию ВХК в годовом графике средних нагрузок показывает, что в отдельные, как правило, зимние месяцы, когда потребность энергосистемы в мощности и энергии велика, бытовые мощности минимальны. В период половодья бытовые расходы будут существенно больше расходов, требуемых для водного транспорта. В период летней межени бытовые расходы могут быть ниже, необходимых для обеспечения расходов в НБ по требованию водного транспорта. Это приводит к тому, что, во-первых, для вытеснения тепловых мощностей необходимо увеличить зимнюю энергоотдачу ГЭС сверх бытовой, что может быть достигнуто за счёт зарегулирования водохранилища; во-вторых, в период летне-осенней межени для удовлетворения требований ВХК также может потребоваться сработка водохранилища, в-третьих, в период половодья появляются избытки притока, которые могут быть аккумулированы в водохранилище для последующего использования в зимний период.

По данным таблицы 2.11 определяем излишки мощности по бытовому стоку 6212 МВт, распределяем данную мощность на графике средних мощностей в зимние месяцы. Также по таблице 2.11 определяем месяц начала сработки водохранилища это месяц первый после половодья в котором расход (мощность) по ВХК превышает бытовой расход (мощность). Сработку

водохранилища начинаем с 11 месяца. График для перераспределения стока представлен на рисунке 2.5.

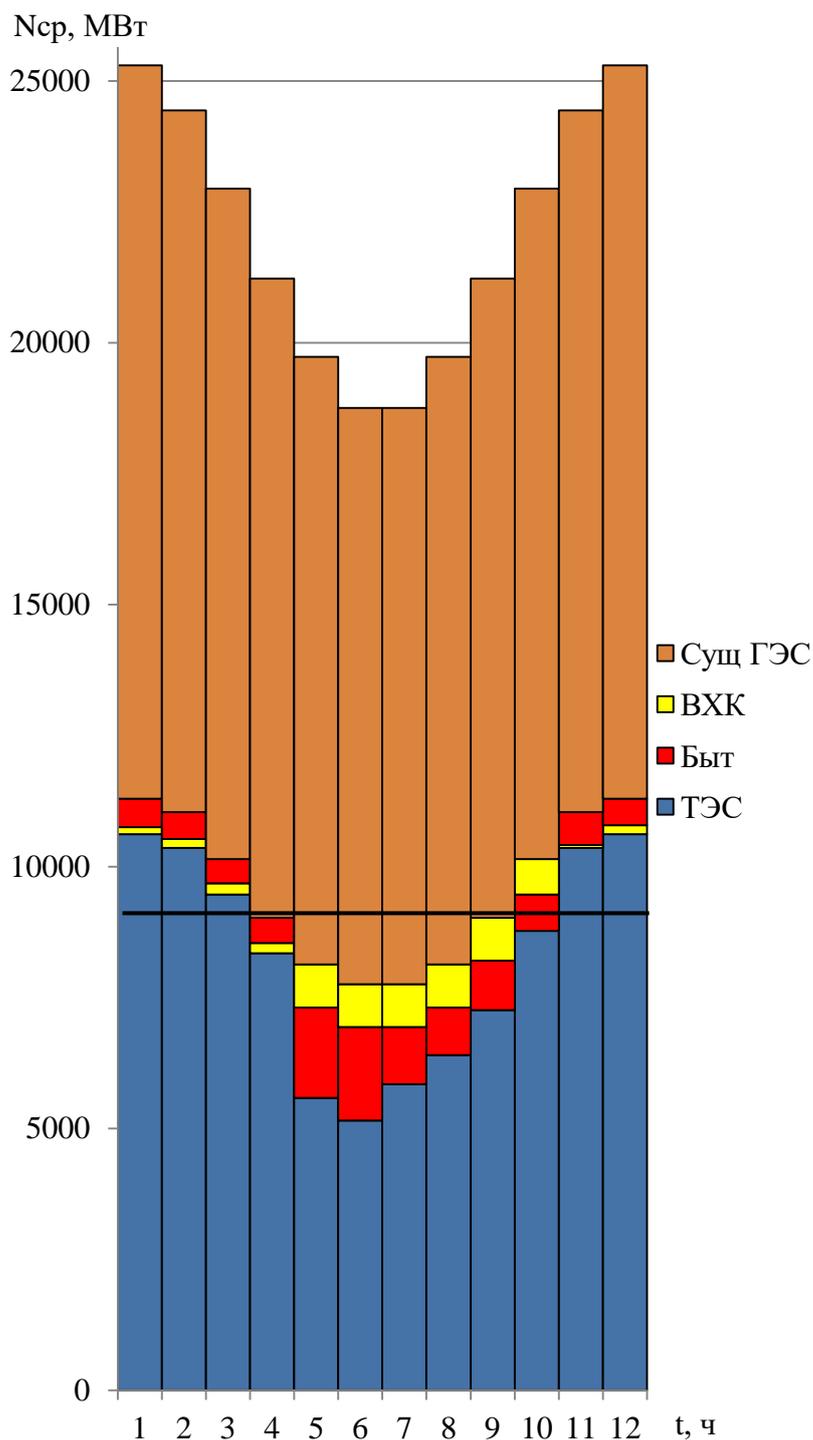


Рисунок 2.5 – График среднемесячных мощностей без регулирования

Из графика видно, что под регулирование попадает шесть месяцев мощность января, декабря равна 2185 МВт; февраля, ноября – 1923 МВт и марта, октября – 1023 МВт.

## 2.6 ВЭР по условиям маловодного года

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

В маловодном году режим работы определяется выдачей гарантированной мощности в течении всего года.

Расчет начинается с первого месяца, следующего за половодьем, когда необходимо использовать воду из водохранилища на покрытие нагрузки, т.е. когда бытового стока недостаточно, чтобы работать той мощностью, которая определена предыдущим расчетом. Исходя из рисунка 2.5 видно, что сработку необходимо начинать с одиннадцатого месяца, когда бытового расхода недостаточно для выдачи необходимой мощности.

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

Расход в НБ рассчитывается по формуле:

Расход в НБ:

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{пол}} + Q_{\text{водохр}} + Q_{\text{фильтр}} + Q_{\text{х.сбр}}. \quad (2.11)$$

Расход проходящий через ГЭС:

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{пол}} + Q_{\text{водохр}}. \quad (2.12)$$

Напор на станции 2.11:

$$H_{\text{ГЭС}} = z_{\text{ВБ ср.}} - z_{\text{НБ}} - \Delta h. \quad (2.13)$$

Вырабатываемая мощность в МВт:

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N \cdot Q_{\text{ГЭС}} \cdot H_{\text{ГЭС}} / 1000. \quad (2.14)$$

Выработка электроэнергии:

$$Э_{\text{гар}} = N_{\text{гар}} \cdot 24. \quad (2.15)$$

Вариант с работы-наполнения водохранилища с учетом излишек и определенной гарантированной мощности в январе, декабре равной 2185 МВт представлен в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году итерация 1

Месяц	$Q_{\text{быт}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пот}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ф}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{исп}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{лед}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{быт пол}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вхк}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{выкр}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{НБ}} \text{ м}^3/\text{с}$	$\Delta V$	$V_{\text{нач}}$
11	1110	3	1	0	0	1106	1200	-2582	3688	3689	-6,69	68,95
12	901	3	1	0	-3	894	1200	-3786	4680	4681	-9,81	62,26
1	965	3	1	0	-7	954	1200	-4600	5554	5555	-11,92	52,45
2	907	3	1	0	-4	899	1200	-5665	6564	6565	-14,68	40,52
3	814	3	1	0	0	810	1200	-4820	5630	5631	-12,49	25,84
4	850	3	1	1	1	846	1200	-353	1199	1200	-0,91	13,35
5	4746	7	1	3	2	4737	1450	3288	1449	1450	8,52	12,43
6	4857	7	2	5	3	4846	1450	3398	1448	1450	8,81	20,95
7	3504	7	2	6	4	3493	1450	2045	1448	1450	5,30	29,76
8	3166	7	2	6	2	3153	1450	1705	1448	1450	4,42	35,06
9	3225	7	1	2	1	3216	1450	1767	1449	1450	4,58	39,48
10	2490	7	1	1	1	2482	1200	-101	2583	2584	-0,26	44,06

Продолжение таблицы 2.12

Месяц	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	$Z_{\text{КБ}}, \text{ м}$	$Z_{\text{ср}}, \text{ м}$	$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	$H, \text{ м}$	$N_{\text{б}}, \text{ МВт}$	$\mathcal{E}, \text{ млн кВтч}$
11	62,26	105,0	100,73	102,86	42,1384	59,92	1923	1384,52
12	52,45	100,73	94,08	97,40	42,944	53,66	2185	1625,43
1	40,52	94,08	85,08	89,58	43,5602	45,22	2185	1625,59
2	25,84	85,08	72,26	78,67	44,1969	33,67	1923	1292,22
3	13,35	72,26	58,69	65,48	43,6106	21,06	1032	767,63
4	12,43	58,69	57,53	58,11	39,219	18,09	189	135,86
5	20,95	57,53	67,38	62,45	39,2691	22,38	282	209,86
6	29,76	67,38	75,91	71,64	39,2693	31,57	398	286,35
7	35,06	75,91	80,57	78,24	39,2693	38,17	481	357,70
8	39,48	80,57	84,24	82,40	39,2693	42,33	533	396,71
9	44,06	84,24	87,87	86,05	39,2693	45,98	580	417,31
10	43,80	87,87	87,66	87,77	41,0434	45,92	1032	767,78

Вырабатывая гарантируемую мощность полученную из баланса энергии мы не можем прийти из НПУ в НПУ, уменьшаем гарантируемую мощность и проводим расчет по второй итерации, расчёт представлен в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году итерация 2

Месяц	$Q_{\text{быт}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пот}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ф}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{исп}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{лед}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{быт пол}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вхк}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{выхр}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{НБ}} \text{ м}^3/\text{с}$	$\Delta V$	$V_{\text{нач}}$
11	1110	3	1	0	0	1106	1200	-1959	3066	3067	-5,08	68,95
12	901	3	1	0	-3	894	1200	-2977	3870	3871	-7,72	63,88
1	965	3	1	0	-7	954	1200	-3386	4340	4341	-8,78	56,16
2	907	3	1	0	-4	899	1200	-3403	4302	4303	-8,82	47,38
3	814	3	1	0	0	810	1200	-1261	2071	2072	-3,27	38,56
4	850	3	1	1	1	846	1200	-353	1199	1200	-0,91	35,29
5	4746	7	1	3	2	4737	1450	3288	1449	1450	8,52	34,38
6	4857	7	2	5	3	4846	1450	3398	1448	1450	8,81	42,90
7	3504	7	2	6	4	3493	1450	2045	1448	1450	5,30	51,71
8	3166	7	2	6	2	3153	1450	1705	1448	1450	4,42	57,01
9	3225	7	1	2	1	3216	1450	1767	1449	1450	4,58	61,43
10	2490	7	1	1	1	2482	1200	1156	1326	1327	3,00	66,01

Продолжение таблицы 2.13

Месяц	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	$Z_{\text{КБ}}, \text{ м}$	$Z_{\text{ср}}, \text{ м}$	$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	$H, \text{ м}$	$N_{\text{б}}, \text{ МВт}$	$\mathcal{E}, \text{ млн кВтч}$
11	63,88	105,0	101,77	103,38	41,5524	61,03	1627,7	1171,95
12	56,16	101,77	96,66	99,22	42,2968	56,12	1889,7	1405,95
1	47,38	96,66	90,39	93,53	42,6829	50,04	1889,7	1405,94
2	38,56	90,39	83,49	86,94	42,6528	43,49	1627,7	1093,82
3	35,29	83,49	80,76	82,13	40,4392	40,89	736,7	548,11
4	34,38	80,76	79,98	80,37	39,219	40,35	420,9	303,05
5	42,90	79,98	86,96	83,47	39,2691	43,40	547,0	406,97
6	51,71	86,96	93,55	90,26	39,2693	50,19	632,2	455,15
7	57,01	93,55	97,24	95,40	39,2693	55,33	696,9	518,49
8	61,43	97,24	100,18	98,71	39,2693	58,64	738,7	549,57
9	66,01	100,18	103,13	101,65	39,2693	61,59	776,3	558,90
10	69,00	103,13	105,00	104,06	39,4144	63,85	736,7	548,11

Входе данного расчета была определена гарантированная мощность, которая составляет 1889,7 МВт, отметка уровня мертвого объема 79,78 м.

## 2.7 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов

Для определения установленной мощности ГЭС используем суточные графики нагрузки и ИКН. Данные для построения приведены в таблице 2.14, 2.15, проиллюстрированы на рисунках 2.6, 2.7.

Таблица 2.14 – Координаты кривой ИКН энергосистемы для зимнего периода

Часы	Потребление	Ранж	$\Delta P$	$\Delta t$	$\Delta \mathcal{E}$	$\mathcal{E}$	P
1	23782	26590	47	1	47	47	47
2	23523	26543	45	2	90	137	92
3	24418	26498	22	3	66	203	114
4	25657	26476	87	4	348	551	201
5	26476	26389	161	5	805	1356	362
6	26498	26228	110	6	660	2016	472
7	26118	26118	98	7	686	2702	570
8	25818	26020	98	8	784	3486	668
9	25922	25922	18	9	162	3648	686
10	25715	25904	74	10	740	4388	760
11	25904	25830	12	11	132	4520	772
12	26020	25818	103	12	1236	5756	875
13	26228	25715	58	13	754	6510	933
14	26590	25657	182	14	2548	9058	1115
15	26543	25475	724	15	10860	19918	1839
16	26389	24751	70	16	1120	21038	1909
17	25830	24681	17	17	289	21327	1926
18	25475	24664	150	18	2700	24027	2076
19	24681	24514	96	19	1824	25851	2172
20	24664	24418	227	20	4540	30391	2399
21	24751	24191	6	21	126	30517	2405
22	24514	24185	403	22	8866	39383	2808
23	24191	23782	259	23	5957	45340	3067
24	24185	23523	23523	24	564552	609892	26590

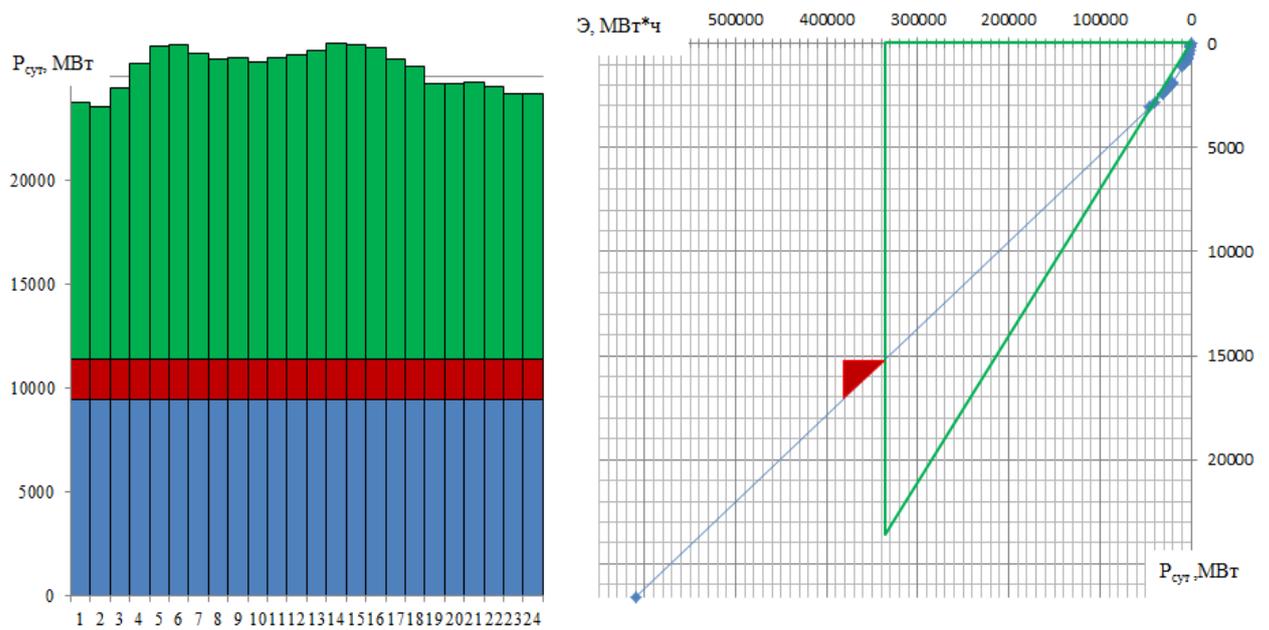


Рисунок 2.6 – Суточный график и ИКН зимнего периода

Таблица 2.15 – Координаты кривой ИКН энергосистемы для летнего периода

Часы	Потребление	Ранж	$\Delta P$	$\Delta t$	$\Delta \mathcal{E}$	$\mathcal{E}$	$P$
1	17099	19860	143	1	143	143	143
2	17570	19717	100	2	200	343	243
3	17474	19617	47	3	141	484	290
4	18239	19570	50	4	200	684	340
5	19111	19520	75	5	375	1059	415
6	19617	19445	0	6	0	1059	415
7	19860	19445	39	7	273	1332	454
8	19520	19406	86	8	688	2020	540
9	19570	19320	2	9	18	2038	542
10	19203	19318	5	10	50	2088	547
11	19313	19313	21	11	231	2319	568
12	19292	19292	72	12	864	3183	640
13	19406	19220	17	13	221	3404	657
14	19318	19203	92	14	1288	4692	749
15	19320	19111	316	15	4740	9432	1065
16	19445	18795	555	16	8880	18312	1620
17	19717	18240	1	17	17	18329	1621
18	19445	18239	476	18	8568	26897	2097
19	19220	17763	193	19	3667	30564	2290
20	18795	17570	96	20	1920	32484	2386
21	18240	17474	375	21	7875	40359	2761
22	17763	17099	123	22	2706	43065	2884
23	16976	16976	345	23	7935	51000	3229
24	16631	16631	16631	24	399144	450144	19860

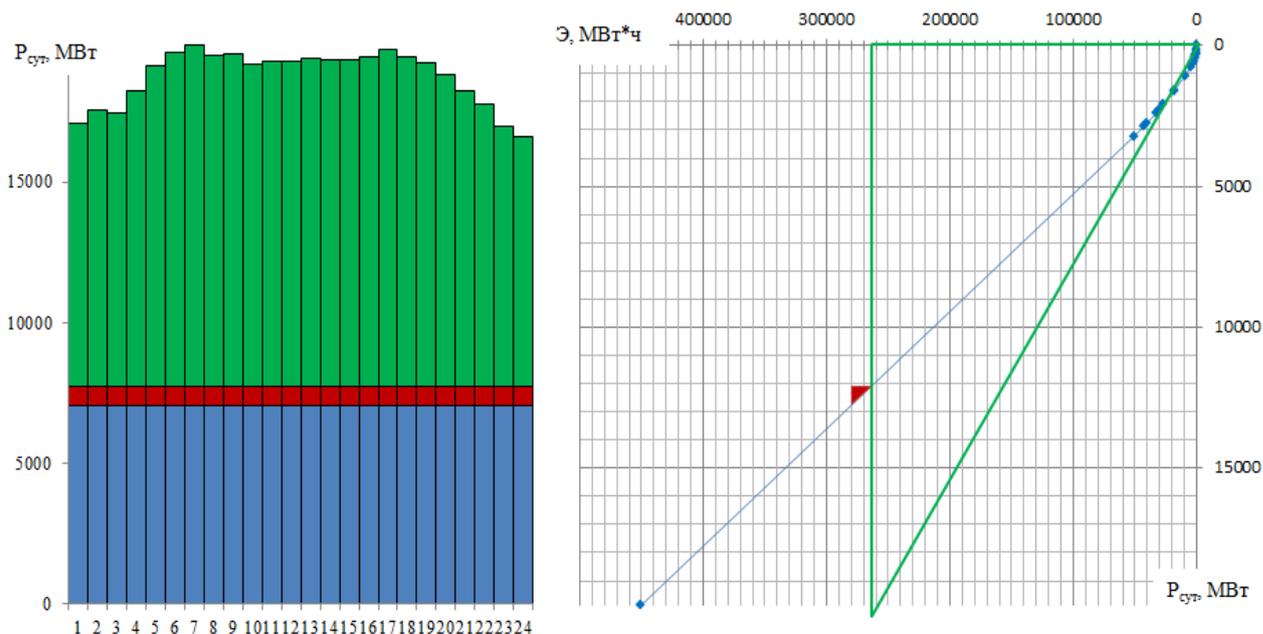


Рисунок 2.7 – Суточный график и ИКН летнего периода

Так как проектируемая станция будет работать в энергосистеме Сибири, а в Сибири большой запас гидрогенерирующей мощности Слюдянская ГЭС будет работать в базовой части графика нагрузки вытесняя мощности ТЭС.

Так как проектируемая ГЭС работает в базе графика нагрузки, ее рабочая мощность будет равна гарантированной.

Установленная мощность равна:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{раб.}^{ГЭС} + N_{рез.}^{ГЭС}, \quad (2.16)$$

где  $N_{раб.}^{ГЭС}$  – рабочая мощность ГЭС;  
 $N_{рез.}^{ГЭС}$  – нагрузочный резерв ГЭС

$$N_{уст.}^{ГЭС} = 1889,7 + 53,0 = 1942,7 \text{ МВт.}$$

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен  $2\% P_t^{\max}$ , аварийный резерв составляет  $8\%$  от  $P_t^{\max}$ .

Установленную мощность ТЭС представим в виде суммы из таблицы 2.16

$$N_{уст.}^{ТЭС} = N_{раб.}^{ТЭС} + N_{ав.рез.}^{ТЭС} = 9385 + 2110 = 11503 \text{ МВт} \quad (2.17)$$

Планирование капитальных ремонтов оборудования энергосистемы производится с учетом технико-экономических особенностей. Ремонт

оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность. При этом продолжительность ремонта гидроагрегатов ГЭС принимается равной 15 дней, а частота их проведения – 1 раз в 4 года.

Ремонтная площадь существующей ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{4} \cdot \frac{1}{2} \text{мес} = \frac{1942,7}{8} = 243 \text{ МВт} \cdot \text{мес} / \text{год}. \quad (2.18)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{4} \cdot \frac{1}{2} \text{мес} = \frac{23601}{8} = 2950 \text{ МВт} \cdot \text{мес} / \text{год}. \quad (2.19)$$

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета останова каждого агрегата на период ремонта в среднем 1 раз в 2 года. Предусмотрены следующие нормы простоя оборудования: ТЭС с поперечными связями – 15 дней; блочные ТЭС – 30 дней.

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \left( \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{мес} \right) = \left( \frac{11503}{4} + \frac{11503}{2} \right) = 8627 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}; \quad (2.20)$$

Расчеты представлены в таблице 2.16, баланс мощности изображен на рисунке 2.8.

Таблица 2.16 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	Система			ГЭС существующие			ГЭС проектируемая			ТЭС		
	Ртах	Рав	Рнаг	Рраб	Рнаг	Ррем	Рраб	Рнаг	Рре <sub>м</sub>	Рраб	Рав	Ррем
1	26475	2118	530	15200	477	0	1890	53,0	0	9385	2118	0
2	25604	2048	512	14580	461	0	1651	51,2	0	9373	2048	0
3	24096	1928	482	13960	434	983	1413	48,2	0	8723	1928	0
4	22354	1788	447	13340	402	983	1174	44,7	243	7840	1788	0
5	20846	1668	417	12720	375	0	936	41,7	0	7190	1668	1615
6	19860	1589	397	12100	357	0	697	39,7	0	7063	1589	2699
7	19860	1589	397	12100	357	0	697	39,7	0	7063	1589	2699
8	20846	1668	417	12720	375	0	936	41,7	0	7190	1668	1615
9	22354	1788	447	13340	402	0	1174	44,7	0	7840	1788	0
10	24096	1928	482	13960	434	983	1413	48,2	0	8723	1928	0
11	25604	2048	512	14580	461	0	1651	51,2	0	9373	2048	0
12	26475	2118	530	15200	477	0	1890	53,0	0	9385	2118	0

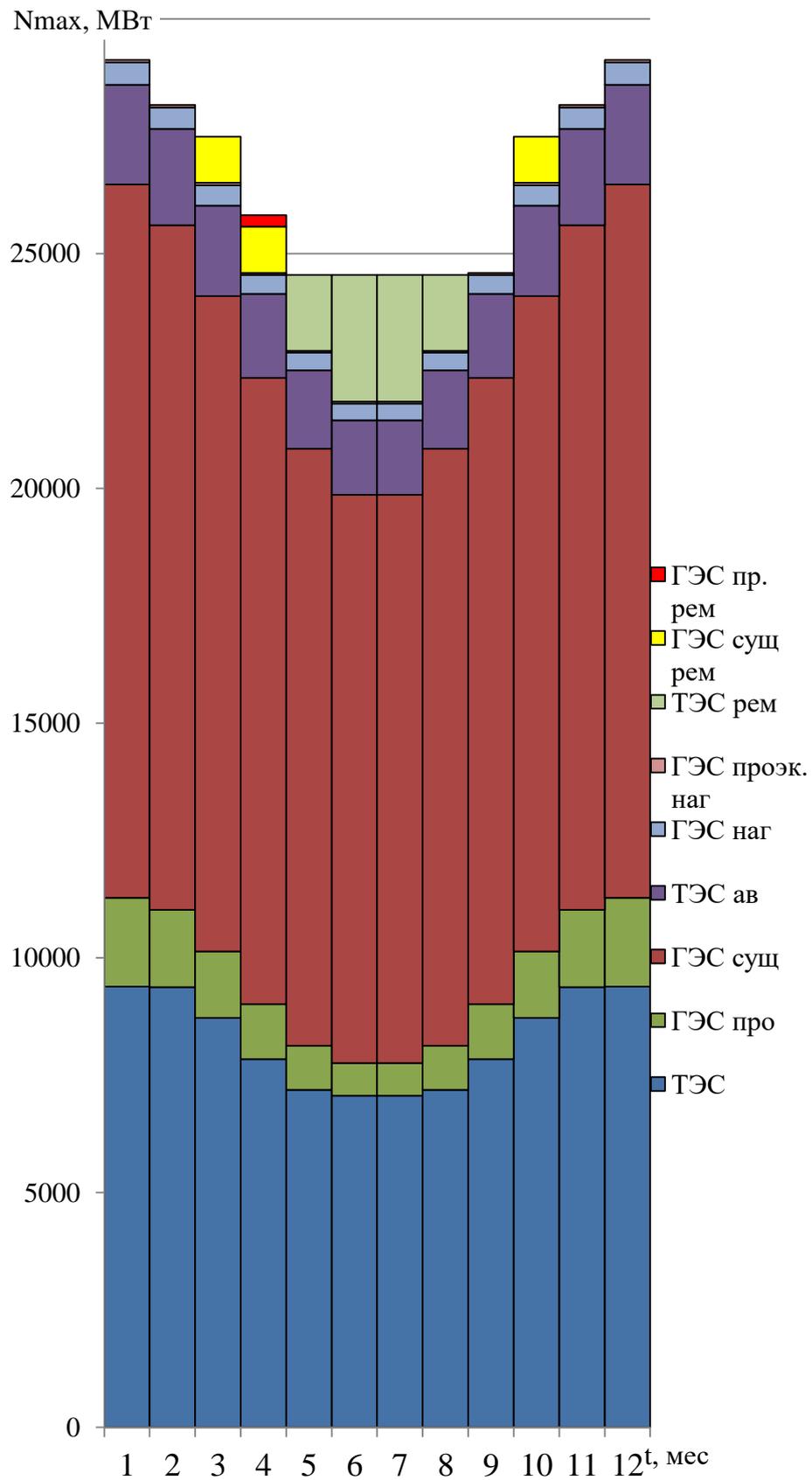


Рисунок 2.8 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

## 2.7 ВЭР по условиям средневодного года

По условиям средневодного года также проводится режим сработки-наполнения. Все величины находятся аналогично, отметка УМО, полученная из расчетов по условиям маловодного года не изменяется, гарантированная энергоотдача в ноябре, декабре, январе и феврале тоже не меняется. Цель расчета сработки-наполнения по условиям средневодного года – определение среднемноголетней выработки.

Сработать водохранилище можно несколькими способами:

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

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

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

ВЭР по условиям средневодного года приведены в таблице 2.17 первый способ, в таблице 2.18 – второй.

Таблица 2.17 – Режим работы проектируемой ГЭС в средневодном году первый способ

Месяц	$Q_{\text{быг}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пог}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ф}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{исп}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{лед}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{быг пол}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вхк}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{выхр}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{НБ}} \text{ м}^3/\text{с}$	$\Delta V$	$V_{\text{нач}}$
11	1371	3	1	0	0	1367	1200	-1687	3054	3055	-4,37	68,95
12	970	3	1	0	-3	963	1200	-2868	3831	3832	-7,43	64,58
1	973	3	1	0	-7	962	1200	-3308	4270	4271	-8,57	57,15
2	912	3	1	0	-4	904	1200	-3290	4194	4195	-8,53	48,57
3	815	3	1	0	0	811	1200	-1193	2004	2005	-3,09	40,04
4	1719	3	1	1	1	1715	1200	-993	2708	2709	-2,57	36,95
5	6571	7	1	3	2	6562	1450	5175	1387	1388	13,41	34,38
6	4868	7	2	5	3	4857	1450	3510	1347	1349	9,10	47,79
7	4870	7	2	6	4	4859	1450	3529	1330	1332	9,15	56,89
8	3678	7	2	6	2	3665	1450	1124	2541	2543	2,91	66,04
9	3229	7	1	2	1	3220	1450	10	3210	3211	0,03	68,95
10	2494	7	1	1	1	2486	1200	10	2476	2477	0,03	68,98

Продолжение таблицы 2.17

Месяц	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нб}}, \text{М}$	$Z_{\text{кс}}, \text{М}$	$Z_{\text{ср}}, \text{М}$	$Z_{\text{нб}}, \text{М}$	$H, \text{М}$	$N_b, \text{МВт}$	$\mathcal{E}, \text{млн кВтч}$
11	64,58	105,0	102,22	103,61	41,5412	61,27	1628,1	1172,21
12	57,15	102,22	97,34	99,78	42,2627	56,72	1890,2	1406,28
1	48,57	97,34	91,27	94,31	42,6274	50,88	1890,3	1406,35
2	40,04	91,27	84,69	87,98	42,566	44,62	1628,0	1094,03
3	36,95	84,69	82,16	83,43	40,3539	42,27	736,9	548,23
4	34,38	82,16	79,98	81,07	41,1802	39,09	920,8	663,01
5	47,79	79,98	90,70	85,34	39,188	45,35	547,4	407,26
6	56,89	90,70	97,16	93,93	39,1358	53,99	632,9	455,71
7	66,04	97,16	103,14	100,15	39,1124	60,24	697,0	518,60
8	68,95	103,14	104,97	104,06	40,5502	62,71	1386,3	1031,38
9	68,98	104,97	104,98	104,98	41,2028	62,97	1758,8	1266,37
10	69,00	104,98	105,00	104,99	40,9227	63,27	1362,8	1013,90

Таблица 2.18 – Режим работы проектируемой ГЭС в средневодном году второй способ

Месяц	$Q_{\text{быг}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{лог}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ф}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{лсп}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{лед}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{быг пол}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вхк}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вхр}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{гэс}} \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{нб}} \text{ м}^3/\text{с}$	$\Delta V$	$V_{\text{нач}}$
11	1371	3	1	0	0	1367	1200	-1959	3326	3327	-5,08	68,95
12	970	3	1	0	-3	963	1200	-2977	3939	3940	-7,72	63,88
1	973	3	1	0	-7	962	1200	-3386	4349	4350	-8,78	56,16
2	912	3	1	0	-4	904	1200	-3403	4307	4308	-8,82	47,38
3	815	3	1	0	0	811	1200	-1261	2072	2073	-3,27	38,56
4	1719	3	1	1	1	1715	1200	-353	2068	2069	-0,91	35,29
5	6571	7	1	3	2	6562	1450	3288	3274	3275	8,52	34,38
6	4868	7	2	5	3	4857	1450	3398	1459	1461	8,81	42,90
7	4870	7	2	6	4	4859	1450	2045	2814	2816	5,30	51,71
8	3678	7	2	6	2	3665	1450	1705	1960	1962	4,42	57,01
9	3229	7	1	2	1	3220	1450	1767	1453	1454	4,58	61,43
10	2494	7	1	1	1	2486	1200	1156	1330	1331	3,00	66,01

Продолжение таблицы 2.18

Месяц	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нб}}, \text{М}$	$Z_{\text{кб}}, \text{М}$	$Z_{\text{ср}}, \text{М}$	$Z_{\text{нб}}, \text{М}$	$H, \text{м}$	$N_t, \text{МВт}$	$\mathcal{E}, \text{млн кВт}\cdot\text{ч}$
11	63,88	105,0	101,77	103,38	41,8068	60,78	1758,9	1266,41
12	56,16	101,77	96,66	99,22	42,3553	56,06	1921,3	1429,44
1	47,38	96,66	90,39	93,53	42,6895	50,04	1893,1	1408,50
2	38,56	90,39	83,49	86,94	42,6565	43,48	1629,4	1094,93
3	35,29	83,49	80,76	82,13	40,4401	40,89	737,0	548,30
4	34,38	80,76	79,98	80,37	40,435	39,14	704,0	506,91
5	42,90	79,98	86,96	83,47	41,261	41,41	1179,7	877,69
6	51,71	86,96	93,55	90,26	39,2846	50,17	637,0	458,66
7	57,01	93,55	97,24	95,40	40,827	53,77	1316,4	979,40
8	61,43	97,24	100,18	98,71	39,9067	58,01	989,2	735,95
9	66,01	100,18	103,13	101,65	39,2753	61,58	778,6	560,61
10	69,00	103,13	105,00	104,06	39,4201	63,84	738,7	549,62

По результатам расчета представленных в таблицах 2.16 и 2.17 получаем выработка электроэнергии при сработке водохранилища первым способом равна 6290,1 млн кВт·ч, вторым – 6254,5 млн кВт·ч, при наполнении водохранилища первым способом – 4693,2 млн кВт·ч, при наполнении водохранилища вторым способом – 4161,9 млн кВт·ч. В результате срабатывать и наполнять водохранилище будем первым способом. Среднегодовая выработка Слюдянской ГЭС равна 10983,3 млн кВт·ч.

График сработки-наполнения водохранилища в маловодном и средневодном году представлен на рисунке 2.9.

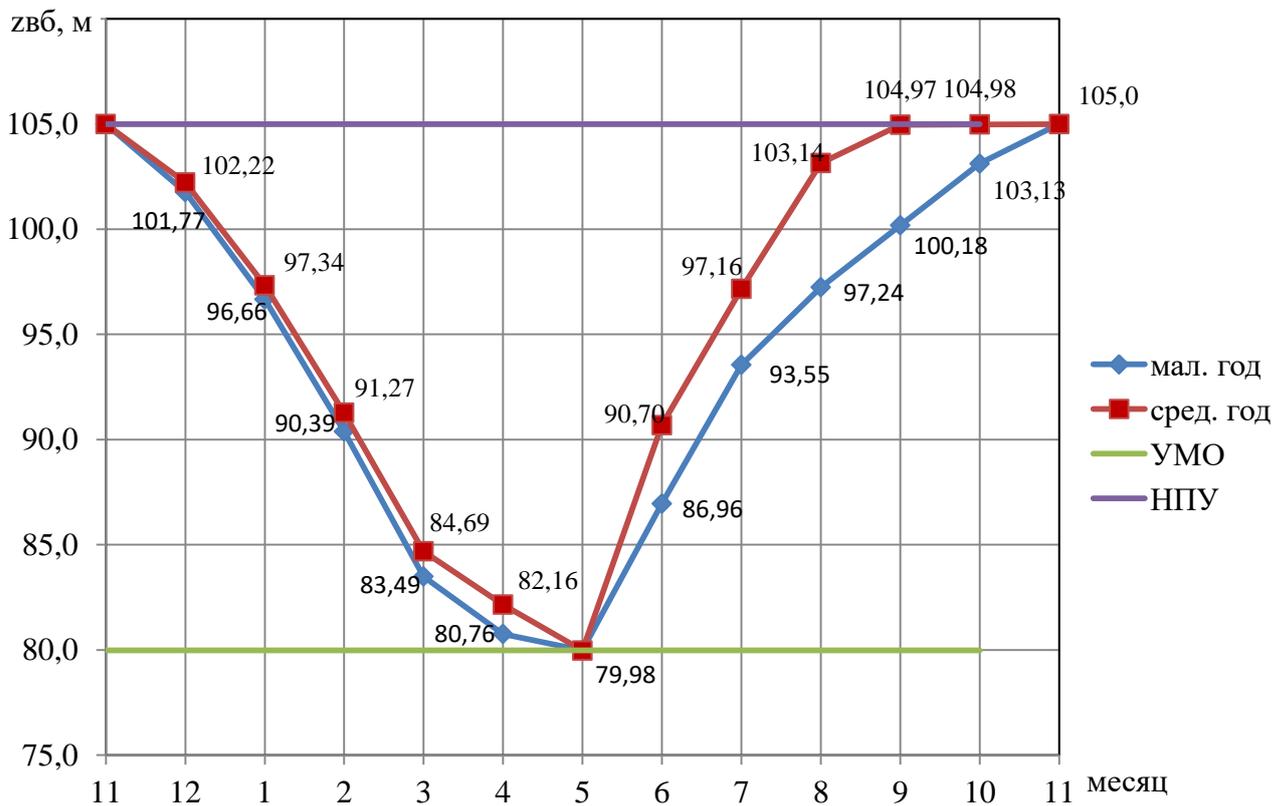


Рисунок 2.9 – График сработки наполнения водохранилища

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Построение режимного поля, выбор числа и типа агрегатов

При технико-экономическом обосновании оптимального варианта основного оборудования для выбора числа и типа агрегатов необходимо учитывать следующие основные положения:

– выбранные параметры оборудования должны обеспечивать эксплуатацию агрегатов и станции в целом во всех допустимых режимах работы с наибольшим КПД;

– необходимо стремиться к выбору минимального числа гидроагрегатов при возможно большей мощности каждого из них, что приводит к увеличению КПД реактивных турбин за счет масштабного эффекта, снижению стоимости основного оборудования, сокращению сроков изготовления, монтажа и численности эксплуатационного персонала проектируемой ГЭС.

Выбор оборудования с использованием главных универсальных характеристик состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, наметить такие варианты диаметра рабочего колеса и синхронной частоты вращения, при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса и количестве установленных агрегатов.

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

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

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

где  $Z_{вб}(V_{сраб})$  – отметка уровня воды в водохранилище, которая изменяется в зависимости от объема сработки  $V_{сраб}$  от НПУ до УМО (рисунок 1.2);

$Z_{нб}(Q_{нб})$  – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода (рисунок 1.1);

$\Delta h$  – потери напора в водопроводящих сооружениях.

Определение ограничения работы турбин:

– ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

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

– ограничение по пропускной способности ГЭС, которую до выбора турбинного оборудования строим по зависимости:

$$Q_{\text{ГЭС}} = \frac{Q_{\text{ГЭС}}^{\text{max}}}{\sqrt{H_{\text{расч}}^N}}, \quad (3.3)$$

где  $Q_{\text{ГЭС}}^{\text{max}}$  – максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе гидроэлектростанции при расчетном напоре  $H_p$  (рисунок 3.1).

Результаты расчета представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

Кривые связи нижнего бьефа для летних и зимних условий		Напорные характеристики			Линия ограничения по установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Z_{\text{нб}}, \text{ м}$	$Q_{\text{нб}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$H_{\text{НПУ}}, \text{ м}$	$H_{\text{УМО}}, \text{ м}$	$H_{\text{Звб1}}, \text{ м}$	$H, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$H, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$
37	0	67,20	42,18	55,73	64,0	3489	51,0	4420
39,9	1890	64,34	39,32	52,87	62,5	3573	50,0	4376
41,7	3780	62,53	37,51	51,06	61,0	3661	49,0	4332
43,0	5670	61,17	36,16	49,70	59,5	3753	48,0	4288
44,1	7560	60,08	35,06	48,61	58,0	3850	47,0	4243
45,0	9450	59,16	34,14	47,68	56,5	3952	46,0	4197
45,8	11340	58,36	33,34	46,89	55,0	4060	45,0	4151
46,6	13230	57,65	32,63	46,18	53,5	4174	44,0	4105
47,2	15120	57,01	31,99	45,54	52,0	4294	43,0	4058
47,8	17010	56,43	31,41	44,96	50,5	4422	42,0	4011
48,3	18900	55,90	30,88	44,42	49,0	4557	41,0	3963
48,8	20790	55,40	30,39	43,93	47,5	4701	40,0	3914
49,3	22680	54,94	29,93	43,47	46,0	4854	39,0	3865
49,7	24570	54,51	29,49	43,04	44,5	5018	38,0	3815
50,1	26460	54,11	29,09	42,63	43,0	5193	37,0	3764

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

По режимному полю определяем следующие параметры:

- расчетный напор  $H_p = 50,6 \text{ м}$ ;
- минимальный напор  $H_{\text{min}} = 37,5 \text{ м}$ ;
- максимальный напор  $H_{\text{max}} = 66,3 \text{ м}$ ;
- максимальный расход  $Q_{\text{max}} = 4400 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Для полученного диапазона изменения напора по справочным материалам подбираем все возможные типы гидротурбин, исходя из следующих условий:

1) значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного;

2) отношение  $H_{\text{min}}/H_{\text{пред}} = 37,5/70 = 0,53$  должно быть не меньше справочных данных.

3) максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбин должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

Диапазону напоров соответствует ПЛ 70 с бетонной и металлической спиральной камерой, а так же ПЛД 70-В60° со следующими параметрами, представленными в таблице 3.2.

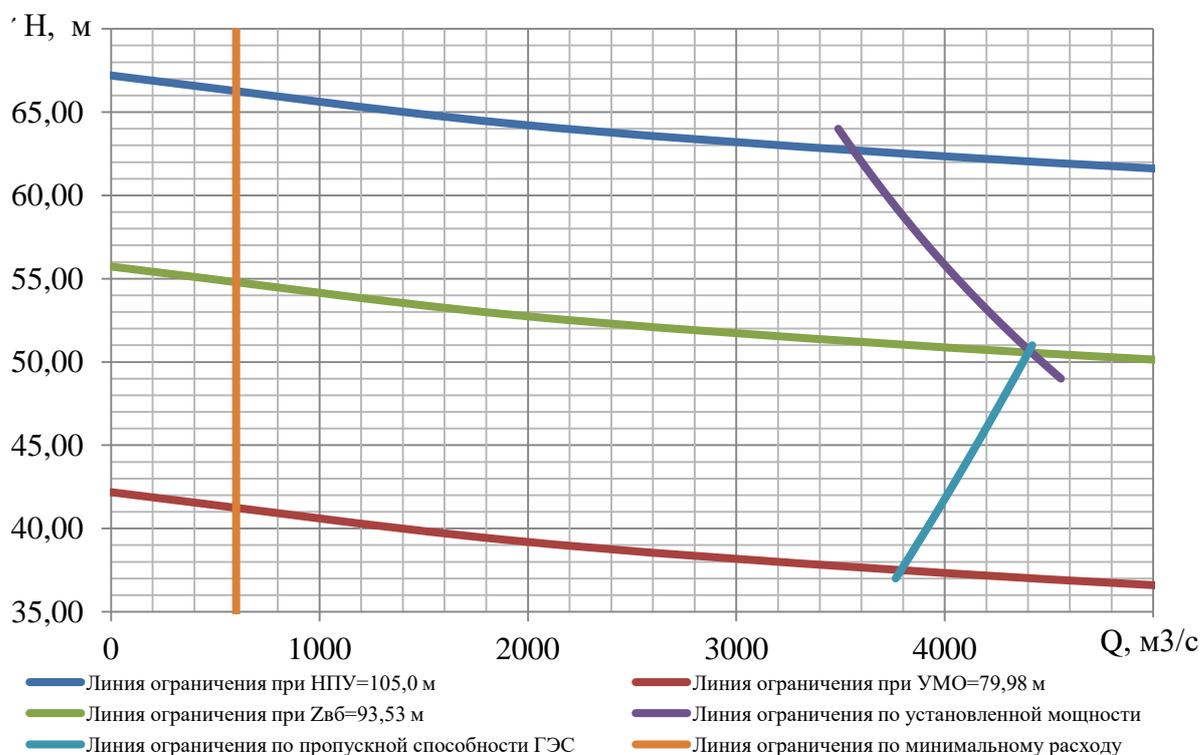


Рисунок 3.1 – Режимное поле ГЭС по напору и расходу

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		Турбина ПЛ70 Б	Турбина ПЛ70 М	Турбина ПЛД70
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}, м$	70	70	70
Диапазон регулирования	$H_{min}/H_{max}$	0,5	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{I opt}, об/мин$	106	111	107
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{I opt}, л/с$	860	1010	1020
Оптимальный КПД модели	$\eta_{м opt}$	0,902	0,906	0,907
Приведенный максимальный расход	$Q'_{I max}, л/с$	1000-1300	1100-1300	1100-1300
Коэффициент кавитации	$\sigma(Q'_{I max})$	0,27-0,45	0,27-0,45	0,27-0,40
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{I м}, м$	460	460	345
Напор модельной турбины	$H_{мод}, м$	4	3,6	3-6
Температура	$t_{мод}, 0C$	4	18	3-7

На главных универсальных характеристиках турбин намечаем расчетные точки  $P_1$ , предварительно проведя линию  $n'_{IO}$  через оптимум КПД ( $Q'_{1(P1)} = 1,35 \text{ м}^3/\text{с}$  – для ПЛ70-Б;  $Q'_{1(P1)} = 1,56 \text{ м}^3/\text{с}$  – для ПЛ70-М;  $Q'_{1(P1)} = 1,58 \text{ м}^3/\text{с}$  – для ПЛД70).

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполняем расчеты для ряда стандартных диаметров (начиная с максимально возможного [1] для каждого типа турбин), результаты которых представлены в таблицах 3.3.

КПД натурной турбины  $\eta_T$  определим по формуле:

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

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

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

$\vartheta_H, \vartheta_M$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий  $t_H$  и  $t_M$  (по [1]  $1,3 \text{ см}^2/\text{с}$  (для натурной турбины),  $\vartheta_M = 1,57 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$  и для ПЛ70-Б,  $\vartheta_M = 1,06 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$  для ПЛ70-М;  $\vartheta_M = 1,51 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$  для ПЛД70);

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

Мощность одного агрегата:

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

где  $Q'_1$  – приведенный расход в расчетной точке;

$\eta_G$  – средний КПД генератора (предварительно принимаем  $\eta_G = 0,965$ ).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле 3.6:

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

где  $N_{уст} = 1942,7 \text{ МВт}$  – расчетная установленная мощность.

Расчитанное число агрегатов  $Z_a^*$  округляется в большую сторону ( $Z_a$ ).

После чего уточняется мощность агрегата:

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

Синхронная частота вращения:

$$n_c^* = \frac{n_p' \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{\text{расч}}}}{D_1}, \quad (3.8)$$

где  $n_p'$  – приведенная частота в расчётной точке на ГУХ;

$\Delta p = \frac{\eta_T}{\eta_M}$  – поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре.

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

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

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

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

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

На главных универсальных характеристиках рисунок 3.2, 3.3, 3.4 проводим линии  $n'_{I_{max}}, n'_{I_p}, n'_{I_{min}}$ . Определяем окончательно положение расчетной точки. Для этого на универсальной характеристике на линии  $n'_{I_p}$  подбираем такое сочетание  $\eta_T$  и  $Q_I'$ , чтобы выполнялось равенство:

$$Q_I' \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T}; \quad (3.12)$$

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

Линию ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитаем в координату универсальной характеристики для двух значений напора  $H_{max} = 66,3$  м и  $H_{min} = 37,5$  м по формуле (3.13):

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H}}; \quad (3.13)$$

Результаты расчета приведены в таблицах 3.3.

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

турбина	ПЛ70-Б			ПЛ70-М			ПЛД70		
$D_1$ , м	7,5	8	8,5	7,5	8	8,5	7,5	8	8,5
$\eta_T$	0,944	0,944	0,945	0,944	0,945	0,945	0,948	0,948	0,949
$N_a^*$ , МВт	241,50	274,89	310,45	281,91	320,89	362,40	286,67	326,29	368,49
$Z_a^*$ , шг	8,04	7,07	6,26	6,89	6,054	5,36	6,78	5,95	5,27
$Z_a$ , шг	8	8	8	8	8	6	8	6	6
$N_a$ , кВт	242,8	242,8	242,8	242,8	242,8	323,8	242,8	323,8	323,8
$\Delta p$	1,047	1,047	1,048	1,042	1,043	1,043	1,045	1,046	1,046
$n_c^*$ , об/мин	102,8	96,4	90,7	107,4	100,7	94,8	103,7	97,2	91,5
$n_c$ , об/мин	103,4	96,8	90,9	111,1	103,4	96,8	107,1	100	93,8
$n'_{Imin}$ , об/мин	123,8	123,6	123,3	133,3	132,3	131,6	128,3	127,8	127,3
$n'_{Iр}$ , об/мин	106,6	106,4	106,2	114,8	113,9	113,3	110,5	110,0	109,6
$n'_{Imax}$ , об/мин	93,1	92,9	92,7	100,2	99,5	98,9	96,5	96,1	95,7
Q <sub>мин</sub>	640	563	498	642	564	499	641	563	499
Q <sub>макс</sub>	851	748	663	853	750	664	852	749	663
Q* <sub>кпд</sub>	1,27	1,12	0,99	1,27	1,12	1,32	1,27	1,49	1,317
Q* <sub>кпд</sub>	0,84	0,74	0,66	0,84	0,74	0,877	0,84	0,99	0,88

Дальнейший расчет проводим для турбин ПЛ70/642-В-Б-800; ПЛ70/642-В-Б-850; ПЛ70/3164-В-М-750; ПЛД70/4011а-В-60°-750.

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

Отметку рабочего колеса находится по формуле:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{H.B.}(Q_{H.B.}) + H_s, \quad (3.14)$$

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

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

- Работа одного агрегата при установленной мощности с  $N_{max}$ ;
- Работа одного агрегата при расчетной мощности с  $N_{расч}$ ;
- Работа одного агрегата с соответствующей мощностью на линии ограничения по расходу.

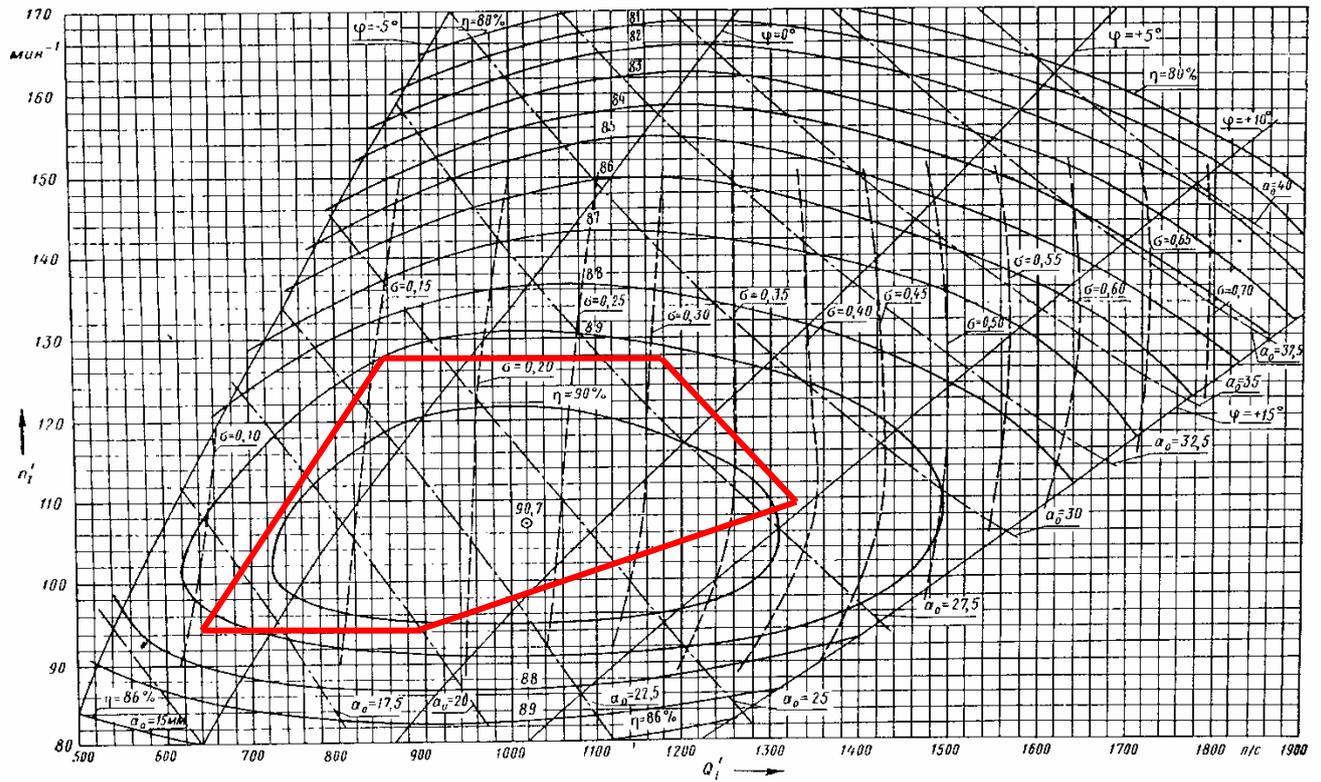


Рисунок 3.2 – Главная универсальная характеристика ПЛД70

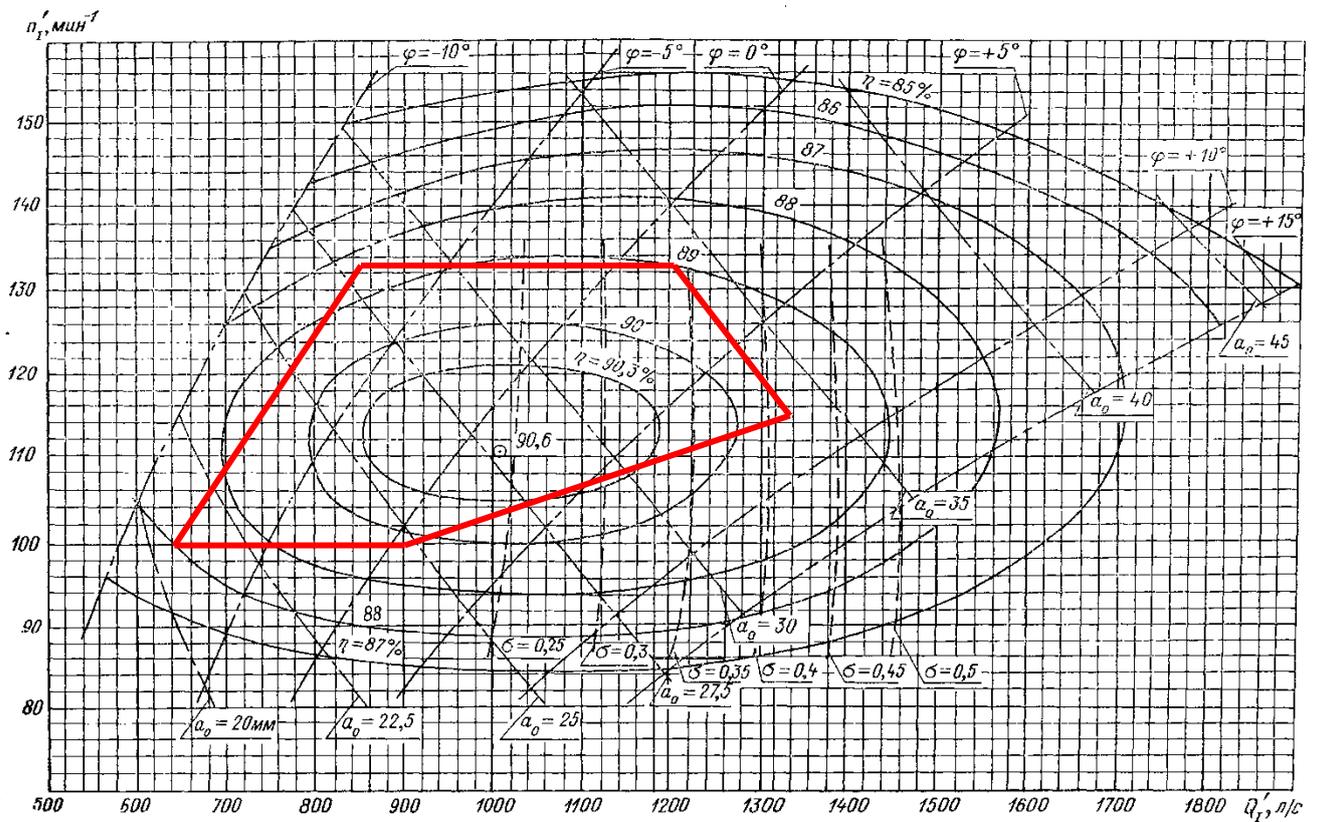
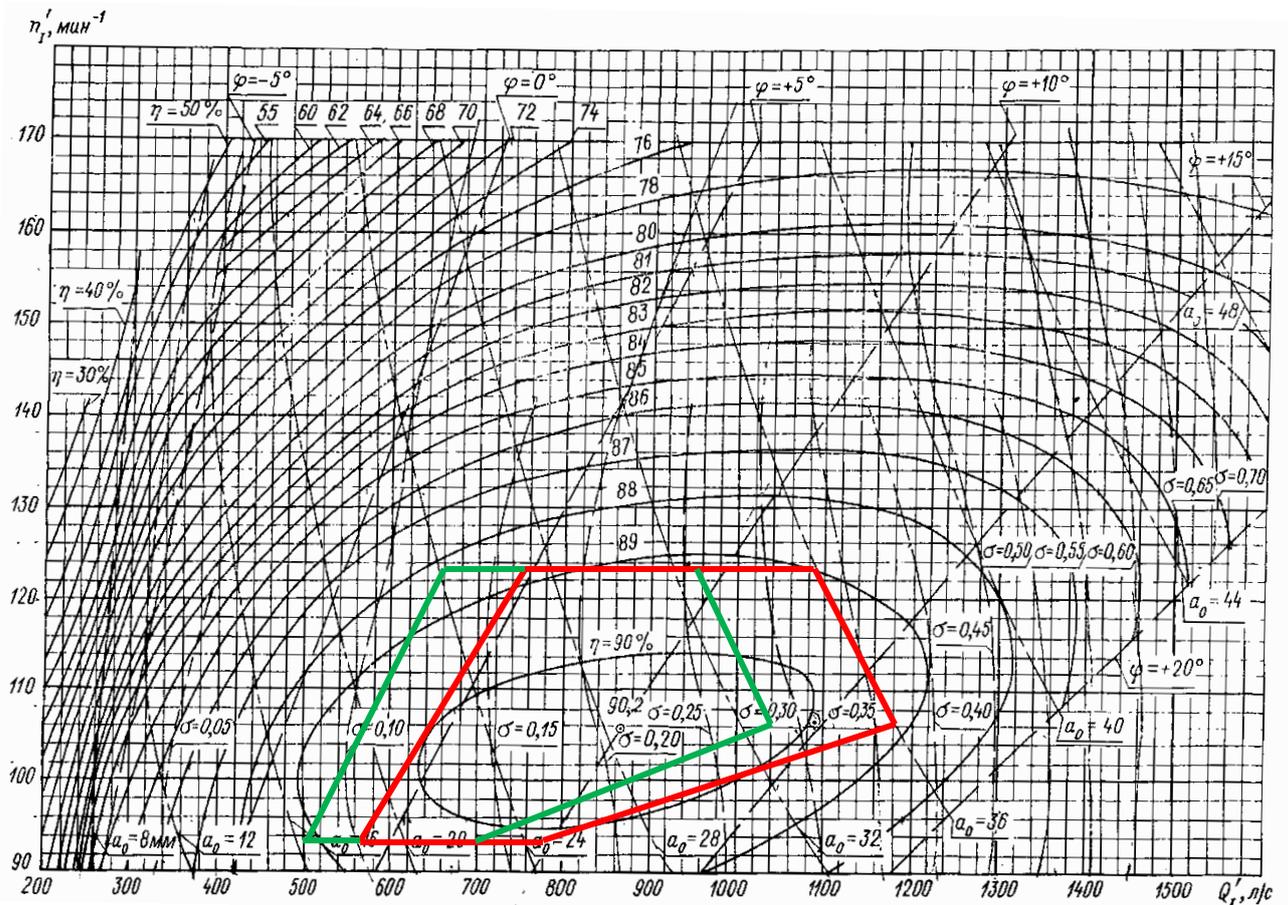


Рисунок 3.3 – Главная универсальная характеристика ПЛ70-В-М



Красная - ПЛ70/642-В-Б-800, зеленая - ПЛ70/642-В-Б-850

Рисунок 3.3 – Главная универсальная характеристика ПЛ70-В-Б

Высоту отсасывания определим по формуле:

$$H_s = B - \frac{\nabla Z_{\text{н.б.}}(Q_{\text{н.б.}})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + \Delta Z, \quad (3.15)$$

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

$\nabla Z_{\text{н.б.}}(Q_{\text{н.б.}})$  - отметка НБ при данном расходе;

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

$\Delta Z$  - разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин для ПЛ  $\Delta Z = 0$ .

$$Q = Q' \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H}. \quad (3.16)$$

Расчет сведем в таблицу 3.4, 3.5.

Таблица 3.4 – Заглубление РК гидротурбины ПЛ70/642-В-Б

Турбина	ПЛ70/642-В-Б-800			ПЛ70/642-В-Б-850		
	Н <sub>max</sub> =66,3	Н <sub>расч</sub> =50,6	Н <sub>min</sub> =37,5	Н <sub>max</sub> =66,3	Н <sub>расч</sub> =50,6	Н <sub>min</sub> =37,5
Δ	1,047	1,047	1,047	1,048	1,048	1,048
Q', м <sup>3</sup> /с	0,786	1,181	0,995	0,70	1,04	0,955
Q, м <sup>3</sup> /с	419,114	549,875	437,115	421,573	546,906	432,551
∇Z <sub>нб</sub> (Q <sub>a</sub> )	37,743	37,957	37,773	37,747	37,953	37,765
σ	0,160	0,360	0,330	0,130	0,280	0,265
H <sub>s</sub> , м	-1,820	-9,410	-3,587	0,169	-5,366	-1,149
∇Z <sub>р.к.</sub> , м	35,923	28,547	34,186	37,916	32,586	36,616

Таблица 3.4 – Заглубление РК гидротурбин ПЛ70/3164-В-М, ПЛД70/4011-В-60°

Турбина	ПЛ70/3164-В-М-750			ПЛД70/4011-В-60°-750		
	Н <sub>max</sub> =66,3	Н <sub>расч</sub> =50,6	Н <sub>min</sub> =37,5	Н <sub>max</sub> =66,3	Н <sub>расч</sub> =50,6	Н <sub>min</sub> =37,5
Δ	1,042	1,042	1,042	1,045	1,045	1,045
Q', м <sup>3</sup> /с	0,9	1,34	1,2	0,89	1,335	1,175
Q, м <sup>3</sup> /с	420,781	547,043	421,942	416,704	545,786	413,746
∇Z <sub>нб</sub> (Q <sub>a</sub> )	37,746	37,953	37,748	37,739	37,951	37,734
σ	0,200	0,420	0,340	0,180	0,380	0,310
H <sub>s</sub> , м	-4,472	-12,443	-3,962	-3,146	-10,421	-2,837
∇Z <sub>р.к.</sub> , м	33,274	25,510	33,786	34,593	27,530	34,897

Окончательно принимаем максимальное заглубление рабочего колеса  $\nabla PK = 32,59$  м, соответствующее  $H_{s2} = -5,37$  м.

### 3.3 Определение геометрических размеров проточной части гидротурбины ПЛ70/642-В-Б-850

Геометрические размеры проточной части гидротурбины пересчитаем исходя из проточной части модели, при выбранном диаметре рабочего колеса  $D_1 = 8,5$  м. Проточная часть гидротурбины ПЛ70 представлена в приложении А.

### 3.4 Выбор типа и габаритных размеров МНУ и колонки управления

По номограмме [5, с.143] для турбины ПЛ70 определим тип маслонапорной установки: МНУ 30/2 – 40 – 32 – 3

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 30 м<sup>3</sup>, состоящим из двух сосудов давлением 4 МПа, с маслонасосным агрегатом МА32-3, имеющим сливной бак вместимостью 32 м<sup>3</sup> с тремя насосами.

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

Таблица 3.6 – Габаритные размеры ГА30/2 – 40

Обозначение	Размеры, мм					
	$D$	$D_1$	$H$	$H_1$	$D_H$	$d$
ГА30/2 – 40	2480	2980	4110	3600	300	90

Таблица 3.7 – Габаритные размеры МА 32 – 3

Обозначение	Размеры, мм					
	$B$	$B_1$	$B_2$	$L$	$L_1$	$L_2$
МА 32 – 3	3000	3236	2000	4260	4496	4876
	$L_3$	$H$	$H_1$	$H_2$	$H_3$	$H_4$
	1900	2500	2415	1400	1600	200

Насос – 3В40/40ГТ: число сосудов – 1 шт, подача – 8,9 л/с, мощность – 53 кВт.

Электродвигатель – 4А225М4: мощность 55 кВт; частота вращения 1450 об/мин.

Выбираем электрогидравлический регулятор [5]: ЭГРК-МП – 150/4

### 3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi}, \quad (3.17)$$

где  $\cos\varphi = 0,8 \div 0,9$ .

$$S_{\text{ном}} = \frac{242,8}{0,9} = 270 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$p = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{90,7} = 66. \quad (3.18)$$

По справочным данным выбираем гидрогенератор: СВ-1596/170-66.

Таблица 3.10 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-1596/170-66

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВА	270
Номинальная активная мощность	$P_{ном}$	МВт	242,8
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,9
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	15,75
Номинальный ток	$I_{ном}$	кА	9,897
Номинальная частота вращения	$n_{ном}$	об/мин	90,9
Сверхпереходное сопротивление	$X''_d$	о.е.	0,22
Исполнение	зонтичное		

## **4 Электрическая часть**

### **4.1 Выбор структурной схемы ГЭС**

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

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

Передача электроэнергии от проектируемой станции до подстанции будет осуществляться по воздушным линиям 500 кВ.

Одним из первых вопросов, решаемых при проектировании, является выбор вида блоков на ГЭС. В зависимости от числа и мощности гидроагрегатов применение получили единичные блоки, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, а также укрупненные блоки с несколькими генераторами, присоединенными к общему трехфазному трансформатору или группе из однофазных трансформаторов. Так как на проектируемой станции двенадцать агрегатов применение для уменьшения стоимости распределительного устройства целесообразно применить объединенные блоки или укрупненные. Поскольку проектируемая станция работает в базовой части графика нагрузки с мощностями близкими к установленной мощности эффективнее применить объединенные блоки, так как в случаи с укрупненными блоками при ремонте трансформатора из работы выйдет два генератора, что может привести к холостым сбросам.

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

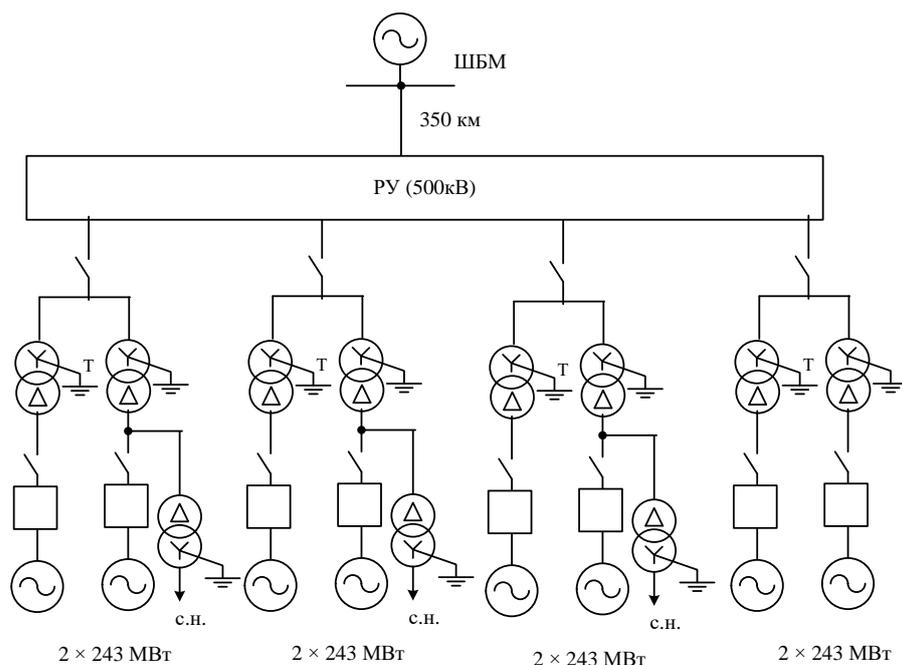


Рисунок 4.1 – Структурной схемы электростанции с укрупненными блоками

## 4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

### 4.2.1 Выбор синхронных генераторов

Гидрогенератор типа СВ-1595/170-66 был выбран в п.п.3, в таблице 3.10 приведены все его основные параметры.

### 4.2.2 Выбор блочных трансформаторов

Выбор трансформаторов включает в себя определение типа и номинальной мощности.

На ответвлении к блоку присоединена только нагрузка СН, поэтому требуемая мощность трансформатора равна:

$$S_{\text{расч}} = \frac{(P_{\text{ном.г}} - P_{\text{с.н.}})}{\cos \phi} = \frac{(243 - 0,01 \cdot 243)}{0,9} = 263 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

где  $\cos \phi_{\text{г}}$  - номинальный коэффициент мощности генератора, о.е.

Выбираем трансформаторы блоков 500кВ по [12]ТДЦ-400000/500.

Параметры трансформатора представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – параметры трансформатора ТДЦ-400000/500

$S_{\text{НОМ}}$ , МВА	$U_{\text{ВН}}$ , кВ	$U_{\text{НН}}$ , кВ	$P_{\text{Х}}$ , кВт	$P_{\text{К}}$ , кВт	$U_{\text{К}}$ , %	$I_{\text{Х}}$ , %
400	525	15,75	350	800	12,6	0,4

### 4.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды для станции мощностью более 200МВт составляет 1% от  $S_{\text{НОМ}}$  [13]:

$$S_{\text{с.н}} = 8 \cdot (0,01 \cdot S_{\text{НОМ}}) = 8 \cdot (0,01 \cdot 270000) = 21600 \text{кВ} \cdot \text{А}. \quad (4.2)$$

Условия выбора общестанционного трансформатора собственных нужд запишем в виде:

$$S_{\text{стн}} > S_{\text{с.н}}. \quad (4.3)$$

На собственные нужды станции устанавливаем три трансформатора. При выборе мощности трансформаторов собственных нужд исходим из того что при выводе в ремонт одного из трансформаторов и аварийном отключении второго оставшийся должен обеспечить необходимой мощностью. Суммарная мощность собственных нужд 25000кВ·А. Выбираем трансформатор ТДНС-25000/15,75.

Параметры трансформатора представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – параметры трансформатора ТДНС-25000/15,75

$S_{\text{НОМ}}$ , кВА	$U_{\text{ВН}}$ , кВ	$U_{\text{НН}}$ , кВ	$P_x$ , кВт	$P_k$ , кВт	$U_k$ , %	$I_x$ , %
25000	15,75	6,3	25	115	9,5	0,5

### 4.2.4 Выбор линий электропередач 500 кВ

Число линий равно:

$$n = \frac{S_{\text{расч}}}{S_{500}} = \frac{8 \cdot 270}{900} = 2,4, \quad (4.4)$$

где  $S_{500}$  – пропускная способность линии 500 кВ.

Принимаем дополнительно одну резервную линию, число линий равно 4.

Максимальный ток через одну линию:

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{max}} - S_{\text{CH}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot n_{\text{w}}} = \frac{8 \cdot 270000 - 21600}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 4} = 555 \text{А}. \quad (4.5)$$

Расчетный ток через одну линию:

$$I_p = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{\max} = 1,05 \cdot 555 = 582,7 \text{ А}, \quad (4.6)$$

где  $\alpha_i = 1,05$  – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, о.е[14].

$\alpha_T = 1,0$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии  $T_{\max}$  и ее значение в максимуме ЭЭС[14].

В соответствии со значением тока выбираем по [14] провод марки АС330/43,  $x_{уд} = 0,308$  Ом/км,  $r_{уд} = 0,029$  Ом/км.

Проверим выбранное сечение проводников ВЛ-500 кВ в условиях послеаварийного режима (при отключении одной из параллельных цепей).

$$I_{нд} = 2 \cdot I_p = 2 \cdot 582,7 = 1166 \text{ А}. \quad (4.7)$$

Данное значение не превышает длительно допустимый ток 1650 А.

### 4.3 Выбор схем РУ высокого напряжения

Подробный алгоритм и требования к выбору схем РУ 35-750 кВ изложены в стандартах ПАО «РусГидро»[10].

Главные электрические схемы электростанций согласно стандарту должны удовлетворять следующим условиям:

- отказ любого выключателя (в том числе и в период ремонта любого другого выключателя), не должен приводить к потере блоков суммарной мощностью, большей мощности, потеря которой допустима по условию сохранения устойчивости энергосистемы, по наличию резервной мощности в энергосистеме и по пропускной способности линий электропередач внутри системы и межсистемных связей, и тех линий электропередачи (двух и более), отключение которых может вызвать нарушение устойчивости энергосистемы или ее части;

- отказ любого выключателя в схемах, в которых на шины электростанции заводятся параллельные транзитные линии электропередачи, не должен приводить к потере обеих линий транзита одного направления;

- отключение линии электропередачи со стороны электростанции должно производиться не более чем двумя выключателями;

- отключение электрического блока может производиться не более чем тремя выключателями распределительного устройства повышенного напряжения;

- отключение автотрансформаторов и трансформаторов связи распределительных устройств разных напряжений должно производиться при повреждении автотрансформаторов и трансформаторов напряжением до 500 кВ - четырьмя, 750 кВ - тремя выключателями;

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

По рекомендациям [10] для схемы с числом присоединений равным 8 и номинальном напряжении 500 кВ применяем схему РУ 3/2.

Для питания собственных нужд предусматриваем несколько источников:

- обмотка низшего напряжения повышающего трансформатора;
- шины распределительного устройства электростанции 35 кВ;
- дизель-генераторная станция (ДЭС).

Для электроприемников СН особой группы ответственности и электроприемников систем жизнеобеспечения станции, работа которых позволяет осуществлять безопасную эксплуатацию гидротехнических сооружений и обеспечивать сохранность дорогостоящего оборудования в условиях потери основных источников электроснабжения систем СН, предусматриваем автономные независимые источники ДЭС.

Электроприемники, получающие в аварийных условиях электроснабжение от ДЭС, подключаем к выделенным сборкам ответственных потребителей, автоматически переключаемых на питание от ДЭС при потере основных источников.

ДЭС располагаем на незатопляемых отметках вне зоны возможного повреждения в случае чрезвычайной ситуации (аварии) на ГЭС.

## **4.4 Расчет токов короткого замыкания**

### **4.4.1 Составление схемы замещения расчет параметров схемы**

Расчетная схема замещения представлена на рисунке 4.2.

Все сопротивления короткозамкнутой цепи приведем к базисным условиям и выразим в относительных единицах.

Предварительно принимаем базисную мощность  $S_6=1000\text{MVA}$ .

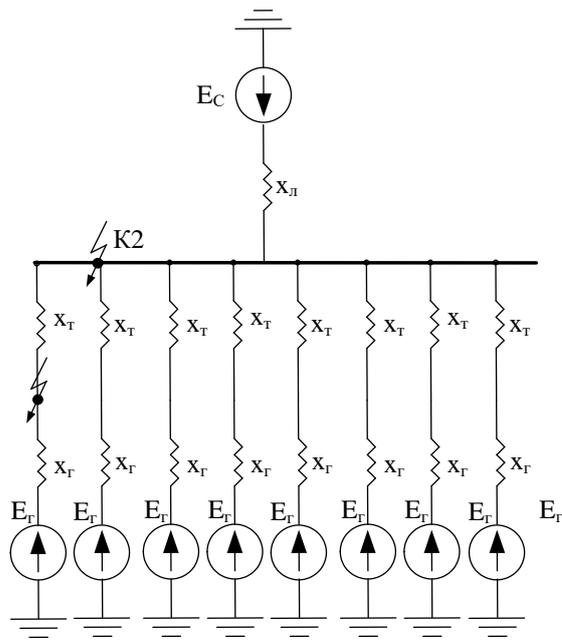


Рисунок 4.2 – Расчетная схема замещения

Определяем сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в относительных единицах при базисных условиях.

Для синхронных генераторов:

$$x_{Г} = x_{д}'' \cdot \frac{S_{б}}{S_{н}} = 0,22 \cdot \frac{1000}{270} = 0,815; \quad (4.8)$$

$$r_{Г} = \frac{1,2 \cdot x_{Г}}{\omega \cdot T_{а}} = \frac{1,2 \cdot 0,815}{314 \cdot 0,045} = 0,069. \quad (4.9)$$

Линии связи с энергосистемой 500кВ, имеют сопротивления:

$$x_{Л} = \frac{x_{уд} \cdot l}{n} \cdot \frac{S_{б}}{U_{б}^2} = \frac{0,308 \cdot 350}{4} \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,098; \quad (4.10)$$

$$r_{Л} = \frac{r_{уд} \cdot l}{n} \cdot \frac{S_{б}}{U_{б}^2} = \frac{0,029 \cdot 350}{4} \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,009. \quad (4.11)$$

Относительное сопротивление трансформатора:

$$x_{Т} = \frac{U_{к}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{ном}} = \frac{12,6}{100} \cdot \frac{1000}{400} = 0,315; \quad (4.12)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot S_6}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{0,800 \cdot 1000}{400^2} = 0,005. \quad (4.13)$$

#### 4.4.2 Расчет токов КЗ в точке К-1

Преобразование схемы выполним в направлении от источника питания к месту КЗ. Пренебрегаем влиянием ветви нагрузки СН.

$$x_1 = \frac{x_r + x_T}{7} = \frac{0,815 + 0,315}{7} = 0,161. \quad (4.14)$$

При расчете тока КЗ в точке К-1 объединяем генераторы Г2-Г12 и систему в одну ветвь с эквивалентной ЭДС:

$$E_{r-c} = \frac{E_r \cdot x_{л} + E_c \cdot x_1}{x_{л} + x_1} = \frac{1,13 \cdot 0,098 + 1 \cdot 0,161}{0,098 + 0,161} = 1,049; \quad (4.15)$$

$$x_2 = \frac{x_1 \cdot x_{л}}{x_1 + x_{л}} = \frac{0,161 \cdot 0,098}{0,161 + 0,098} = 0,061; \quad (4.16)$$

$$x_3 = x_2 + x_T = 0,061 + 0,315 = 0,376; \quad (4.17)$$

$$E_{\text{эк}} = \frac{E_r \cdot x_3 + E_{r-c} \cdot x_r}{x_3 + x_r} = \frac{1,13 \cdot 0,376 + 1,049 \cdot 0,815}{0,376 + 0,815} = 1,075; \quad (4.18)$$

$$x_{\Sigma} = \frac{x_r \cdot x_3}{x_r + x_3} = \frac{0,815 \cdot 0,376}{0,815 + 0,376} = 0,257. \quad (4.19)$$

Ток короткого замыкания равен:

$$I_{*п0}^3 = \frac{E_{\text{эк}}}{x_{\Sigma}} = \frac{1,075}{0,257} = 4,178. \quad (4.20)$$

Определим ток короткого замыкания от системы и генераторов Г2-Г8:

$$I_{*c-r}^3 = I_{*п0}^3 \frac{x_{\Sigma}}{x_3} = 4,178 \frac{0,257}{0,376} = 2,856. \quad (4.21)$$

Переведем ток в именованные единицы:

$$I_{c-г}^3 = I_{*c-г}^3 \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = 2,856 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 104,6 \text{ кА.} \quad (4.22)$$

Для выбора аппаратов необходимо также знать ударный ток КЗ, периодическую и апериодическую составляющие тока КЗ в заданный момент времени  $\tau$ .

Расчет апериодической составляющей и ударного тока КЗ

Составим расчетную схему замещения, в которой все элементы учитываются только их активными сопротивлениями. Полученную схему замещения представим на рисунке 4.3.

$$r_1 = \frac{r_r + r_T}{7} = \frac{0,069 + 0,005}{7} = 0,0105; \quad (4.23)$$

$$r_2 = \frac{r_1 \cdot r_{Л1}}{r_1 + r_{Л1}} = \frac{0,0105 \cdot 0,009}{0,0105 + 0,009} = 0,0048; \quad (4.24)$$

$$r_3 = r_2 + r_T = 0,0048 + 0,005 = 0,0098; \quad (4.25)$$

$$r_{\Sigma} = \frac{r_r \cdot r_3}{r_r + r_3} = \frac{0,069 \cdot 0,0098}{0,069 + 0,0098} = 0,086. \quad (4.26)$$

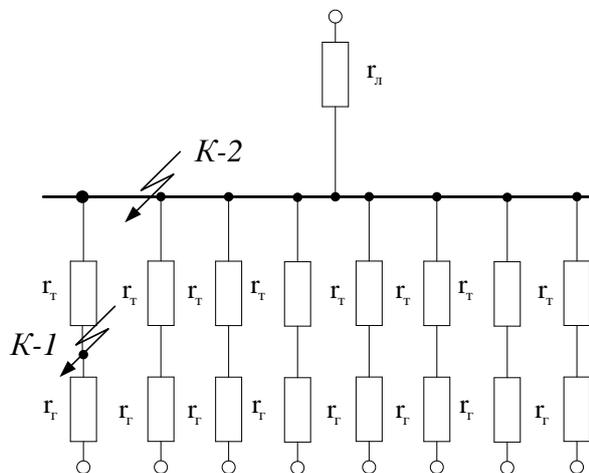


Рисунок 4.3 – Расчетная схема замещения активных сопротивлений элементов

Постоянная времени равна:

$$T_a = \frac{x_\Sigma}{\omega \cdot r_\Sigma} = \frac{0,257}{314 \cdot 0,00086} = 0,095. \quad (4.27)$$

Ударный ток равен:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot (1 + e^{-0,01/T_a}) = \sqrt{2} \cdot 104,6 \cdot (1 + e^{-0,01/0,095}) = 281 \text{кА}. \quad (4.28)$$

#### 4.4.3 Расчет токов КЗ в точке К-2

Расчетная схема замещения сверхпереходного режима представлена на рисунке 4.2.

$$x_1 = \frac{x_\Gamma + x_T}{8} = \frac{0,815 + 0,315}{8} = 0,141. \quad (4.29)$$

При расчете тока КЗ в точке К-1 объединяем генераторы Г2-Г8 и систему в одну ветвь с эквивалентной ЭДС:

$$E_{эк} = \frac{E_\Gamma \cdot x_\Gamma + E_c \cdot x_1}{x_\Gamma + x_1} = \frac{1,13 \cdot 0,098 + 1 \cdot 0,141}{0,098 + 0,141} = 1,053; \quad (4.30)$$

$$x_\Sigma = \frac{x_1 \cdot x_\Gamma}{x_1 + x_\Gamma} = \frac{0,141 \cdot 0,098}{0,141 + 0,098} = 0,058. \quad (4.31)$$

Ток трехфазного короткого замыкания равен:

$$I_{*п0}^3 = \frac{E_{эк}}{x_\Sigma} = \frac{1,053}{0,058} = 18,155. \quad (4.32)$$

Переведем ток в именованные единицы:

$$I_{п0}^3 = I_{*п0}^3 \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = 18,155 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 515} = 20,4 \text{кА}. \quad (4.33)$$

Определим суммарное сопротивление нулевой последовательности:

$$x_{\Sigma 0} = \frac{\frac{x_T}{8} \cdot x_\Gamma}{\frac{x_T}{8} + x_\Gamma} = \frac{0,0394 \cdot 0,098}{0,0394 + 0,098} = 0,028. \quad (4.34)$$

Ток однофазного короткого замыкания равен:

$$I_{*п0}^1 = \frac{E_{ЭК}}{x_{\Sigma 1} + x_{\Sigma 2} + x_{\Sigma 0}} = \frac{1,053}{0,058 + 0,058 + 0,028} = 7,3125. \quad (4.35)$$

Переведем ток в именованные единицы:

$$I_{п0}^1 = 3 \cdot I_{*п0}^1 \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = 3 \cdot 7,3125 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 515} = 24,59 \text{ кА}. \quad (4.36)$$

Расчет апериодической составляющей и ударного тока КЗ.

По расчетной схеме замещения представленной на рисунке 4.3 путем последовательного преобразования определяем суммарное активное сопротивление характерных ветвей схемы относительно точки КЗ К-2:

$$r_1 = \frac{r_T + r_T}{8} = \frac{0,069 + 0,005}{8} = 0,00925; \quad (4.37)$$

$$r_{\Sigma} = \frac{r_1 \cdot r_{Л}}{r_1 + r_{Л}} = \frac{0,00925 \cdot 0,009}{0,00925 + 0,009} = 0,0046. \quad (4.38)$$

Постоянная времени равна:

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{0,058}{314 \cdot 0,0046} = 0,04. \quad (4.39)$$

Ударный ток равен:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot (1 + e^{-0,01/T_a}) = \sqrt{2} \cdot 24,59 \cdot (1 + e^{-0,01/0,04}) = 61,9 \text{ кА}. \quad (4.40)$$

Результаты расчетов токов КЗ представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты расчета токов короткого замыкания для характерных точек схемы

Точка КЗ	$I_{п0}^{(3)}$	$I_{п0}^{(1)}$	$i_y$
	кА	кА	кА
К-1 (15,75 кВ)	104,6	-	281
К-2 (Шины 500 кВ)	20,4	24,59	61,9

## 4.5 Выбор электрических аппаратов

### 4.5.1 Выбор и расчет токоведущих частей аппаратов и проводников

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение ряда требований, вытекающих из условий работы. Один из важнейших вопросов - обеспечение термической стойкости аппаратов и проводников.

Проверка токоведущих частей на термическую стойкость состоит в том, чтобы убедиться, что ни в одном из этих режимов температура проводника не превысит допустимой.

Изоляция электрических аппаратов и кабелей должна соответствовать номинальному напряжению установки, для чего должно быть выполнено условие:

$$U_y < U_{\text{ном}}. \quad (4.41)$$

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

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

$$I_{\text{Г.раб. max}} = 1,05 \cdot I_{\text{Г.ном}}. \quad (4.42)$$

Определение расчетных токов рабочего режима

Расчетный ток присоединения генераторов  $G_1$ –  $G_8$  15,75 кВ

$$I_{\text{Г.раб. max}} = 1,05 \cdot I_{\text{Г.ном}} = 1,05 \cdot 9897 = 10391 \text{ А}. \quad (4.43)$$

Расчетный ток присоединения блочных трансформаторов 500 кВ:

$$I_{\text{Т.раб. max}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{Т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Т.ном}}} = 1,05 \cdot \frac{400000}{\sqrt{3} \cdot 525} = 462 \text{ А}. \quad (4.44)$$

Присоединение отпаечного трансформатора собственных нужд на генераторном напряжении 15,75 кВ:

$$I_{\text{ТЧ.раб. max}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{ТЧ.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ТЧ.ном}}} = 1,05 \cdot \frac{21600}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 831 \text{ А}. \quad (4.45)$$

### 4.5.2 Выбор выключателей и разъединителей

Генераторные выключатели выбираем по наибольшему току трехфазного КЗ в точке К-1 проходящего через выключатель. Выключатели КРУЭ выбираем

также по суммарному току однофазного короткого замыкания, так как он превосходит значение трехфазного.

Из соображений удобства компоновки и эксплуатации РУ во всех цепях устанавливаем одинаковые выключатели, разъединители и трансформаторы тока.

Разъединители выбираются по напряжению и току утяжеленного режима и проверяются на термическую и динамическую стойкость по тем же значениям, что и выключатели.

Результаты выбора и проверки выключателей и разъединителей присоединений представлены в таблицах 4.5 – 4.6[15].

Таблица 4.5 – Сводная таблица по выбору генераторных выключателей напряжения 15,75 кВ Г1-Г8

Расчетные данные	Выключатель фирмы «AlstomGrid» FKG1N
$U_{\text{сети ном}} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 24 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 10391 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 10800 \text{ А}$
$I_{\text{по}} = 104,6 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 120 \text{ кА}$
$i_y = 281 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв.}} = 330 \text{ кА}$

Таблица 4.6–Сводная таблица по выбору ячеек КРУЭ напряжения 500 кВ

Расчетные данные	Выключатель КРУЭ Энергомеханический завод ЯЭУ-500, выключатель ВГК-500
$U_{\text{сети ном}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 525 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 462 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{по}} = 20,4 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 50 \text{ кА}$
$i_y = 61,9 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв.}} = 135 \text{ кА}$

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

## **5 Релейная защита и автоматика**

### **5.1 Перечень защит основного оборудования**

Все электроустановки и электрооборудование ГЭС должны быть оборудованы устройствами релейной защиты. При выборе состава и основных принципов создания систем защиты следует руководствоваться ПУЭ [12].

Все устройства релейных защит основного оборудования и воздушных и кабельных линий 110-500 кВ, устанавливаемые на ГЭС, должны быть выполнены на микропроцессорной элементной базе и иметь стандартные интерфейсы и протоколы передачи данных [17].

В соответствии с [17] высоковольтное оборудование должно быть оборудовано устройствами релейной защиты и автоматики, предназначенными для:

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

Для электростанций с номинальной единичной мощностью генераторов 300 МВт и при выдаче мощности в сеть на напряжении 500 кВ устройства защиты в соответствии с выполняемыми функциями должны состоять из двух автономных, взаиморезервируемых комплектов защиты для каждого присоединения: генератор, повышающий трансформатор, ошиновка, трансформаторы собственных нужд (подключенные к ошиновке генераторного напряжения глухой отпайкой), а также для шин РУ.

#### **5.1.1 Защиты генератора**

В соответствии с действующими Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) для защиты генератора СВ-1595/170-66 243 МВт должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих повреждений и нарушений нормального режима работы:

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

- защита от повышения напряжения (для предотвращения недопустимого повышения напряжения на выводах обмотки статора генератора при сбросах нагрузки);
- токовая защита обратной последовательности (от токов внешних несимметричных КЗ и несимметричных перегрузок генератора);
- токовая защита от симметричных КЗ и перегрузок статора;
- защита от асинхронного хода (для ликвидации асинхронного режима генератора);
- защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- защита от потери возбуждения;
- защита ротора от замыканий на землю;
- устройство контроля исправности цепей генераторного напряжения;
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

### **5.1.2 Защиты трансформатора блока**

Для защиты силового трансформатора ТДЦ-400000/500 должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих повреждений и нарушений нормального режима работы:

- продольная дифференциальная защита (от повреждений на выводах обмоток трансформатора и внутренних повреждений);
- газовая защита (от внутренних повреждений);
- защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
- защита от потери охлаждения (потеря питания или поломка маслонасоса и вентилятора системы охлаждения);
- контроль уровня масла в расширительном баке;
- защита от однофазных замыканий на землю в сети 500 кВ;
- МТЗ с пуском по напряжению для защит от внешних симметричных КЗ и перегрузок;
- токовая защита обратной последовательности от внешних несимметричных КЗ и перегрузок;
- контроль изоляции вводов 500 кВ;
- контроль изоляции сети 15,75 кВ.

### **5.1.3 Защиты КРУЭ - 500 кВ**

В качестве защиты КРУЭ 500 кВ предполагается:

- продольная дифференциальная защита шин от всех видов КЗ;
- продольная дифференциальная защита ошиновок присоединений КРУЭ 500кВ.

### **5.1.4 Защиты воздушных линий 500 кВ**

В защиту линий входит:

- дифференциально-фазная высокочастотная защита;
- 3-х ступенчатая дистанционная защита (ДЗ от междуфазных КЗ);
- токовая отсечка (для резервирования ДЗ при близких междуфазных замыканий);
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю;
- УРОВ 500 кВ;

Противоаварийная автоматика:

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

### **5.2 Расчёт продольной дифференциальной защиты генератора**

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

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

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

Проведем расчет продольной дифференциальной защиты генератора реализованной в шкафах защит генератора фирмы «ЭКРА».

Защита выполняется трехфазной и подключается к трансформаторам тока (ТТ) в линейных выводах статора генератора и к ТТ в нейтральных выводах. Схема продольной дифференциальной защиты представлена на рисунке 5.1.

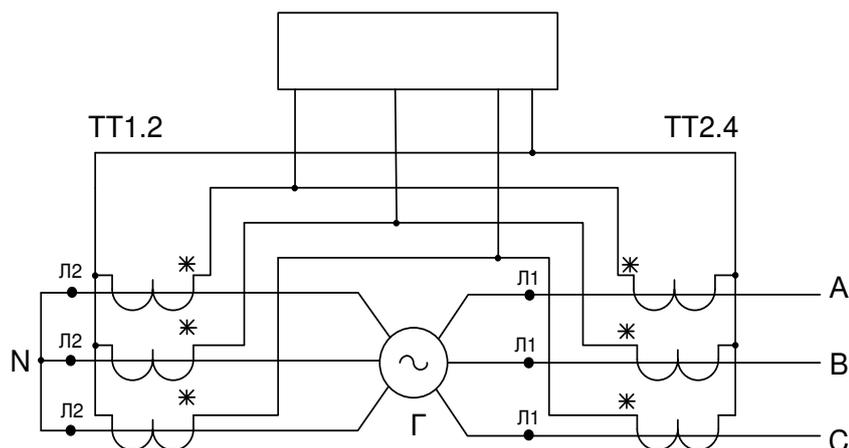


Рисунок 5.1– Трехфазная схема цепей переменного тока продольной дифференциальной защиты генератора

Защита имеет токозависимую характеристику срабатывания, обусловленную торможением от сигнала  $I_T$ . Общий вид характеристики срабатывания представлен на рисунке 5.2.

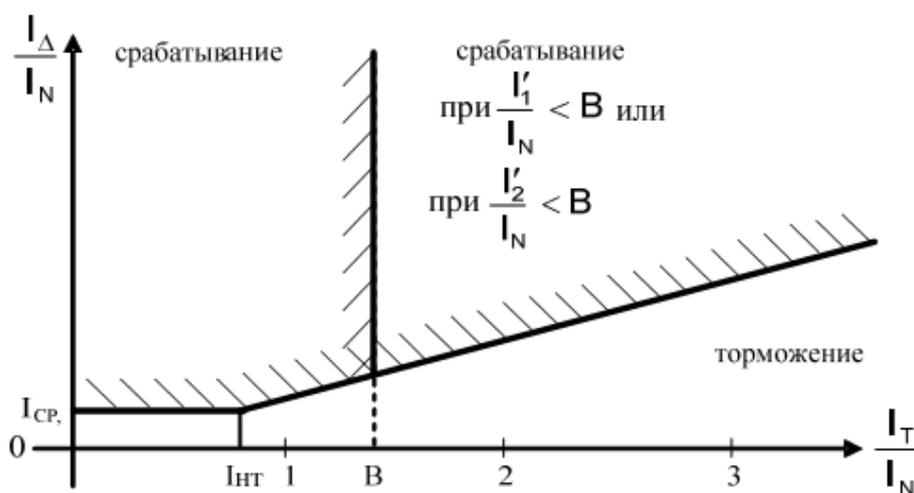


Рисунок 5.2 – Типовая характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

Параметры характеристики срабатывания:

$I_{CP,0}$  – начальный ток срабатывания защиты, определяющий чувствительность защиты при малых тормозных токах;

$I_T$  – Ток торможения;

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

$I_1$  – ток нейтрали генератора;  $I_2$  – ток на выводах генератора;

$B$  – тормозной ток, определяющий точку излома характеристики срабатывания.

Наклон характеристика срабатывания защиты определяется коэффициентом торможения  $K_m$  представляющим собой тангенс угла наклона характеристики срабатывания, т.е. отношение величины тока срабатывания к величине тока торможения.

Величина  $I_{ср0}$  выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса  $I_{НБ.ном}$  номинального режима:

$$I_{НБ(НОМ)} = f_i \times K_{ОДН} \times I_{НОМ}, \quad (5.1)$$

где  $f_i = 0,1$  – относительная погрешность трансформаторов тока;

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

$I_{НОМ} = 9897$  А – номинальный ток генератора.

$$I_{НБНОМ} = 0,05 \cdot I_{НОМ}. \quad (5.2)$$

Уставка выбирается из условия:

$$I_{ср.0} \geq K_N \cdot I_{НБНОМ}, \quad (5.3)$$

где  $K_N$  – коэффициент надежности, равный 2,0.

$$I_{ср.0} \geq 2 \cdot 0,05 \cdot I_{НОМ} = 0,1 \cdot I_{НОМ}. \quad (5.4)$$

Диапазон уставок  $I_{ср,0}$ : от 0,1 до 1,2  $I_{НОМ}$  с шагом 0,01.

Принимаем типовую уставку 0,2  $I_{НОМ}$ :

$$I_{ср.0} = 0,2 \cdot 9897 = 1979 \text{ А}. \quad (5.5)$$

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 при сквозном КЗ.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{одн} \cdot I_{max}, \quad (5.6)$$

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

$I_{\text{МАКС}}$  – максимальный ток через ТТ при внешнем трехфазном КЗ в цепи генераторного напряжения, определяемый выражением:

$$I_{\text{макс.}} = \frac{E_G''}{X_d''} \cdot I_{\text{НОМ}} \quad (5.7)$$

где  $E_G'' = 1,13$  о.е. – сверхпереходная ЭДС генератора;  
 $X_d'' = 0,22$  о.е. – сверхпереходное реактивное сопротивление генератора по продольной оси.

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,22} \cdot 9897 = 5083 \text{ А.} \quad (5.8)$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.9)$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности, равный 2,0;

$I_T$  – ток торможения, в качестве которого принимается ток трехфазного КЗ на выводах генератора,  $I_T = 48553 \text{ А}$ .

$$K_T = \frac{5083 \cdot 2}{48553} = 0,21.$$

Диапазон уставок КТ: от 0,3 до 0,95 с шагом 0,05.

Принимаем уставку  $K_T = 0,5$ .

Типовое значение уставки  $K_T = 0,5$ . Более высокие значения ( $K_T > 0,5$ ) выбираются в случае резко различных условий работы трансформаторов тока при внешних КЗ (различных типов ТТ или разных нагрузок).

Тормозной ток  $B$  определяет условие блокировки защиты при внешних КЗ. На наклонном отрезке характеристики обеспечивается устойчивость функционирования защиты при сквозных КЗ с насыщением ТТ (при тормозном токе более  $B$ ).

При выборе  $B$  должно выполняться условие:

$$B \geq \frac{I_{\text{ср.0}}}{K_T} = \frac{0,2}{0,5} = 0,4 \quad (5.10)$$

Диапазон уставок  $B$ : от 1,0 до 6,0 с шагом 0,1.

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

На основе рассчитанных значений построим реальную характеристику срабатывания продольной дифференциальной защиты рисунок 5.3.

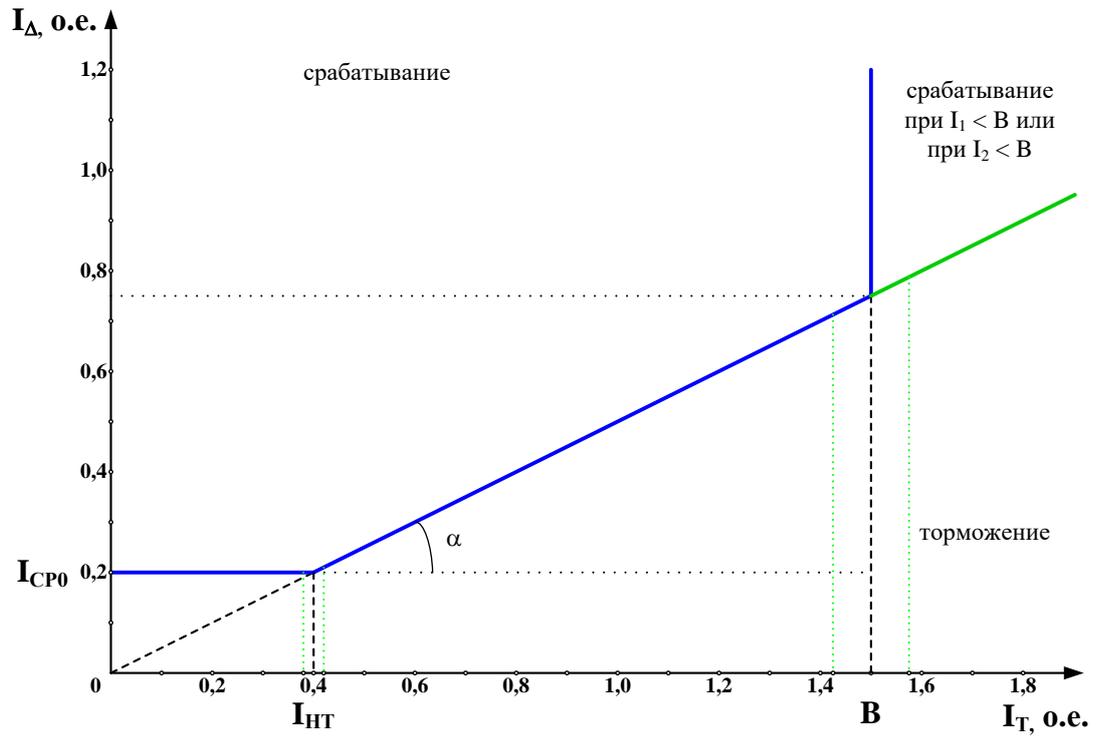


Рисунок 5.3 –Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

$$I_{cp.0} = 1979 \text{ A.}$$

$$I_{HT} = 3223 \text{ A.}$$

$$B = 16536 \text{ A.}$$

## 6 Компонровка и сооружения гидроузла

В состав сооружения гидроузла входят:

- 1) водосбросная плотина гравитационного типа;
- 2) здание ГЭС приплотинного типа;
- 3) грунтовая плотина со стороны левого и правого берегов;

Конструктивные профили плотины определяются гидравлическими и статическими расчетами.

На I этапе строим на правом берегу перемычки первой очереди и за их прикрытием создаём котлован первой очереди. Пропуск строительных расходов на I этапе осуществляется по стеснённому руслу.

На II этапе осуществляем перекрытие русла и пропуск воды через гребёнку.

На III этапе осуществляем возведение руслового участка плотины и наращивание напорных бетонных сооружений и здания ГЭС.

### 6.1 Определение отметки гребня земляной плотины и гребня быка

Принимаю за отметку гребня:

$$\nabla_{ГЗП} = \nabla_{НПУ} + h_s, \quad (6.1)$$

где  $h_s$  - превышение гребня плотины над расчётным уровнем в ВБ, создаваемое для учёта волнового воздействия.

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (6.2)$$

где  $h_{run1\%}$  - высота наката волн на откос расчётной обеспеченностью 1%;  
 $\Delta h_{set}$  - высота ветрового нагона;  $a$  - конструктивный запас, принимаемый не менее 0,5 м (0,5 – 2м).

$$\Delta h_{set} = K_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot (d + 0,5 \cdot \Delta h_{set})} \cdot \cos \alpha_w, \quad (6.3)$$

где  $\alpha_w$  - угол между продольной осью водоёма и направлением ветра, градусы (буду рассматривать перпендикулярное направление ветра в сторону плотины, 90 град.);

$V_w$  - скорость ветра;  $L$  – разгон, м;

$K_w$  - коэффициент, принимаемый по таблице 6.1;

$d$  - средняя высота водохранилища;

$g$  - ускорение свободного падения.

Методом последовательных приближений, величине  $\Delta h_{set}$  находящейся в знаменателе присваиваем нулевое значение.

Таблица 6.1 – Расчётные характеристики ветра

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

### 6.1.1 Основной расчетный случай

Для скорости ветра  $V_w = 20$  м/с принимаю  $K_w = 2,1 \cdot 10^{-6}$ .

Длина разгона:  $L = 15000$  м.

Средняя высота водохранилища:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{105 - 37}{2} = 34,0 \text{ м.}$$

Высота ветрового нагона в первом приведении

$$\Delta h_{\text{set}} = \frac{2,1 \cdot 10^{-6} \cdot 20^2 \cdot 15000}{9,81 \cdot (34,0 + 0,5 \cdot 0)} \cos 0 = 0,038 \text{ м.}$$

Высота ветрового нагона во втором приведении:

$$\Delta h_{\text{set}} = \frac{2,1 \cdot 10^{-6} \cdot 20^2 \cdot 15000}{9,81 \cdot (34,0 + 0,5 \cdot 0,038)} \cos 0 = 0,038 \text{ м.}$$

Определим высоту волны 1% обеспеченности:

1 Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 15000}{20^2} = 368;$$

$$\frac{gt}{v} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{20} = 10595.$$

где  $t=6$  ч- период развития волн на водохранилище

2 По графику([1] рис.1) по верхней огибающей кривой и значениям  $\frac{gL}{v^2}$  и  $\frac{gt}{v}$  определяются параметры  $\frac{g\bar{h}}{v^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{v}$ .

$$\text{при } \frac{gL}{v^2} = 368 \text{ определим } \frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,0318 \text{ и } \frac{g\bar{T}}{v} = 2,31$$

$$\text{при } \frac{gt}{v} = 10595 \text{ определим } \frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,081 \text{ и } \frac{g\bar{T}}{v} = 4,03$$

Используя меньшие полученные значения  $\frac{g\bar{h}}{v^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{v}$  вычислим средний период волны  $\bar{T}$  и среднюю высоту волны  $\bar{h}$ :

$$\bar{h} = \frac{0,0318 \cdot v^2}{g} = \frac{0,0318 \cdot 20^2}{9,81} = 1,30 \text{ м}; \quad (6.4)$$

$$\bar{T} = \frac{2,31 \cdot v}{g} = \frac{2,31 \cdot 20}{9,81} = 4,71 \text{ с}. \quad (6.5)$$

3 Вычислим среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 4,71^2}{2 \cdot 3,14} = 34,65 \text{ м}; \quad (6.6)$$

$$d = 34,0 \text{ м} > 0,5 * \bar{\lambda}_d = 17,325 \text{ м}.$$

Условие выполнено. Расчеты подтверждены.

4 Определим высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h}k_i = 1,30 \cdot 2,11 = 2,74 \text{ м}. \quad (6.7)$$

где  $k_i=2,11$  коэффициент принимаемый по графику ([6] рис. 2)  
Высота наката волн на откос расчётной обеспеченностью 1%:

$$h_{\text{ran}1\%} = k_r k_p k_{sp} k_{\text{ran}} h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,5 \cdot 1,41 \cdot 2,74 = 5,21 \text{ м}. \quad (6.8)$$

где  $k_r=1$  и  $k_p=0.9$  - коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса укрепленного бетонными плитами, принимаемые по ([1] табл.6);

$k_{sp}=1,5$ - коэффициент, принимаемый при  $\text{ctg } \varphi=3$  для доломита по ([1] табл. 7\*);

$k_{\text{ran}}=1,41$ - коэффициент, принимаемый по графикам ([1] рис.10\*) в зависимости от пологости волны  $\bar{\lambda}_d/h_{d1\%}$  на глубокой воде.

Превышение гребня плотины над расчётным уровнем в верхнем бьефе формула 6.2:

$$h_s = 5,21 + 0,038 + 0,55 = 5,8 \text{ м}.$$

Тогда отметка гребня грунтовой плотины формула 6.1:

$$\nabla \text{ГП} = 5,8 + 105 = 110,8 \text{ м}.$$

Высота плотины:

$$\nabla_{\text{ГП}} - \nabla_{\text{ДНА}} = 110,8 - 37,0 = 73,80 \text{ м.}$$

### 6.1.2 Поверочный расчетный случай

Для скорости ветра  $V_w = 10$  м/с принимаю  $K_w = 1,2 \cdot 10^{-6}$ .

Длина разгона:  $L = 15000$  м.

Производим расчет для поверочного случая по формулам 6.1-6.8.

Средняя высота водохранилища:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{106 - 37,0}{2} = 34,5 \text{ м.}$$

Высота ветрового нагона в первом приведении

$$\Delta h_{\text{set}} = \frac{1,2 \cdot 10^{-6} \cdot 10^2 \cdot 15000}{9,81 \cdot (34,5 + 0,5 \cdot 0)} \cos 0 = 0,0053 \text{ м.}$$

Высота ветрового нагона во втором приведении:

$$\Delta h_{\text{set}} = \frac{1,2 \cdot 10^{-6} \cdot 10^2 \cdot 15000}{9,81 \cdot (34,39 + 0,5 \cdot 0,0053)} \cos 0 = 0,0053 \text{ м.}$$

Определим высоту волны 1% обеспеченности:

1. Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 15000}{10^2} = 1472;$$

$$\frac{gt}{v} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{10} = 21190.$$

где  $t=6$  ч- период развития волн на водохранилище

2. По графику ([1] рис.1) по верхней огибающей кривой и значениям  $\frac{gL}{v^2}$  и  $\frac{gt}{v}$  определяются параметры  $\frac{g\bar{h}}{v^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{v}$ .

$$\text{При } \frac{gL}{v^2} = 1472 \text{ определим } \frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,049 \text{ и } \frac{g\bar{T}}{v} = 3,16$$

$$\text{При } \frac{gt}{v} = 21190 \text{ определим } \frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,101 \text{ и } \frac{g\bar{T}}{v} = 4,71$$

Используя меньшие полученные значения  $\frac{g\bar{h}}{v^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{v}$  вычислим средний период волны  $\bar{T}$  и среднюю высоту волны  $\bar{h}$ :

$$\bar{h} = \frac{0,046 \cdot v^2}{g} = \frac{0,049 \cdot 10^2}{9,81} = 0,50 \text{ м.}$$

$$\bar{T} = \frac{3,16 \cdot v}{g} = \frac{3,16 \cdot 10}{9,81} = 3,22 \text{ с.}$$

3. Вычислим среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,22^2}{2 \cdot 3,14} = 16,21 \text{ м;}$$

$$d = 34,39 \text{ м} > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d = 8,105 \text{ м.}$$

Условие выполнено. Расчеты подтверждены.

4. Определим высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h}k_i = 0,50 \cdot 2,19 = 1,09 \text{ м.}$$

где  $k_i=2,19$  коэффициент принимаемый по графику ([1] рис. 2)  
Высота наката волн на откос расчётной обеспеченностью 1%:

$$h_{\text{ran}1\%} = k_r k_p k_{sp} k_{\text{ran}} h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 1,48 \cdot 1,09 = 1,60 \text{ м.}$$

где  $k_r=1$  и  $k_p=0,9$  - коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса укрепленного бетонными плитами, принимаемые по ([1] табл.6);

$k_{sp}=1,1$ - коэффициент, принимаемый при  $\text{ctg } \varphi=3$  для доломита по ([1] табл. 7\*);

$k_{\text{ran}}=1,48$  - коэффициент, принимаемый по графикам ([1] рис.10\*) в зависимости от пологости волны  $\bar{\lambda}_d/h_{d1\%}$  на глубокой воде.

Превышение гребня плотины над расчётным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = 1,60 + 0,0053 + 0,555 = 2,16 \text{ м.}$$

Тогда отметка гребня грунтовой плотины:

$$\nabla_{\text{ГП}} = 106 + 2,16 = 108,16 \text{ м.}$$

Высота плотины:

$$\nabla_{\text{ГП}} - \nabla_{\text{ДНА}} = 108,16 - 37,0 = 71,16 \text{ м.}$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{ГВ}} + 1,6 \cdot H_{\text{СТ}} = 95 + 1,6 \cdot 10 = 111 \text{ м.}$$

В конечном итоге принимаю отметку высоты всего напорного фронта равной 111 метра.

## 6.2 Определение класса гидротехнического сооружения

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты и типа грунтов оснований [8, прил. Б, табл. Б.1], присвоен : II.

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их социально-экономической ответственности и условий эксплуатации [8, прил. Б, табл. Б.2]. По объёму водохранилища, присвоен: I.

В конечном счете, присваивается наивысший класс всему сооружению, в моём случае это первый класс.

## 6.3 Гидравлические расчёты

Исходные данные для проведения гидравлических расчетов:

–	отметка НПУ	105 м;
–	отметка ФПУ	106 м;
–	отметка дна	37 м;
–	максимальный основной расход	14554 м <sup>3</sup> /с;
–	максимальный поверочный расход	16423 м <sup>3</sup> /с;
–	расход через ГЭС	1600 м <sup>3</sup> /с;

В результате гидравлического расчёта определяю:

- ширину водосливного фронта, число и размеры водосливных отверстий;
- отметку гребня водослива;
- пропуск поверочного расхода;
- форму водосливной поверхности;
- сопряжение потока в нижнем бьефе;
- размеры гасителей.

Выбор типа, числа и размеров отверстий водосливной плотины необходимо производить исходя из требований пропуска расчётного расхода воды основного расчетного случая. Пропуск расчётного расхода при основном

расчётном случае производится при НПУ и при полном открытии всех затворов сооружения. Определённые размеры отверстий и их число подлежат проверке на поверочный расчётный случай. Пропуск расчётного расхода воды для проверки расчётного случая надлежит выполнять при ФПУ и УНБ<sub>max</sub> всеми пропускными сооружениями.

### 6.3.1 Определение ширины водосливного фронта.

Гидравлическими расчетами устанавливаются: длина водосливного фронта и размеры водосливных отверстий, отметка гребня водослива, форма водосливной грани, сопряжение струи в нижнем бьефе.

Гидравлический расчет выполняется для основного расчетного случая (при НПУ и УНБ<sub>осн</sub>) и поверочного расчетного случая (при ФПУ и УНБ<sub>пов</sub>).

Определим расчетный расход через водосливную плотину при НПУ с учетом работы всех сооружений гидроузла по следующему выражению:

Определим расчетный расход через водосливную плотину по следующему выражению:

$$Q_p = Q_{max} = 14554 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.9)$$

где  $Q_{max}$  – максимальный основной расход.

Удельный расход на водосливе будет равен:

$$q_v = 1,25 \cdot q_p, \quad (6.10)$$

где  $q_p$  – удельный расход на рисберме, который равен:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ}, \quad (6.11)$$

где  $h_{НБ}$  – глубина в НБ при максимальном основном расходе, определяется по графику  $Q = f(H)$ , УНБ = 47,0 м, тогда

$$h_{НБ} = \text{УНБ} - \nabla_{\text{дна}} = 47,0 - 37,0 = 10,0 \text{ м}, \quad (6.12)$$

где  $[v_h]$  – допустимая неразмывающая скорость на рисберме, равная 5 м/с.

$$q_p = 5,0 \cdot 10,0 = 50,0 \text{ м}^2/\text{с}$$

Тогда:

$$q_v = 1,25 \cdot 50,0 = 62,5 \text{ м}^2/\text{с}$$

Ширина водосливного фронта равна:

$$B = \frac{Q_p}{q_B} = \frac{14554}{62,5} = 232,86 \text{ м.} \quad (6.13)$$

Определим количество водосливных отверстий. Зададимся стандартной длиной пролета отверстия  $b = 18$  м, тогда водосливных отверстий:

$$n' = \frac{B}{b} = \frac{232,86}{18} = 12,94 \approx 13. \quad (6.14)$$

Округлим до ближайшего целого и, согласно СНиП 33-01-2003, при количестве затворов более шести необходимо допустить невозможность открытия одного из них, следовательно полученное целое значение необходимо увеличить на единицу =>

$$n = n' + 1 = 13 + 1 = 14. \quad (6.15)$$

Ширина водосливного фронта, которую будем в дальнейшем использовать равна:

$$B' = b \cdot n' = 18 \cdot 13 = 234 \text{ м;} \quad (6.16)$$

$$B = b \cdot n = 18 \cdot 14 = 252 \text{ м.} \quad (6.17)$$

Бык примем разрезным, толщину разрезного бычка примем 4 м. Головная часть быка имеет обтекаемую форму для улучшенного обтекания.

Ширина водосливного фронта с учетом размеров быков в плане:

$$B'_B = B' + (n' - 1) \cdot \delta_B = 234 + (13 - 1) \cdot 4 = 282 \text{ м;} \quad (6.18)$$

$$B_B = B + (n - 1) \cdot \delta_B = 252 + (14 - 1) \cdot 4 = 304 \text{ м.} \quad (6.19)$$

### 6.3.2 определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot B' \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.20)$$

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

$$H_{01} = \left( \frac{14554}{0,48 \cdot 234 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,49.$$

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

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot \sigma_\phi \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_n \cdot B' \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.21)$$

где  $\sigma_{сж}$  – коэффициент бокового сжатия;  
 $\sigma_n$  – коэффициент подтопления, подтопления водослива нет и  $\sigma_n = 1$ ;  
 $\sigma_\phi$  – коэффициент формы водосливной ( $\sigma_\phi = 1$ ).

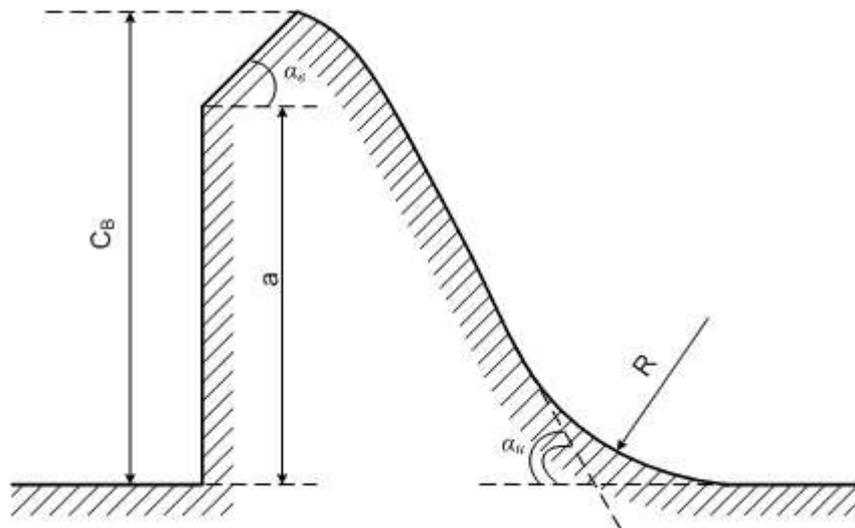


Рисунок 6.1 – Водосливная стенка нормального очертания (Кригера-Офицерова)

$$\sigma_{сж} = 1 - \frac{0,2 \cdot H_{01} \cdot \xi}{b}, \quad (6.22)$$

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

$$\sigma_{сж} = 1 - \frac{0,2 \cdot 9,49 \cdot 0,45}{18} = 0,953;$$

$$H_{02} = \left( \frac{14554}{0,48 \cdot 1 \cdot 0,953 \cdot 1 \cdot 234 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,81 \text{ м.}$$

Определим напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу  $v_0$ :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha v_0^2}{2g}, \quad (6.23)$$

$$H = H_{02} - \frac{\alpha v_0^2}{2g};$$

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

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна})(B' + (n' - 1) \cdot \delta_B)}; \quad (6.24)$$

$$v_0 = \frac{14554}{(105 - 37)(234 + (13 - 1) \cdot 4)} = 0,759 \text{ м/с};$$

$$H = 9,81 - \frac{1,1 \cdot 0,759^2}{2 \cdot 9,81} = 9,77 \text{ м.}$$

Определённый напор на гребне водослива округляем до ближайшего стандартного значения в соответствии с техническим регламентом:

$$H_{ст} = 10,0 \text{ м.}$$

Определим отметку гребня водослива:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст} = 105 - 10 = 95 \text{ м.} \quad (6.25)$$

### 6.3.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

Проверим достаточность водопропускной способности водосливной плотины. Определим поверочный расход через водосливную плотину, при этом заметим, что пропуск производится через все водосбросы и все гидроагрегаты, но стоит учесть, что один из агрегатов может находиться в ремонте [4]:

$$Q_{р.пов} = Q_{пов.мах} - Q_{ГЭС} = 16423 - 1600 = 14823 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.26)$$

Определим напор на гребне водослива при пропуске поверочного расхода в первом приближении без учета бокового сжатия потока и подтопления водослива (производим расчет аналогично формул 6.20-6.24):

$$H_{01\text{пов.}} = \left( \frac{14823}{0,48 \cdot 252 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,15 \text{ м.}$$

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

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - \frac{0,2 \cdot 9,15 \cdot 0,45}{18} = 0,954;$$

$$m_{\text{пов}} = 0,49 \cdot \left[ 0,805 + 0,245 \cdot \frac{9,15}{10,0} - 0,05 \cdot \left( \frac{9,15}{10,0} \right)^2 \right] = 0,474;$$

$$H_{02\text{пов.}} = \left( \frac{14823}{0,474 \cdot 1 \cdot 0,954 \cdot 1 \cdot 252 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,52 \text{ м.}$$

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

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода при пропуске поверочного расхода:

$$v_{0\text{пов}} = \frac{16263}{(106 - 37) \cdot (252 + (14 - 1) \cdot 4)} = 0,576 \text{ м/с};$$

$$H_{\text{пов}} = 10,82 - \frac{1,1 \cdot 0,765^2}{2 \cdot 9,81} = 9,5 \text{ м.}$$

Проверим, не превышает ли отметка  $\nabla\text{ФПУ}_p$  заданную  $\nabla\text{ФПУ} = 106$  м при таком напоре:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 95 + 9,5 = 104,5 \text{ м.} \quad (6.27)$$

Примем  $\nabla\text{ФПУ} = 106 > \nabla\text{ФПУ}_p = 104,5$  м, тогда пропускная способность водослива достаточна для пропуска расхода  $Q_{\text{пов}} = 14823 \text{ м}^3/\text{с}$ .

### 6.3.4 определение формы водосливной поверхности

По проектному напору  $H_{\text{пр}} = H_{\text{ст}}$  определяем координаты для построения оголовка плотины практического профиля. Табличные координаты умножаются на  $H_{\text{ст}}$ . Расчеты сведем в таблицу 6.1, профиль изображен на рисунке 6.2.

Таблица 6.2 – Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки (стенки Кригера - Офицерова)

№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м
1	0	1,26	15	14	5,64	29	28	24,62
2	1	0,36	16	15	6,61	30	29	26,1
3	2	0,07	17	16	7,64	31	30	28,24
4	3	0	18	17	8,73	32	31	30,13
5	4	0,06	19	18	9,87	33	32	32,07
6	5	0,27	20	19	11,08	34	33	34,05
7	6	0,6	21	20	12,35	35	34	36,09
8	7	1	22	21	13,69	36	35	38,18
9	8	1,46	23	22	15,08	37	36	40,31
10	9	1,98	24	23	16,53	38	37	42,49
11	10	2,56	25	24	18,15	39	38	44,71
12	11	3,21	26	25	19,6	40	39	46,98
13	12	3,94	27	26	21,22	41	-	-
14	13	4,75	28	27	22,89	42	-	-

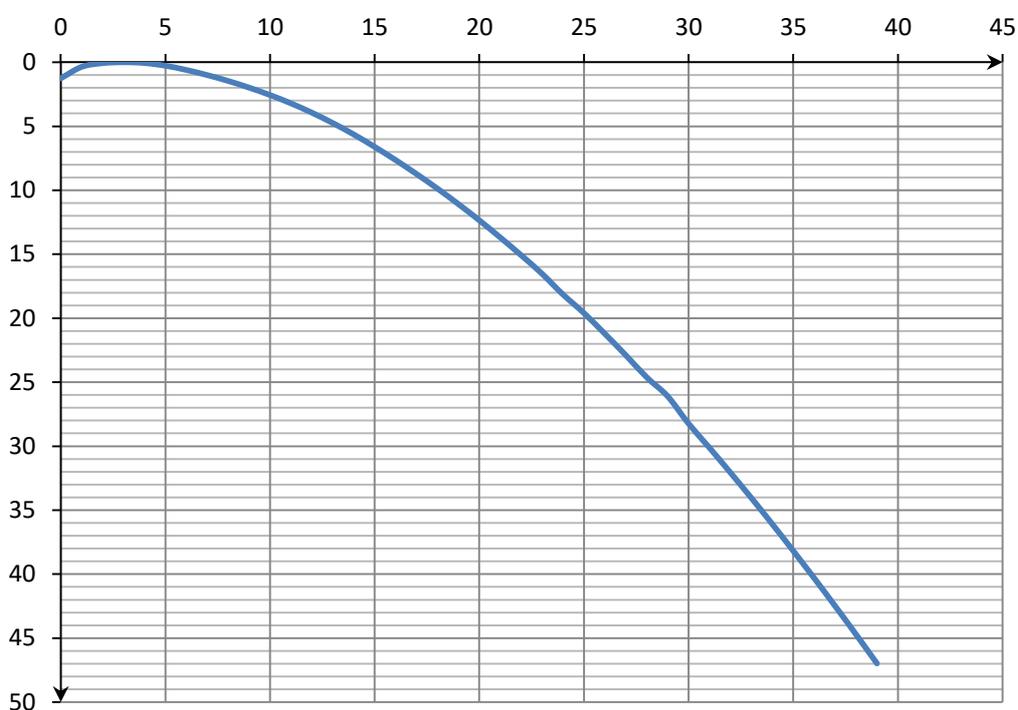


Рисунок 6.2 – Очертание оголовка плотины практического профиля

### 6.3.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Установлю необходимость устройства в нижнем бьефе гасителей энергии.

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в так называемом сжатом сечении С-С рисунок 6.3. Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта.

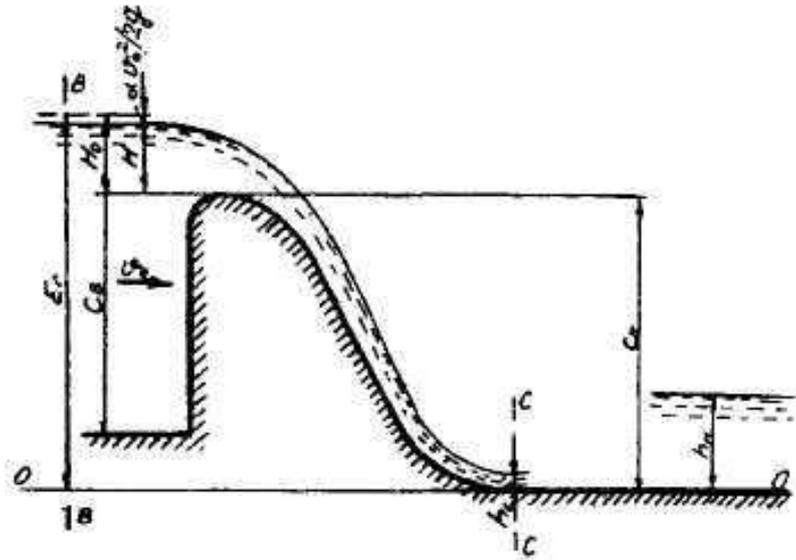


Рисунок 6.3 – Оголовок и сжатое сечение

Определяю критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн.max}^2}{g \cdot (B + \sum \delta_6)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 14554^2}{9,81 \cdot (304)^2}} = 6,36 \text{ м.} \quad (6.28)$$

Определяю полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = C_b + H_{ст} + \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g} = 58,0 + 10,0 + \frac{1,1 \cdot 0,759^2}{2 \cdot 9,81} = 68,03 \text{ м;} \quad (6.29)$$

$$C_b = \nabla_{ГВ} - \nabla_{ДНА} = 95,0 - 37,0 = 58,0 \text{ м.} \quad (6.30)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{68,03}{6,33} = 10,70 \text{ м.} \quad (6.31)$$

По графику [2] определяю глубину  $h_c$  в сжатом сечении и глубину  $h_c''$  - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины  $\xi_{T_0}$ , определяю  $\xi_c = 0,23$  и  $\xi_{T_0}'' = 2,81$ .

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,23 \cdot 6,36 = 1,46 \text{ м;} \quad (6.32)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 2,81 \cdot 6,36 = 17,87 \text{ м.} \quad (6.33)$$

Глубина в НБ при  $Q_{maxосн} = 14554 \text{ (м}^3/\text{с)}$ ,  $h_{НБ} = 10,0 \text{ м}$ , следовательно, прыжок отогнанный ( $h_c' > h_{НБ}$ ).

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать с нижним бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Рассчитаем гашение избыточной энергии с помощью водобойного колодца.

### 6.3.6 Выбор и расчет гасителя энергии в нижнем бьефе

#### Отлёт струи

Высота от дна, до носочка:

$$a = h_{НБ}^{max} + (1 - 2) \text{ м} = 10,6 + 1,4 = 12,0 \text{ м,} \quad (6.34)$$

где  $h_{НБ}^{max} = 10,6 \text{ м}$  при  $Q_{maxпов} = 16423 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Отметка носка:

$$\text{НОС} = \nabla_{\text{ДНА}} + a = 37,0 + 12,0 = 49,0 \text{ м.} \quad (6.35)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НОС}} = 105,0 - 49,0 = 56,0 \text{ м.} \quad (6.36)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,85 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 56,0} = 29,83 \text{ м/с,} \quad (6.37)$$

где  $\varphi$  - коэффициент скорости потока, принимаю равным 0,85.

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{47,86}{29,83} = 1,60 \text{ м}; \quad (6.38)$$

$$q = \frac{Q_P}{B} = \frac{14554}{304} = 47,86 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}. \quad (6.39)$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{29,83^2}{9,81 \cdot 1,60} = 56,53. \quad (6.40)$$

Дальность отлёта струи:

$$L = K_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left( 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (6.41)$$

где  $K_a$  - коэффициент аэрации, принимаю равным 1;  $\alpha$  - угол наклона носка, принимаю равным  $30^\circ$ ;

$$Z_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА} = 105 - 37 = 68 \text{ м}.$$

Таким образом:

$$L = 1 \cdot 56,0 \cdot 0,85^2 \cdot \sin 2 \cdot 30^\circ \cdot$$

$$\cdot \left( 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{68}{56,0} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,85^2 \cdot \sin^2 30^\circ}} \right) = 87,25 \text{ м}.$$

Проверка для слабой скалы, должно выполняться условие:

$$L > 0,5 \cdot H,$$

$$87,25 > 34,0.$$

Условие выполнено.

Глубина размыва – яма:

$$H_p = t - h_{\text{НБ}}; \quad (6.42)$$

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_H, \quad (6.43)$$

где  $d$  - средняя крупность отдельностей, в расчёте принять 1 м.  
Таким образом:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{56,53}) \cdot \sqrt{56,53} \cdot \sqrt[4]{\frac{10,6}{1}} \cdot 1,60 = 29,04;$$

$$H_p = 29,04 - 10,6 = 18,44 \text{ м.}$$

Центр ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg}\alpha_1}, \quad (6.44)$$

где  $\text{tg}\alpha_1$  – определяется по формуле:

$$\text{tg}\alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2\alpha + \frac{2 \cdot g(0,5 \cdot h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{\text{НБ}})}{V_H^2 \cdot \cos^2\alpha}}; \quad (6.45)$$

$$\text{tg}\alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81(0,5 \cdot 1,58 \cdot \cos 30^\circ + 12,0 - 10,6)}{29,83^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 1,64;$$

$$L_1 = 87,25 + \frac{29,04}{1,64} = 104,9 \text{ м.}$$

## 6.4 Конструирование плотины

### 6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

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

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

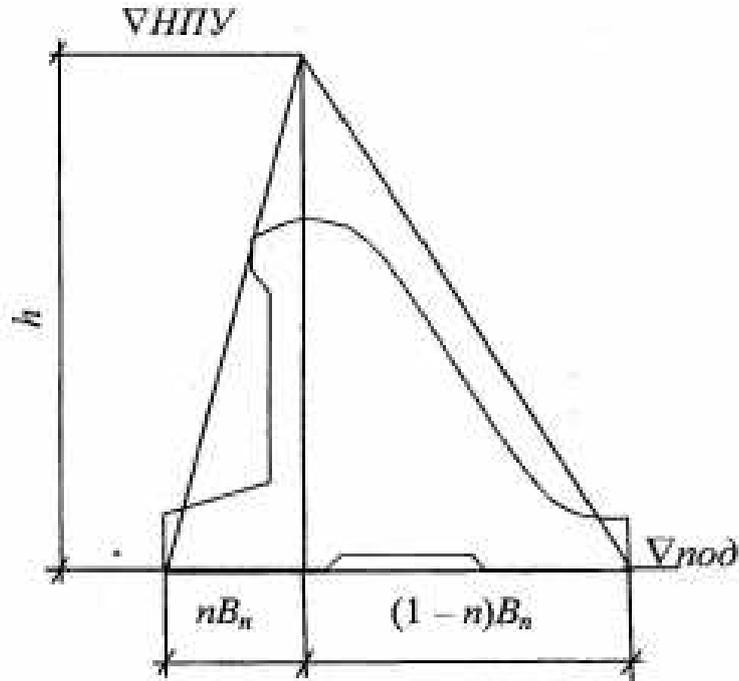


Рисунок 6.4 – Схема треугольного профиля плотины.

Бетон слабо сопротивляется растяжению, в нем недопустимо появление трещин с напорной грани, что может привести к появлению опасной фильтрации со всеми вытекающими последствиями. Для плотин на скальном основании (в основании залегает доломит) принимаем заложение низовой грани  $m=0,7$ .

$$h = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{под} = 105 - 35 = 70,0 \text{ м.} \quad (6.46)$$

Отметка подошвы плотины равна:

$$\nabla\text{под} = \nabla\text{дна} - (\delta_{\text{в}} + (2 \div 3)), \quad (6.47)$$

где  $\delta_{\text{в}} = 2$  – заглубление подошвы плотины.

Определим отметку подошвы плотины:

$$\nabla\text{под} = \nabla\text{дна} - 2 = 35 \text{ м.}$$

$$B_n = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 70,0 = 49,0 \text{ м}$$

## 6.4.2 Быки

Оголовок быка выполняется полукруглым, так как разрезается сквозным температурно-осадочным швом. Толщину разрезного быка принимаем 4 м. Минимальная толщина между пазами 0,8 м. Ширина быка по гребню 15 м для обеспечения проезда транспорта и для размещения подъемных механизмов.

## 6.4.3 Устои

Устои предназначены для защиты примыкающей к водосливу земляной плотины или берега от размыва; для обеспечения плавного растекания потока в нижнем бьефе; для предотвращения опасного воздействия фильтрации в зоне примыкания водосливной плотины к земляной или берегу; служат опорами для затворов и мостов.

Различают устои сопрягающие, устраиваемые для сопряжения водосливной плотины с грунтовой или берегом, и отдельные, которые отделяют водослив от глухой бетонной плотины или здания ГЭС.

Применим 2 сопрягающих устоя для сопряжения водосливной плотины с грунтовой, а также 1 отдельный устой для отделения водосливной плотины от здания ГЭС.

## 6.5 Фильтрационный расчет

На скальном основании устраиваются, как правило, только вертикальные дренажные устройства. Структурная схема цементной завесы и дренажной скважины представлено на рисунке 6.5.

Завесы расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B = 0,1 \cdot 49,0 = 4,9 \text{ м.} \quad (6.48)$$

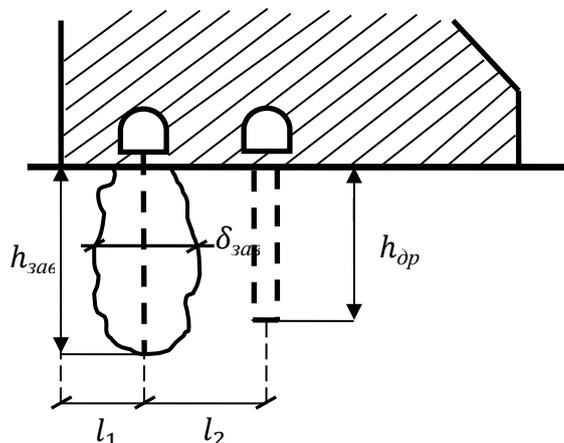


Рисунок 6.5 – Схема цементной завесы и вертикального дренажа

Расстояние  $l_2$  принимается конструктивно, не менее 4 метров,  $l_2 = 6$  м.  
Высота цементной завесы:

$$h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot H = 0,5 \cdot 70,0 = 35,0 \text{ м.} \quad (6.49)$$

Принимаю расстояние между цементационными скважинами 2 метра.  
Толщина цементной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H}{J_{\text{кр}}} \cdot \gamma_h, \quad (6.50)$$

где  $\Delta H$  – напор, действующий на завесу;  
 $J_{\text{кр}} = 15$  критический градиент для завесы;  
 $\gamma_h = 1,25$  коэффициент надёжности.  
Таким образом:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{70}{15} \cdot 1,25 = 5,8 \text{ м.}$$

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 35,0 = 17,5 \text{ м.} \quad (6.51)$$

Диаметр дренажных скважин принимаю 0,2 м, расстояние между ними 3 метра.

Фильтрация на скальном основании принимается по [2], структурная схема представлена на рисунке 6.6.

### 6.5.1 Основной случай

Напор на сооружении:

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}} = 105 - 39,5 = 65,5 \text{ м.} \quad (6.52)$$

Для плотин 1 класса с цементационной завесой:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,40; \quad (6.53)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,20; \quad (6.54)$$

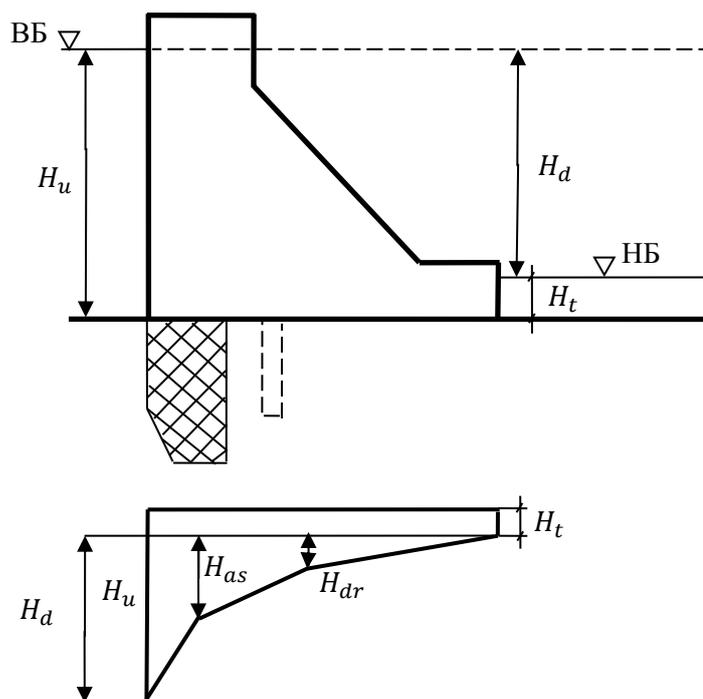


Рисунок 6.6 – Фильтрация на скальном основании

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 65,5 = 26,2 \text{ м};$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 65,5 = 13,1 \text{ м}.$$

### 6.5.2 Поверочный случай

Расчет производим аналогично формул 6.52-6.54:

$$H_d = \nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{УНБ} = 106 - 47,2 = 58,8 \text{ м}.$$

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,4$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,2$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 58,8 = 23,52 \text{ м}$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 58,8 = 11,76 \text{ м}$$

## 6.6 Статический расчет плотины

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях отдельно для строительного и эксплуатационного периодов.

### 6.6.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad.

$$S_{\text{пл}} = 1802,19 \text{ м}^2.$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{1802,19 \cdot 18 \cdot 9,81 \cdot 2400}{18 + 4} = 34716 \text{ кН}; \quad (6.55)$$

Точка приложения равнодействующей силы  $G_{\text{пл}}$  также была определена с помощью приложения AutoCad.

$$Y_{\text{пл}} = -6,13 \text{ м.}$$

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot \rho_{\text{б}} \cdot g}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{2054,32 \cdot 4 \cdot 2400 \cdot 9,81}{18 + 4} = 8794 \text{ кН}; \quad (6.56)$$

$$Y_{\text{б}} = -7,38 \text{ м.}$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.57)$$

где  $f$  - площадь затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (106 - 95 + 0,5) \cdot 18 = 203,4 \text{ м}^2. \quad (6.58)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 203,4 \cdot \sqrt{203,4 \cdot 9,81} = 1565,16 \text{ кН.} \quad (6.59)$$

Вес затвора приводится к 1 п.м.:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{1564,16}{18 + 4} = 71,14 \text{ кН.} \quad (6.60)$$

### 6.6.2 Сила гидростатического давления

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

- с верхнего бьефа НПУ:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_B^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 70,0^2}{2} = 24034,5 \text{ кН,} \quad (6.61)$$

где  $H_B = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 105 - 35 = 70 \text{ м;}$

- с верхнего бьефа ФПУ:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_B^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 71^2}{2} = 24726,105 \text{ кН,} \quad (6.62)$$

где  $H_B = \nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ПОД} = 106 - 35 = 71 \text{ м;}$

- с нижнего бьефа НПУ:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_H^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 4,5^2}{2} = 99,326 \text{ кН,} \quad (6.63)$$

где  $H_H = \nabla \text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla \text{ПОД} = 39,5 - 35,0 = 4,5 \text{ м.}$

- с нижнего бьефа ФПУ

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_H^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 12,2^2}{2} = 730,060 \text{ кН,} \quad (6.64)$$

где  $H_H = \nabla \text{УНБ}_{\text{max}} - \nabla \text{ПОД} = 47,2 - 35,0 = 12,2 \text{ м.}$

### 6.6.3 Сила взвешивающего и фильтрационного давления

Сила фильтрационного давления:

$$W_{\phi} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 772,825 = 7581,413 \text{ кН};$$

$$W'_{\phi} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 689,34 = 6755,532 \text{ кН}.$$

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

Ординаты эпюр определим как:

$$p_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot (\nabla_{\text{УНБ}_{\min}} - \nabla_{\text{под}}) = 1000 \cdot 9,81 \cdot 4,5 = 44,1 \text{ кН}; \quad (6.65)$$

$$p'_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot (\nabla_{\text{УНБ}_{\max}} - \nabla_{\text{под}}) = 1000 \cdot 9,81 \cdot 12,6 = 120 \text{ кН}. \quad (6.66)$$

Сила взвешивающего давления равна площади эпюры взвешивающего давления для данного расчетного случая.

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}}^{\text{взв}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 220,5 = 2163,105 \text{ кН}; \quad (6.67)$$

$$W'_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}}^{\text{взв}'} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 497,8 = 5864,418 \text{ кН}. \quad (6.68)$$

Площади эпюр рассчитаны в программе AutoCad.

#### 6.6.4 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot \tan^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right) = 10 \cdot 4 \cdot \tan^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 19,6 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.69)$$

где  $\gamma_{\text{н}} = 10 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

$h_{\text{н}}$  – толщина слоя наносов, принимаемая от уровня дна,

$h_{\text{н}} = \nabla_{\text{заил}} - \nabla_{\text{дна}} = 41,0 - 37,0 = 4,0 \text{ м},$

$\varphi_{\text{н}} = 20^\circ$  – угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_{\text{н}} = \frac{h_{\text{н}} \cdot p_{\text{н}}}{2} = \frac{4 \cdot 19,6}{2} = 39,2 \text{ кН}. \quad (6.70)$$

### 6.6.5 Волновое давление

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

Для основного случая:

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 2,74^2}{34,65} = 0,68 \text{ м}; \quad (6.71)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot g \cdot h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right); \quad (6.72)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 2,74 \cdot \left( \frac{34,65}{3,14} + \frac{0,68}{2} \right) = 152,62 \text{ кН.}$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{34,65}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 2,74 = 4,49 \text{ м.} \quad (6.73)$$

Для поверочного случая:

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,09^2}{16,21} = 0,23; \quad (6.74)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot g \cdot h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right); \quad (6.75)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,09 \cdot \left( \frac{16,21}{3,14} + \frac{0,23}{2} \right) = 28,32 \text{ кН.}$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{16,21}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 1,09 = 2,17 \text{ м.} \quad (6.76)$$

### 6.7 Расчет прочности плотины

Оценка общей прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчёт плотины будем вести 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 принимаю сжимающие напряжения со знаком «-», растягивающие – со знаком «+»

Для удобства расчёта составлю таблицу 6.3, в которую внесу все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай			Поверочный случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН*м	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН*м
Тв	1,00	→	24034	23,33	560713,2	24726	23,59	583286,3
Тн	1,00	←	99	-1,50	-148,5	730	-4,07	-2971,1
Gб	0,95	—	8793	-7,38	-64892,3	8793	-7,38	-64892,3
Gпл	0,95	—	32980	-6,13	-202167	32980	-6,13	-202167
Wвзв	1,00	↑	2163	0,00	0	5864	0	0
Wф	1,00	↑	7581	11,54	87484,74	6756	11,58	78234,48
Qз	0,95	—	1565	-21,24	-31583,9	1565	-21,24	-31583,9
$W_{волн}$	1,00	→	153	65,51	10023,03	28	68,83	1927,24
$E_n$	1,20	→	39	3,33	156,51	39	3,33	156,51
$\Sigma N$		↑	79144			62317		
$\Sigma M$			137368,442			147379,038		

### 6.7.1 Основной расчетный случай

Расчёт краевых напряжений для основного случая в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

1) Для верхней грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2}, \quad (6.77)$$

где  $N$  – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;  
 $M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;  
 $b$  – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_y^u = -\frac{62316,932}{49,0} + \frac{6 \cdot 137368,442}{49^2} = -928,496 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2};$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -10 \cdot 70,0 = -700 \text{ кН/м}^2, \quad (6.78)$$

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

$H_d^u = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 105 - 35 = 70 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \tan \alpha_1$ , где  $\alpha_1$  – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то  $\tan \alpha_1 = 0$ .

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0; \quad (6.79)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -928,496 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}; \quad (6.80)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 70 = -700 \text{ кН/м}^2. \quad (6.81)$$

2) Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \sum M}{b^2}; \quad (6.82)$$

$$\sigma_y^t = -\frac{62316,932}{49,0} - \frac{6 \cdot 137368,442}{49^2} = -1615,04 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2};$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2); \quad (6.83)$$

$$\sigma_x^t = -1539,09 \cdot 0,7^2 - 10 \cdot 12,0 \cdot (1 - 0,7^2) = -852,57 \text{ кН/м}^2$$

где  $m_t = \tan \alpha_2$ , где  $\alpha_2$  – угол между низовой гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то  $\tan \alpha_1 = 0$ .

Напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа:

$$H_d^t = \nabla\text{УНБ} - \nabla\text{ПОД} = 47,0 - 35,0 = 12,0 \text{ м}. \quad (6.84)$$

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t; \quad (6.85)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 12,0 - 1615,04) \cdot 0,7 = 1064,53 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2};$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2; \quad (6.86)$$

$$\sigma_3^t = -1615,04 \cdot (1 + 0,7^2) + 10 \cdot 12,0 \cdot 0,7^2 = -2347,61 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 12,0 = -120,0 \text{ кН/м}^2. \quad (6.87)$$

### 6.7.2 Поверочный расчетный случай

Расчёт краевых напряжений для поверочного случая в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам 6.77-6.87:

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{59441,5}{49,0} + \frac{6 \cdot 147379,038}{49^2} = -844,796 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2};$$

$$\sigma_x^u = -10 \cdot 71 = -710 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2};$$

$$\tau_{xy}^u = 0;$$

$$\sigma_1^u = -844,796 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2};$$

$$\sigma_3^u = -10 \cdot 71 = -710 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = \frac{59441,5}{49,0} - \frac{6 \cdot 147379,038}{49^2} = -1581,38 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2};$$

$$\sigma_x^t = -1581,38 \cdot 0,7^2 - 10 \cdot 12,2 \cdot (1 - 0,7^2) = -837,1 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2};$$

$$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}}(Q_{\text{ГЭС}}) - \nabla_{\text{ПОД}} = 47,2 - 35,0 = 12,2 \text{ м};$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 12,2 - 1581,38) \cdot 0,7 = 1021,566 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2};$$

$$\sigma_3^t = -1581,38 \cdot (1 + 0,7^2) + 10 \cdot 12,2 \cdot 0,7^2 = -2294,04 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2};$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 12,2 = -122,0 \text{ кН/м}^2$$

Результаты расчета представлены в таблице 6.4

Таблица 6.4 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Основной случай		Поверочный случай	
	Напорная грань	Низовая грань	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y$	-928,496	-1615,04	-844,796	-1581,38
$\sigma_x$	-700	-852,57	-710	-837,1
$\tau_{xy}$	0	1046,53	0	1021,566
$\sigma_1$	-928,496	-120,0	-844,796	-122,0
$\sigma_3$	-700	-2347,61	-710	-2294,04

### 6.7 Оценка прочности плотины

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.88)$$

где  $\gamma_n = 1.25$  – коэффициент надежности по ответственности, для сооружений II класса;

$\gamma_{lc}$  – коэффициент сочетания нагрузок,  $\gamma_{lc} = 1.0$  – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок;  $\gamma_{lc} = 0.9$  – для расчетов по первому предельному состоянию и особому сочетанию нагрузок;

$\sigma_3$  – максимальное главное напряжение;

$R_b = 2.8$  МПа – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона В12,5, которое определяем по СНиП 2.06.08-87 “Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений”;

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условия работы;  $\gamma_{cd} = 1.0$  – при основном сочетании нагрузок;  $\gamma_{cd} = 1.1$  – при особом сочетании нагрузок.

Для основного сочетания нагрузок:

$$1,25 \cdot 1 \cdot |-700,0| \leq 2800 \cdot 1,0;$$

$$875 \text{ кПа} \leq 2800 \text{ кПа.}$$

Для особого сочетания нагрузок:

$$1,25 \cdot 0,9 \cdot |-710,0| \leq 2800 \cdot 1,1;$$

$$798,75 \text{ кПа} \leq 3080 \text{ кПа.}$$

Отсутствие растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0. \quad (6.89)$$

Для основного сочетания нагрузок:

$$-928,496 \text{ кПа} < 0.$$

Для особого сочетания нагрузок:

$$-844,796 \text{ кПа} < 0.$$

с учетом того, что сжимающие напряжения приняты со знаком «+».  
В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u. \quad (6.90)$$

Для основного сочетания нагрузок:

$$928,496 \text{ кПа} \geq 175 \text{ кПа}.$$

Для особого сочетания нагрузок:

$$844,796 \text{ кПа} \geq 177 \text{ кПа}$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

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

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

### **6.6.1 Основное сочетание нагрузок**

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.91)$$

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

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

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условий работы ( $\gamma_{cd} = 1$  – при работе плотины при НПУ;  $\gamma_{cd} = 1$  – при работе плотины при ФПУ);

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

$$R = (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_{\phi} + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega, \quad (6.92)$$

где  $\tan \varphi = 0,65$  – внутреннее трение для грунта основания (скала);

$c = 75 \text{ кН/м}^2$  – сцепление для скалы;

$\omega = B_{п} \cdot 1 = 49,0 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$R = (37594,28 + 8793 - 2163,105 - 7581,413 + 1486,90) \cdot 0,65 + 75 \cdot 49,0 = 33605 \frac{\text{кН}}{\text{м}};$$

$$R = (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_{\phi} + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega, \quad (6.93)$$

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H;$$

$$F = 24034,50 - 99,326 + 152,62 + 39 = 24126,794 \text{ кН/м};$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{33605 \cdot 1}{24134,834 \cdot 1} \geq 1,25;$$

$$1,31 \geq 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

### 6.6.1 Особое сочетание нагрузок

Выполняем расчет аналогично формул 6.91-6.93

$$R = (37594,28 + 8793 - 5864,42 - 6755,532 + 1486,90) \cdot 0,65 + 75 \cdot 49,0 = 31736 \text{ кН/м};$$

$$F = 24726,105 - 730,060 + 28,32 + 39 = 24071,405 \frac{\text{кН}}{\text{м}};$$

$$\frac{31736 \cdot 1}{24071,405 \cdot 0,9} \geq 1,25 ;$$

$$1,39 \geq 1,25 .$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

## **7 Охрана труда и противопожарная безопасность, мероприятия по охране окружающей среды**

### **7.1 Требования по охране труда**

Управление охраной труда в организации осуществляет ее технический руководитель.

Для решения задач по обеспечению безопасных условий труда на Слюдянском гидроузле необходимо создать структурные подразделения по охране труда.

Служба по охране труда и производственного контроля:

- Организовывает работы по охране труда;
- Осуществляет технический и технологический надзор за эксплуатацией оборудования, зданий и сооружений;
- Осуществляет производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах;
- Осуществляет контроль за организацией противопожарного режима и соблюдением требований пожарной безопасности;
- Организовывает и координирует природоохранную деятельность;

Для всех инженерно-технических работников станции в обязательном порядке разрабатываются должностные инструкции, для рабочих – инструкции по охране труда.

Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей руководствоваться данными документами.

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

Инструкции по охране труда и должностные инструкции разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов по охране труда:

- ГОСТ 12.0.230-2007 Межгосударственный стандарт «Система стандартов безопасности труда. Системы управления охраной труда. Общие требования» Приказ Ростехрегулирования от 10.07.2007 N 169-ст(ред. от 31.10.2013);
- «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» приказ министерства труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 №328н;
- РД153.-34.0-03.301-00. - «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий»;
- другие нормативные документы в сфере охраны труда.

Руководители и работники предприятия несут в соответствии с Законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести или привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу. На Слюдянском гидроузле должен быть организован кабинет по охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

Основная цель улучшения условий труда - обеспечение безопасности труда, сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве.

Улучшение условий труда будет давать и экономические результаты: рост прибыли; сокращение затрат связанных с компенсациями: за работу с вредными и тяжелыми условиями труда, с травматизмом, профессиональной заболеваемостью. Основным документом в нормативно-технической документации является нормативный акт «Система стандартов безопасности труда».

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), стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, а также по электро-, пожаро-, взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройти проверку знаний, работнику прошедшему проверку знаний по охране труда выдается удостоверение о проверке знаний.

На момент эксплуатации электроустановки Слюдянского гидроузла находятся в технически исправном состоянии, что обеспечивает безопасное условия труда. Электроустановки должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Все металлические части электроустановок и электрооборудования, на которых может возникнуть напряжение вследствие нарушения изоляции, должны быть занулены в соответствии с требованиями [9].

При расположении электроустановок с большим током замыкания на землю необходимо выполнять следующие мероприятия:

- 1) все прилегающие здания должны быть включены в общий контур заземления;

2) должны приниматься меры к выравниванию потенциалов внутри производственных помещений;

3) вокруг зданий на расстоянии 1 м от стен на глубине 1 м должен быть проложен проводник, соединенный с заземляющими проводниками внутри здания, а у входов и въездов в здания должно быть выполнено выравнивание потенциалов путем прокладки дополнительных полос с постепенным заглублением;

4) вокруг зданий следует устраивать асфальтированные отмостки шириной 1-1,5 м.

Так как токи короткого замыкания на землю в рассматриваемых установках имеют большие значения, должна быть обеспечена термическая стойкость заземляющих проводников. Сечения заземляющих проводников должны быть выбраны такими, чтобы при протекании по ним расчетных токов однофазных замыканий на землю температура их за время, до срабатывания основной защиты не превысила допустимой (400° С).

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

– оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

– выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;

– допуск к работе;

– надзор во время работы;

– оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

На Слюдянском гидроузле будут разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

Рабочие инструкции по охране труда должны быть разработаны для всех подразделений.

## **7.2 Пожарная безопасность**

Комплекс мероприятий по предотвращению пожара, ограничению его распространения и средства пожаротушения на гидроэнергетических объектах предусматривается в соответствии с Федеральным законом о "Пожарной безопасности", государственными и ведомственными нормативными документами. Охрана труда на предприятии, в том числе, подразумевает обучение пожарной безопасности для персонала и руководителей.

Так как территория будущего Слюдянского гидроузла находится в малонаселенной зоне, предусматривается устройство пожарной части в непосредственной близости от станции, обслуживающую как гидроузел, так и близлежащие населенные пункты.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта, автоматическим пуском системы пожаротушения. Контроль за противопожарным состоянием объекта осуществляется с помощью датчиков пожаротушения, которыми оснащаются объекты.

Объектами водяного пожаротушения на Слюдянском гидроузле являются:

- гидрогенераторы СВ-1596/170-66;
- силовые трансформаторы ТДЦ 400000/500;
- кабельные сооружения.

На генераторах гидроузла в качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи гидроагрегата размещают дренчерные кольцевые трубопроводы. Включение систем пожаротушения – автоматическое, с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора.

Тушение трансформаторов осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. По периметру трансформатора монтируются на безопасном расстоянии кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители. Предусмотрены специально установленные емкости, куда будет сливаться водно-масляная смесь, образующаяся во время тушения пожара. В этом маслосборнике предусматривается устройство для разделения воды и масла. Вместимость маслосборника принимается эквивалентной объему масла в силовых трансформаторах ТДЦ – 400000/500.

В туннелях с кабелями из сшитого полиэтилена 500 кВ предусматривается установка датчиков пожаротушения. На 50 метров туннеля предусмотрен 1 датчик. Сооружения предусматривают водяную автоматическую систему пожаротушения. Один раз в сутки лицами, за которыми закреплены данные сооружения, должен выполняться обход.

Все кабельные коридоры, туннели с кабелями 0,4 кВ должны иметь противопожарные стенки, делящие их на секции. Наличие сквозных отверстий между секциями коридора (туннеля) не допускается. Проходы между секциями осуществляются посредством установки несгораемых герметичных дверей. Прокладки кабелей сквозь стены должны быть герметично заделаны.

Масляное хозяйство с резервуарами, маслоочистительной и регенерационной аппаратурой, входящее в состав технологических установок электростанции, трансформаторной мастерской, размещается в сооружении гидроузла. Масляное хозяйство как источник повышенной опасности предусматривает устройство новейших автоматических противопожарных защит с откачкой воздуха из помещений с автоматическим и дистанционным ручным управлением.

Источником водоснабжения систем пожаротушения, является верхний бьеф. Предпочтение отдается самотечной системе, потому, что по условиям компоновки защищаемого оборудования можно обеспечить расчетное давление

перед устройствами распыления воды ( $\approx 8$  атм.). Самотечная система пожаротушения осуществляется как минимум из 2-х источников непосредственно из ВБ.

Каждое помещение (кабинеты, РУСН, КРУЭ и т.д.) на Слюдянском гидроузле должно быть оснащено инструкцией по пожарной безопасности, актуальной для конкретного помещения, в которых отражаются правила ПБ, указываются номер телефона НСС и дежурного пожарной части. Также все помещения оснащаются средствами первичного пожаротушения в необходимом для этого объеме. За каждым помещением должно быть закреплено лицо, ответственное за противопожарную безопасность. Курение на территории станции разрешается только в специально отведенных для этого местах.

Разработаны Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий, в которых изложены основные организационные и технические требования по пожарной безопасности. Подготовка ИТР, рабочих и служащих Слюдянского гидроузла по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи (первичный, повторный, внеплановый и целевой), в тематику которых обязательно включаются вопросы пожарной безопасности;
- специальная подготовка для соответствующей категории персонала;
- занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала проводятся в целях углубления знаний по пожарной безопасности с учетом особенностей технологического процесса производства, средств и методов борьбы с пожарами по специально разработанным программам. По окончании подготовки по пожарно-техническому минимуму персонал сдает зачеты, которые оформляются соответствующим документом.

### **7.3 Охрана окружающей среды**

Гидротехническое строительство, решая различные проблемы участников водохозяйственного комплекса, приводит к нежелательным эффектам для окружающей среды и человека, которые нередко становятся причиной различного рода неблагоприятных воздействий, способных наносить материальные, экономические, экологические и социальные ущербы.

Экологическая безопасность относится к центральным требованиям при функционировании ГЭС.

На всех стадиях реализации проекта: строительство (предстроительный, строительный этапы и ввод в эксплуатацию) и эксплуатация предусмотрена организация производственного экологического контроля

Объектами наблюдений на всех этапах будут являться: источники техногенного воздействия на окружающую природную среду; природные комплексы, их компоненты, и природные процессы, протекающие в зоне влияния строительства и эксплуатации Слюдянской ГЭС.

Систему экологического контроля состояния окружающей природной среды составляют специальные сети наблюдательных постов. Сеть наблюдательных постов будет размещена с учетом месторасположения технических объектов, источников загрязнения, природной дифференциации территории, распространения, характера и динамики проявления неблагоприятных природных процессов, сложности инженерно-геологических условий, наличия водных объектов.

Регулярные наблюдения планируются за текущим состоянием атмосферного воздуха, почв, геологической среды, поверхностных водных объектов в зоне влияния строящейся ГЭС.

Для оценки воздействия строительства Слюдянской ГЭС на геологическую среду предусмотрены наблюдения за подтоплением, заболачиванием и развитием эрозионных процессов. Возможное влияние на подземные воды будет прослеживаться по сети наблюдательных скважин с фиксацией изменений уровня первого от поверхности водоносного горизонта. Экологический контроль воздействия на гидрохимический режим водных объектов будет осуществляться путем отбора и анализа проб воды.

Уровень загрязнения почв будет контролироваться путем регулярного опробования и определения содержания нефтепродуктов, тяжелых металлов, органических загрязнителей в пробах. Планируется проведение технической и биологической рекультивации нарушенных почв. Наблюдения за организацией сбора, временного накопления и хранения отходов, а также их последующей ликвидации планируются на всех этапах реализации объекта

При эксплуатации и техническом обслуживании гидроэлектростанций, а также оборудования и гидротехнических сооружений в их составе, влияние на окружающую среду оказывает гидроузел в целом.

Природоохранные мероприятия при эксплуатации ГЭС направлены на охрану атмосферного воздуха, водных объектов, земельных ресурсов, объектов животного мира и осуществляются в соответствии со следующими основными законодательными и нормативными документами:

- Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002;
- Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001;
- Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006;

- Лесной кодекс РФ № 200-ФЗ от 04.12.2006;
- ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999;
- Федеральный закон «О животном мире» № 52-ФЗ от 13.12.1996.

Водоохранные мероприятия разбиты на три группы:

- 1) Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов;
- 2) Установление водоохранной зоны вокруг водохранилища;
- 3) Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции.

### **7.3.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов**

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входят:

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

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

В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

- очистка от мусора и остатков строений;
- вывоз жидких отходов из уборных и вывоз бытовых отходов;
- санитарная очистка территории животноводческих объектов;
- очистка территории после переноса промышленных предприятий;
- ликвидация скважин (артезианских, геологоразведочных и др.).

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

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

В местах захоронений необходимость тех или иных мероприятий по подготовке территорий кладбищ к затоплению и переносу определяется абсолютной отметкой местности. Согласно СанПиН 3907-85 (Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985) подлежат переносу кладбища, расположенные в пределах зоны создаваемого водохранилища. Все работы по санитарной подготовке территорий кладбищ к перезахоронениям должны проводиться с выполнением

мероприятий по обеззараживанию почв, инструментов, механизмов, с соблюдением санитарных норм и техники безопасности.

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

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

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки.

### **7.3.2 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции**

Для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение турбинного масла, трансформаторного, гидравлического, индустриального и компрессорного масел, что может приводить к попаданию нефтепродуктов в поверхностные воды. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные нефтеуловители. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные емкости – в баки аварийного слива масла.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования (трансформаторы, подшипники), и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

При эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:

- регулирование стока должно производиться в соответствии с утвержденными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища;

– эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязненных вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);

– при эксплуатации технологического флота должно быть обеспечено непопадание загрязняющих веществ в акваторию;

при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

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

### **7.3.3 Мероприятия по обращению с отходами производства и потребления**

Все отходы, образующиеся на предприятии должны быть определены и включены в проект нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР). Для учета образования отходов руководители подразделений должны подавать сведения об образовавшихся отходах в ОНТБ, инженеру по охране окружающей среды.

Условия временного хранения отходов определяются классом опасности отхода:

–отходы 1 класса опасности хранятся в закрытом помещении в спецконтейнерах;

–отходы 2 класса опасности хранятся в закрытой таре (металлические контейнеры, пластмассовые ящики с крышками);

–отходы 3 класса опасности хранятся в металлических ёмкостях;

–отходы 4, 5 класса опасности хранятся в открытых контейнерах или на открытых площадках (навалом или насыпью).

Производственные отходы по мере их образования, собираются в специальные контейнеры (ёмкости) или складируются на площадках, специально отведённых для накопления определённых видов отходов.

Осмотры объектов размещения отходов должны производиться визуально не реже 1 раза в квартал. Техническое освидетельствование и осмотр контейнеров возлагаются на лицо, ответственное за обращение с отходами на закреплённом объекте (территории).

На каждом контейнере должна быть выполнена надпись о назначении контейнера.

При установке контейнеров на открытом воздухе площадка под ними должна иметь твёрдое покрытие.

### **Не допускается:**

- складирование отходов в непредназначенные для данного вида отходов контейнеры, ёмкости, площадки;
- превышение установленных лимитов накопления отходов;
- поступление в контейнеры для производственного мусора отходов, не разрешенных к вывозу на свалки ТБО (особенно 1 и 2 класса опасности);
- сжигание ТБО на промплощадках;
- использование ТБО на подсыпку дорог;
- хранение аккумуляторных батарей на открытом воздухе;
- хранение отработанных ртутьсодержащих ламп на открытом воздухе, без тары;
- складирование отходов на грунте или газоне.

Инженерно-технические работники и руководители структурных подразделений обязаны контролировать порядок сбора отходов в соответствии с их принадлежностью к группам классификации и не допускать накопления отходов в непредназначенные для данного вида отходов контейнеры.

### **7.3.4 Охрана атмосферного воздуха**

Нормативной основой управления охраной атмосферы являются стандарты качества воздуха. Показателями качества воздуха является предельно допустимая концентрация(ПДК) вредных веществ, предельно допустимых выбросов(ПДВ). ПДК – это такое содержание вредного вещества в окружающей среде, которое при постоянном контакте или при воздействии за определенный промежуток времени практически не влияет на здоровье человека. При определении ПДК учитывается влияние загрязняющих веществ не только на здоровье человека, но и на животных, растения, микроорганизмы, а также на природные сообщества в целом. ПДВ – максимальный объем веществ в единицу времени, который не ведет к превышению их предельно допустимых концентраций

Основными источниками загрязнения атмосферы в период строительства будут производственные установки строительной базы, участковых хозяйств и карьеров, а также взрывные, буровые, расчистные, бетонные и прочие работы

Технология строительства Слюдянской ГЭС предусматривает взрывные работы, которые влекут залповые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

Постоянное загрязнение атмосферного воздуха на строительных площадках будет наблюдаться вследствие:

- выбросов выхлопных газов при работе двигателей внутреннего сгорания строительных машин и автотранспорта (оксид углерода, окислы азота, сернистый ангидрид, пары топлива, сажа),
- пыления автодорог при движении транспорта,

- выделений газовых компонент и сварочного аэрозоля при сварочных работах.

Для минимизации выбросов в процессе производства бетона предусмотрены пылегазоулавливающие установки и технологии (циклоны, рукавные фильтры, гидрообеспыливание на тракте конвейерной подачи заполнителей со складов на бетонно-смесительной установке (БСУ), герметичные аспирируемые укрытия на тракте дозирования составляющих и приготовления бетонной смеси).

От объектов производственной базы в атмосферу будут поступать: пыль неорганическая, взвешенные вещества (технологический цикл по производству бетона), компоненты сварочного аэрозоля (сварочные посты), окислы азота, углерода, серы, пары топлива, сажа (автотранспорт и строительные машины), пары масла, абразивная и металлическая пыль (металлообработка).

Для источников, действующих в период строительства, нормативы ПДВ устанавливаются на уровне проектных характеристик выбросов.

На стадии строительства необходимо соблюдать допустимые уровни загрязнения атмосферного воздуха на территории временного поселка строителей, особенно в часы (вечерние и ночные) постоянного нахождения там проживающих.

## 8 Техничко-экономические показатели

### 8.1 Оценка объемов реализации энергии и расходов

#### 8.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Реализация электроэнергии — это стадия производства электрической энергии, при которой происходит ее сбыт на оптовом или розничном рынке.

В каждый момент времени должен осуществляться баланс энергии в энергосистеме. При организации рынка электроэнергии необходимо учитывать особенности экономики энергосистем, основанные на специфике электроэнергии. Производство, доставка и потребление электроэнергии происходит одновременно, и она не складывается в больших количествах. Электроэнергия — это товар первой необходимости. Из-за этого потребители очень сильно реагируют к перерывам в электроснабжении, а энергосистема должна быть надежной.

Предполагаемые объемы продаж электроэнергии в прогнозном периоде представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
Установленная мощность, МВт	1 942,7	1 942,7	1 942,7	1 942,7	1 942,7
Число часов использования установленной мощности	6 500,00	6 500,00	6 500,00	6 500,00	6 500,00
Выработка электроэнергии, ГВт*ч	12 529,14	12 529,14	12 529,14	12 529,14	12 529,14
Расход электроэнергии на СН, %	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Расход электроэнергии на СН, МВт*ч	250 582,80	250 582,80	250 582,80	250 582,80	250 582,80
Объем реализации электроэнергии, ГВт*ч	12 278,56	12 278,56	12 278,56	12 278,56	12 278,56
Тариф на электроэнергию, руб./МВт*ч	1 058,00	1 091,00	1 131,00	1 170,00	1 209,00
Выручка от реализации электроэнергии, млн. руб.	1 082,56	1 116,33	1 157,25	1 197,16	1 237,06
НДС к выручке, млн. руб.	165,14	170,29	176,53	182,62	188,70

## 8.1.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Формирование текущих расходов выполняем на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.17 г. №9) с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

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

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

Расходы по страхованию имущества принимаем в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) 0,21%.

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

Период расчета в программе 240 месяцев, период окупаемости 77 месяцев.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы

Наименование	Ставка, руб./МВт	Величина, руб.
Фонд оплаты труда	107,40	198 345 924,00
Прочие расходы	159,30	307 060 308,00
Итого		505 406 232,00

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из стоимости активов.

Таблица 8.3 - Удельное значение расходов на ремонт оборудования

Этапы проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,02
От 6 до 10 лет	0,03
От 11 до 15 лет	0,03
От 15 до 20 лет	0,04

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС, по данным единых сценарных условий ПАО «РусГидро» 2017 года.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка, тыс. руб. /МВт	Величина, руб.
ОАО "СО-ЕЭС"	138,81	207 810 243,60
НА АТС (администратор торговой системы)	0,0019	18 435 535,20
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318	5 162 616,00
Итого		231 408 394,80

Налог на воду, в соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации для реки Подкаменная Тунгуска, составляет 4,8 рублей за 1 тыс. кВт\*ч электроэнергии.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
Амортизационные отчисления, млн. руб.	923,73	923,73	923,73	923,73	923,73
Расходы на страхование, млн. руб.	187,08	176,44	165,80	155,15	144,51
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	505,41	505,41	505,41	505,41	505,41
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	52,62	49,62	46,63	43,64	40,64
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	231,41	231,41	231,41	231,41	231,41
Налог на воду, млн. руб.	79,94	79,94	79,94	79,94	79,94
Итого	1 980,18	1 966,54	1 952,91	1 939,27	1 925,64

Структура текущих затрат представлена на рисунке 8.2.

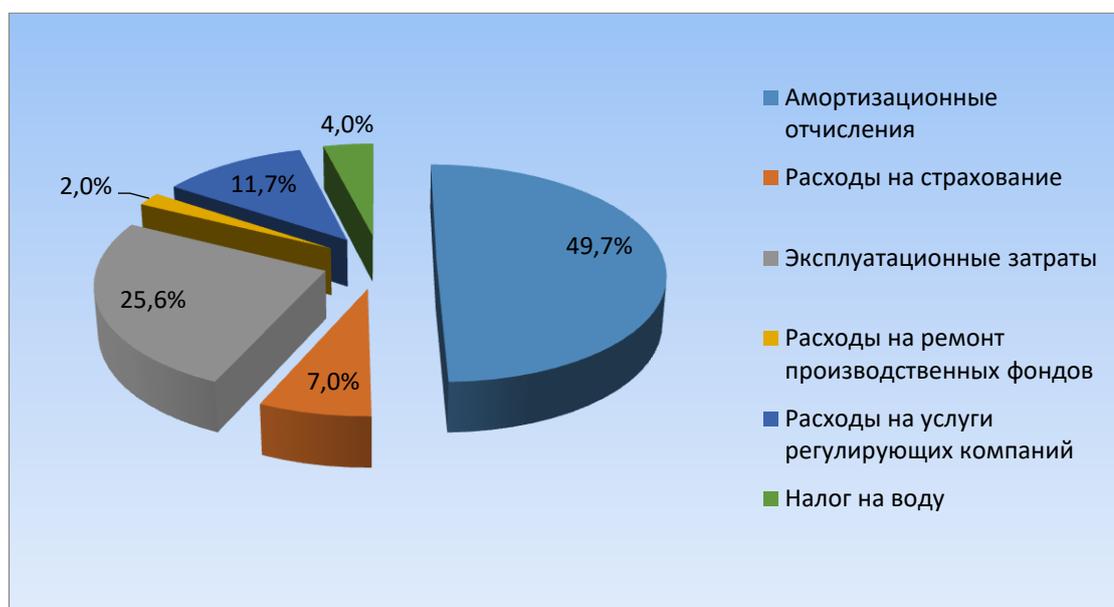


Рисунок 8.2 – Структура текущих затрат, %

### 8.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьей оттоков денежных средств после завершения строительства проектируемой ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет. Существует возможность введения льготного периода, что существенно повлияет на показатели эффективности проектируемого объекта.

Учитываем следующие налоги:

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

Налог на воду входит в текущие затраты и представлен в разделе 1.2.

Предполагаемые налоговые расходы с начала реализации проекта приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
Налог на прибыль, млн. руб.	2 801,77	2 905,30	3 031,05	3 150,20	3 268,64
НДС млн. руб.	1 629,14	2 869,69	2 979,20	3 082,77	3 185,71
Взносы в социальные фонды млн. руб.	17,65	17,65	17,65	17,65	17,65
Налог на имущество млн. руб.	371,94	342,87	322,55	302,23	281,91
Итого млн. руб.	4 820,50	6 135,51	6 350,44	6 552,85	6 753,90

## 8.2 Оценка суммы прибыли

Прибыль – это положительная разница между доходами и затратами на производство или приобретение, хранение, транспортировку, сбыт этих товаров и услуг. Является важнейшим показателем финансовых результатов хозяйственной деятельности.

Основной формой отражения производственной деятельности, проектируемой ГЭС по производству электроэнергии является «Отчет о прибылях и убытках». В отчете определяем следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогам, чистая прибыль.

Формой и отражением основной производственной деятельности Слюдянской ГЭС является отчет о прибыли и убытках.

Годовая прибыль представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Скорректированная сумма прибыли, в первые годы эксплуатации

Наименование	2021	2022
Выручка (нетто), млн. руб.	11 071,77	15 495,37
Текущие расходы млн. руб.	1 699,81	1 980,18
ЕВТДА (валовая прибыль) млн. руб.	9 371,96	13 515,19
ЕВТ (Прибыль до налогообложения) млн. руб.	9 371,96	13 515,19
Скорректированный налог на прибыль млн. руб.	1 874,39	2 703,04
НОРАТ (Чистая прибыль) млн. руб.	7 497,57	10 812,16
Справочно: Ставка налога на прибыль Т млн. руб.	20,00	20,00

Динамика суммы чистой прибыли показано на рисунке 8.5.

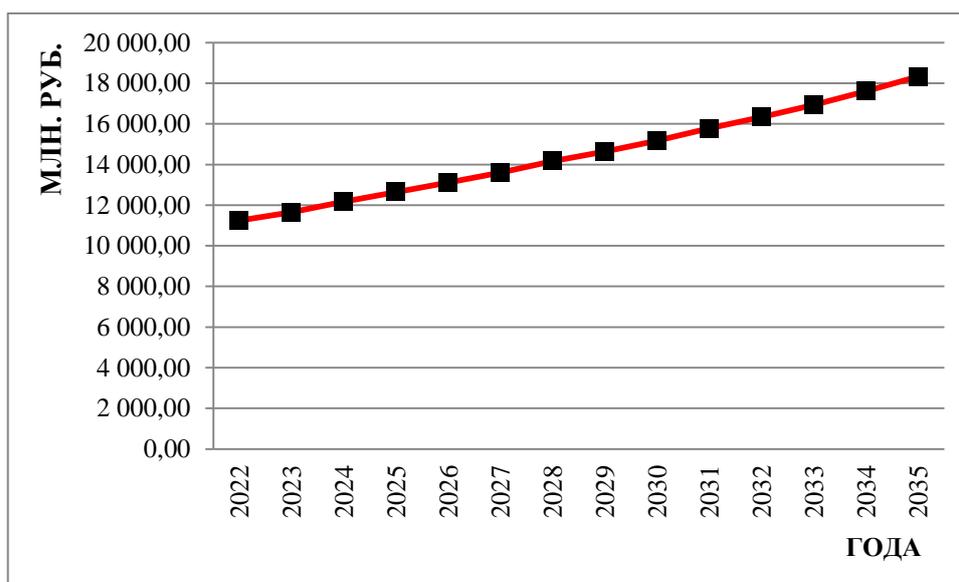


Рисунок 8.5 – Сумма чистой прибыли, млн. руб.

### 8.3 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Сценарные условия ПАО «РусГидро» от 16.01.17 г. №9).

#### 8.3.1 Методология и исходные данные оценка инвестиционного проекта

Данный раздел выполнен в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденный приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. №54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТОЭ 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.

в) Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.

Расчеты производились с использованием лицензионной версии программного продукта «ProjectExpert фирмы Expertsystems». Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования для Слюдянской ГЭС на реке Подкаменная Тунгуска мощностью 1927,5 МВт составляет 20лет;
- используемая при оценке эффективности финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке.

Предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

В расчетах под доходами понимается выручка от реализации электроэнергии станции.

В расчетах общественной эффективности под расходами понимались все затраты, необходимые для реализации инвестиционного проекта строительства Слюдянской ГЭС, в коммерческой эффективности - затраты участников, реализующих инвестиционный проект строительства ГЭС.

Рост тарифа на электроэнергию принят в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро».

### 8.3.2 Показатели коммерческой эффективности проекта

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта сводится к определению показателей эффективности инвестиций.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии Слюдянской ГЭС на реки Подкаменная Тунгуска мощностью 1927,5 МВт.

Под расходами понимаются собственные средства ПАО «РусГидро», реализующего инвестиционный проект строительства Слюдянской ГЭС.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Показатели эффективности инвестиций

Показатель	Рубли
Ставка дисконтирования, %	11,6
Период окупаемости - РВ, мес.	77
Чистый приведенный доход – NPV, руб.	32432957657
Индекс прибыльности - PI	1,39
Себестоимость кВт*ч	0,12
Удельные капиталовложения, руб. / кВт	71466,1

### 8.3.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального бюджетов. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств.

К притокам бюджетных средств относятся:

- притоки от налогов, установленных действующим законодательством.

Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральные и региональные бюджеты

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
Налоговые поступления, млн. руб.	4 820,50	6 135,51	6 350,44	6 552,85	6 753,90
Федеральный бюджет, млн. руб.	4493,93	5872,57	6107,83	6330,55	6551,93
Региональный бюджет, млн. руб.	371,94	342,87	322,55	302,23	281,91

Налоговые поступления увеличиваются из-за повышения выручки от реализации электроэнергии.

## 8.4 Анализ рисков

Типы рисков инвестиционного проекта:

- рыночные – неопределенность объемов реализации электроэнергии;
- капитальные – возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменение затрат в строительстве;
- операционные – неопределенность хода проекта в его продуктивный период;
- правовые (политические, юридический, суверенный) возможность изменения правовой среды, в которой осуществляется бизнес;
- финансовые (процентный, валютный) – неопределенность обменных и процентных ставок на финансовых рынках.

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски, им уделено особое внимание. Соответствующие основные параметры финансовой модели перечисленным рискам приведены в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметры финансовой модели
Рыночный	Объем продаж
Капитальный	Капитальные затраты
Операционный	Операционные расходы

Основным методом исследования риска является анализ чувствительности.

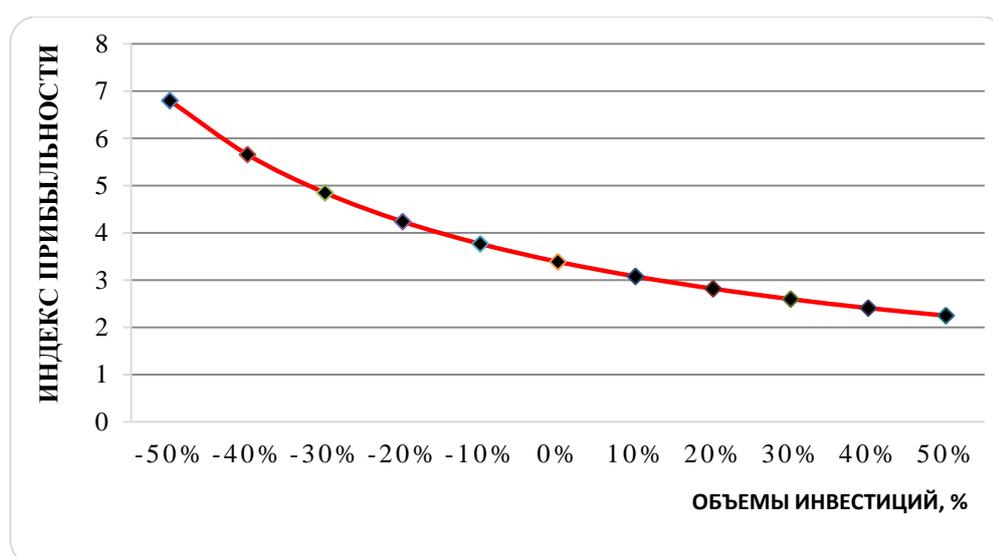


Рисунок 8.7 – Изменение индекса прибыльности (PI) от изменения объема инвестиций

Чем больше инвестиций привлекается для реализации проекта, тем меньше PI.

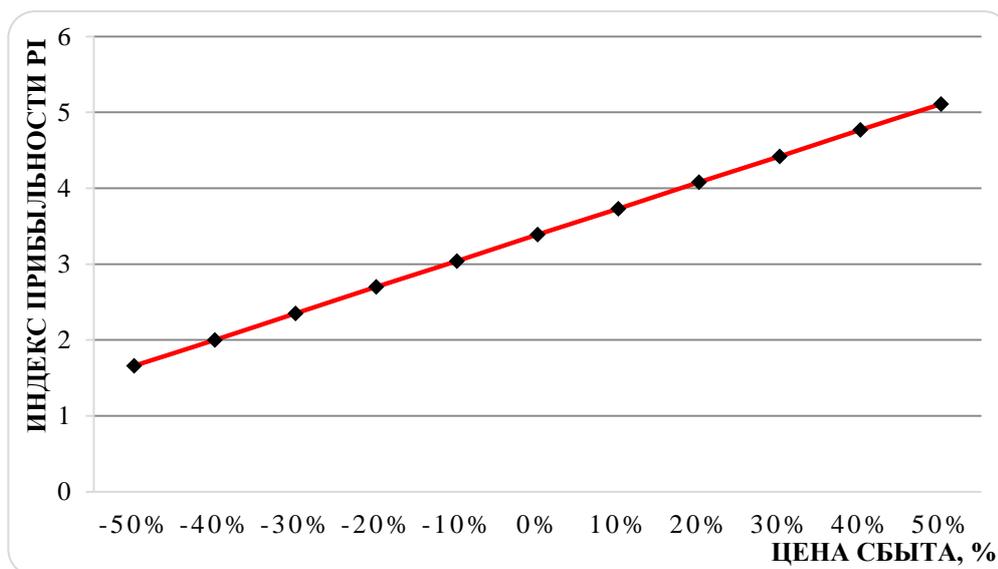


Рисунок 8.8 – Изменение индекса прибыльности (PI) от изменения цены сбыта электроэнергии

При увеличении цены сбыта электроэнергии происходит рост прибыли, следовательно, индекс прибыльности растет, что видно из графика на рисунке 8.9.

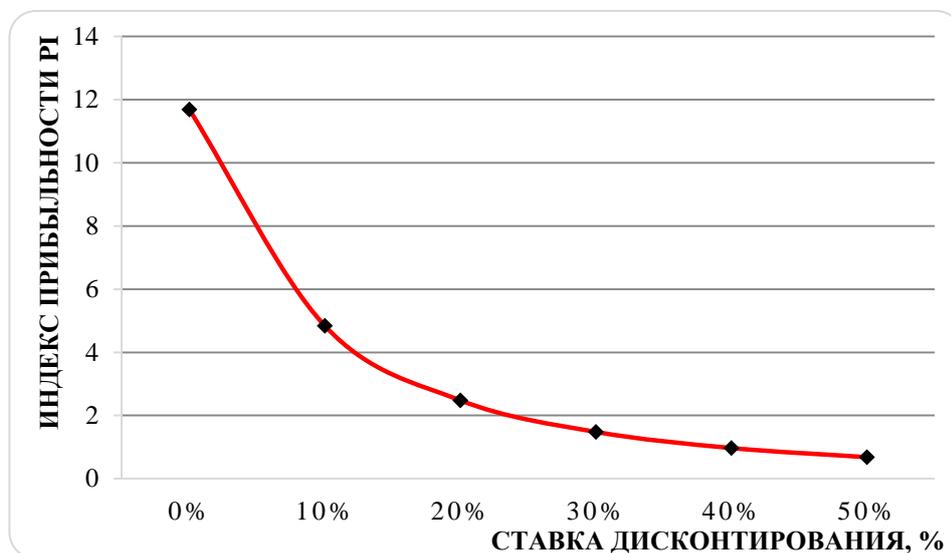


Рисунок 8.9 – Изменение индекса прибыльности (PI) от изменения ставки дисконтирования

Увеличение ставки дисконтирования – уменьшение величины PI.

Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров: ставки дисконтирования; цены электроэнергии; налогов; инвестиций.

## **9 Пневмохозяйство ГЭС**

Пневматическое хозяйство ГЭС представляет собой одну или несколько самостоятельных систем высокого и низкого давления, в каждой из которой воздухопроводами объединены компрессорные установки, воздухохранилища и потребители.

### **9.1 Назначение пневматического хозяйства ГЭС**

Пневматическое хозяйство предназначено для надежного обеспечения сжатым воздухом требуемых параметров (давление, расход, влагосодержание) потребителей и включает следующие системы:

а) механического торможения гидроагрегатов с давлением 0,8 МПа (8 бар);

б) технических нужд (пневматические инструменты, пескоструйная очистка и окраска металлоконструкций и т.п.) с давлением 0,8 МПа (8 бар);

в) пневмогидравлической аппаратуры с давлением от 0,8 до 4,0 МПа (от 8 до 40 бар), а также регулирующей или запорной арматуры с пневматическим мембранным или сильфонным исполнительными механизмами с давлением от 0,15 до 1,0 МПа (от 1,5 до 10 бар);

г) пневматического ремонтного уплотнения вала турбины с давлением 0,8 МПа (8 бар);

д) отжатия воды из камер рабочих колес гидротурбин для работы гидроагрегата в режиме синхронного компенсатора и в режиме перевода обратимых агрегатов в насосный режим с давлением от 0,8 до 4,2 МПа (от 8 до 42 бар);

е) первичного заполнения и периодической автоматической подкачки гидроаккумуляторов МНУ с давлением от 4,2 до 7,0 МПа (от 42 до 70 бар);

ж) уплотнения предтурбинных затворов с давлением от 0,8 до 4,0 МПа (от 8 до 40 бар);

з) впуска воздуха в камеру рабочего колеса гидротурбины при работе в нестационарных режимах с давлением 0,8 МПа (8 бар), при наличии специального обоснования необходимости работы в нестационарных режимах;

и) впуск воздуха в камеру рабочего колеса обратимой насос-турбины при останове агрегата из насосного режима.

Системы эти оборудуются предохранительными клапанами, приборами контроля, защиты, автоматики, которые обеспечивают безопасность работы и эксплуатации пневматического хозяйства в соответствии с правилами органов Государственного технического надзора, которые осуществляют контроль и надзор, начиная от проектирования и изготовления до организации эксплуатации.

## 9.2 Состав оборудования ГЭС

В состав пневматического оборудования ГЭС входит:

1. Компрессорные установки
2. Воздухосборники
3. Воздухопроводы
4. Запорная арматура

### **Компрессорные установки.**

В пневматическом хозяйстве ГЭС применяются компрессорные агрегаты общего назначения следующих типов: поршневые, винтовые и ротационные.

Каждая компрессорная установка оборудуется технологическими защитами и устройствами звуковой и световой сигнализации, действующими при прекращении подачи охлаждающей воды, повышении температуры сжатого воздуха выше допустимой, а также устройствами для автоматической остановки компрессора при понижении давления смазки для механизма движения ниже допустимой, недопустимом повышении давления или температуры воздуха на нагнетательной линии, при внезапном прекращении подачи охлаждающей воды и в других случаях, предусмотренных заводской инструкцией по эксплуатации компрессора конкретного типа.

### **Воздухосборники.**

В системах пневматического хозяйства используются воздухосборники общепромышленного изготовления на давление 0,8, 4,0 и 6,3 МПа и баллоны на давление 23 МПа. Как правило, применяются вертикальные воздухосборники и баллоны.

В качестве горизонтальных воздухосборников трубного типа можно использовать воздухопроводы-коллекторы из труб диаметром до 1,4 м и давлением до 6,4 МПа. Такой воздухосборник не допускается закладывать в бетон. У деформационных швов воздухосборник снабжается компенсатором.

Каждый воздухосборник должен иметь манометр и предохранительный клапан. Число предохранительных клапанов и их пропускная способность должны предотвращать возможность превышения давления в воздухосборнике над рабочим.

В днище воздухосборника устанавливается патрубок для продувки конденсата и масла. Масло и вода, удаляемые при продувке воздухосборников отводятся в специальные сборники, исключающие загрязнение помещений, стен и окружающей территории маслом.

### **Воздухопроводы.**

Воздухопроводы изготавливаются из стальных бесшовных труб, свариваемых на прямых участках. Минимальное расстояние сварного шва от начала закругления трубы принимается равным наружному диаметру трубы, но не менее 100 мм.

Диаметр воздухопроводов рассчитывается таким образом, чтобы падение давления у наиболее удаленного потребителя при максимальном расходе не

превышало 5 - 8 % номинального значения. Обычно скорость сжатого воздуха в трубах принимается порядка 10 - 12 м/с.

Разборные фланцевые соединения труб применяются у арматуры, а также для участков, подвергающихся периодической разборке для очистки от отложений - между компрессорами и воздухоборниками.

Воздухопроводы прокладываются с учетом возможности их свободного температурного расширения, предотвращая расстройство соединений и недопустимости передачи дополнительных усилий на соединенные с ними компрессоры и другое оборудование. Учитывается также возможность самокомпенсации отдельных участков. Типы применяемых компенсаторов - гнутые и волнистые.

### **Трубопроводная арматура.**

Трубопроводная арматура принимается в зависимости от рабочего давления и температуры в воздухопроводах. Применяется арматура общепромышленного изготовления: задвижки, вентили, шаровые краны.

### **Контрольно-измерительная аппаратура.**

Каждая компрессорная установка и воздухоборник оснащаются контрольно-измерительной аппаратурой, которая поставляется комплектно с соответствующим оборудованием.

Компрессорные станции по мере необходимости оснащаются дополнительной КИА, необходимой для автоматизации их работы:

- электроконтактными манометрами или датчиками давления для включения и отключения рабочих и резервных компрессоров по давлению в воздухоборниках;

- электроконтактными термометрами или другими датчиками температуры для аварийной остановки компрессорного агрегата при перегреве сжатого воздуха в нагнетательном трубопроводе, если эта температура близка к температуре вспышки паров компрессорного масла;

- температурными датчиками для включения и отключения электрических печей отопления компрессорного помещения и другими КИА.

Манометры устанавливаются диаметром не менее 150 мм, класса точности не ниже 2,5. Шкала выбирается таким образом, чтобы при рабочем давлении стрелки находились в средней ее трети. Каждый манометр снабжается запорным устройством или трехходовым краном.

Целесообразно создание объединенной компрессорной станции с компрессорными установками для обслуживания нескольких потребителей сжатого воздуха, а также резервирование систем с применением автоматических редуцирующих устройств.

Питание сжатым воздухом каждой из систем, перечисленных в п.9.1 должно осуществляться по самостоятельной магистрали, подключенной к соответствующему воздухоборнику.

Допускается, при соответствующем обосновании, осуществлять питание от одной системы воздухопроводов:

- а) пневматических уплотнений предтурбинных затворов высоконапорных электростанций и зарядки гидроаккумуляторов МНУ;
- б) системы собственных нужд и майнообразователя;
- в) системы торможения, ремонтного уплотнения вала турбины и предтурбинного затвора при давлении до 0,8 МПа (8 бар).

Работа компрессорных установок для поддержания заданного уровня давления и в воздухоборниках и магистралях, а также управление и контроль состояния оборудования должны быть полностью автоматизированы.

Управление должно быть ручное и автоматическое; отклонение от нормального режима должно передаваться в АСУ ТП.

Эксплуатация установок должна производиться без постоянного присутствия дежурного персонала.

### **9.3 Типы компрессорных установок**

Компрессоры различаются по следующим признакам:

По способу применения - стационарные, передвижные и самоходные.

По принципу действия - поршневые, центробежные и ротационные.

По исполнению - вертикальные, горизонтальные и угловые.

По числу ступеней сжатия – с 1, 2, 3-х и более числом ступеней.

По числу цилиндров – с 1, 2, 3-х и более числом цилиндров.

По способу охлаждения цилиндров - с воздушным и водяным охлаждением.

По способу действия - простого и двойного действия.

Основные узлы компрессорной установки:

- собственно компрессорный агрегат с двигателями, воздушными фильтрами, охладителями промежуточными и конечными, влагомаслоудалителями и предохранительными клапанами на каждой ступени сжатия;

- узел трубопроводов между компрессорными агрегатами и воздухоборниками с запорными вентилями и обратными клапанами;

- воздухоборники - аккумуляторы с предохранительными клапанами, электроподогревателями, продувочными вентилями и манометрами;

- узел трубопроводов между воздухоборниками, включающими в себя перепускные клапана с электроуправлением, предохранительными клапанами, запорной арматурой и продувочными вентилями;

- электроконтактные манометры и термометры для управления компрессорами и перепускными клапанами, а также для сигнализации и аварийного отключения двигателей компрессоров при отклонении параметров от номинальных.

Компрессорные установки должны обеспечивать бесперебойную подачу сжатого воздуха потребителям его на подстанции (и ГЭС в целом) даже в случае аварии или отключения для планового ремонта. В тоже время не

рекомендуется создавать неоправданные резервы оборудования, используемые редко, но требующие постоянного внимания в процессе эксплуатации. Следует заметить, что лишнее оборудование и арматура являются источником дополнительных утечек воздуха. Для осмотра или планового ремонта должна отключаться не более чем одна единица оборудования: компрессор, воздухохоборник, перепускной клапан.

#### **9.4 Выбор для определенного состава потребителей**

Расход воздуха и пределы давлений, которые обеспечивают надежность работы оборудования, параметры компрессорных установок, их элементов и аппаратуры управления определяются на основе данных потребителей воздуха. Воздухопроводы, запорная и регулирующая аппаратура, компрессоры должны обязательно резервироваться. Особое внимание должно уделяться качеству производимого компрессорными установками воздуха. Конденсат, который замерзая в воздухохоборниках воздухопроводов или запорной аппаратуре, может привести к отказу этих устройств, что также недопустимо. Кроме того, влага ускоряет процесс коррозии внутренних поверхностей воздухопроводов и воздухохоборников и уменьшает срок их службы. Поэтому, вопросам снижения влажности воздуха высокого и низкого давления при эксплуатации пневматического хозяйства придается большое значение. Воздух, применяемый в этих системах, тщательно очищается от влаги с помощью различных технологических способов, применяемых при производстве сжатого воздуха. Наиболее широкое применение получили термодинамические методы осушения воздуха, при которых происходит снижение давления воздуха в воздухохоборниках перед поступлением в распределительную сеть, и физические методы, при которых происходит адсорбция (поглощение) влаги с помощью каких-либо поглотителей. Кроме того, применяется способ редуцирования, т.е. быстрого расширения объема воздуха, который технологически выполняется периодической продувкой - соединением сосуда высокого давления с атмосферой. В воздухохоборнике воздух находится с влажностью практически равной 100%; для выделения водного конденсата их располагают на открытом воздухе и периодически продувают (для того, чтобы зимой продувочное устройство не замерзло, оно оборудуется специальными обогревательными устройствами во избежание замерзания конденсата и выхода из строя продувочного устройства). При редуцировании происходит расширение воздуха и его относительная влажность уменьшается, т.к. в большем объеме остается то же количество влаги, что и до редуцирования.

Расход воздуха на один цикл торможения принимается по техническим условиям на поставку гидрогенераторов. Выхлоп воздуха при растормаживании агрегата выполняется индивидуальным для каждого агрегата, через маслоулавливающее устройство, которое должно быть оборудовано

предохранительным устройством. Отвод воздуха от маслоулавливающего устройства должен осуществляться в атмосферу за пределами здания ГЭС.

При определении производительности и числа компрессоров следует учитывать возможность аварийного выхода из строя или отключения в плановый ремонт. Число компрессоров в каждой компрессорной установке должно быть не менее 2-х. При установке 2-х и более компрессоров должен быть предусмотрен резервный компрессор. При 2-х компрессорах производительность каждого должна быть не менее 100% необходимой по расчету. Так же при выборе компрессорных агрегатов предпочтение отдается машинам с воздушным охлаждением, с учетом возможности выполнения усиленной вентиляции помещения. Для технических нужд суммарная производительность компрессоров должна обеспечивать одновременную работу расчетного числа пневматических инструментов, предусмотренных проектом для производства капитальных ремонтов гидроагрегатов или здания электростанции, но быть не менее:

10 м<sup>3</sup>/мин - при числе агрегатов на ГЭС от 2 до 4;

20 м<sup>3</sup>/мин - при 5-8 агрегатах;

25 м<sup>3</sup>/мин - при 9-12 агрегатах;

30 м<sup>3</sup>/мин - при более чем 12 агрегатов.

Для взаимного резервирования целесообразно применять однотипное компрессорное оборудование для системы торможения и собственных нужд. Для воздухоснабжения ремонтных работ на объектах, не имеющих стационарной разводки магистралей сжатого воздуха для технических нужд, должна предусматриваться передвижная компрессорная станция производительностью не менее 5 м<sup>3</sup>/мин. Число и объем воздухоборников должны применяться по расчету, однако таким образом, чтобы при отключении хотя бы одного из них или группы в работе оставалось не менее 75% необходимого по расчету объема. Вместимость воздухоборников (в м<sup>3</sup>) следует принимать равной значению минутной производительности рабочих компрессоров. Независимо от количества рабочих компрессоров предусматривается один резервный компрессор. Давление в воздухоборниках и их местоположение должны приниматься с учетом не менее 50% термодинамической осушки сжатого воздуха, поступающего в магистральный воздухопровод. Забор воздуха компрессорами производительностью более 10 м<sup>3</sup>/мин должен осуществляться снаружи. Для компрессоров меньшей производительности разрешается забор воздуха из помещения компрессорной.

Следует иметь в виду, что в случае, если компрессор засасывает воздух из теплого помещения и подается в воздухоборники или потребителю, работающих при более низкой температуре, то полезная производительность компрессора уменьшается пропорционально отношению абсолютных температур.

В системе механического торможения агрегатов устанавливается один воздухоборник, емкость которого определяется возможностью осуществления

двух циклов торможения (без учета включения компрессора) всех агрегатов электростанции. При этом начальное давление в воздухохоборнике торможения принимается 0,7 МПа (7 бар), а конечное - 0,6 МПа (6 бар).

В системе воздухохоборнения пневмогидравлической аппаратуры устанавливается один воздухохоборник вместимостью, обеспечивающей работу аппаратуры в течение не менее двух-трех часов без включения компрессора. Ориентировочный расход воздуха на одну измерительную (импульсную) трубу следует принимать 5-12 л/ч. Питание воздухохоборника рекомендуется осуществлять от компрессорных групп как низкого, так и высокого давления с соответствующим редуцированием.

В системе отжатия воды из камер рабочих колес вертикальных гидроагрегатов для работ в режиме синхронного компенсатора и для перевода в насосный режим обратимых агрегатов допускается использовать сжатый воздух давлением 0,8-6,4 МПа (от 8 до 64 бар). Выбор давления должен производиться на основании технико-экономического сравнения возможных вариантов с учетом стоимости оборудования, наличия места для его размещения, расходов на эксплуатацию, стоимости электроэнергии и других факторов. При использовании сжатого воздуха давлением выше 3 МПа (30 бар) не допускается осуществлять его подвод в разгрузочную полость радиально-осевой гидромашины для избежания тупикового удара. Расход воздуха на первоначальное отжатие воды, а также на утечки после отжатия принимается по данным завода-изготовителя турбин. Для компенсации утечек сжатого воздуха из камеры рабочего колеса гидротурбины при работе агрегата в режиме синхронного компенсатора, когда для отжатия применяется давление свыше 0,8 МПа (8 бар), следует применять воздуходувки или компрессоры низкого давления. Подвод воздуха от этих устройств в камеру рабочего колеса должен осуществляться по самостоятельным трубопроводам, не связанным с трубопроводами первоначального отжатия. Производительность компрессоров определяется по максимально допустимой продолжительности восстановления давления в воздухохоборниках для последующего перевода агрегатов в режим синхронного компенсатора или пуска в насосный режим обратимых гидромашин. Режим перевода для каждого конкретного объекта определяется Заказчиком.

В системе зарядки гидроаккумуляторов МНУ необходимо устанавливать рабочее давление на 0,2 - 0,7 МПа (от 2 до 7 бара) выше номинального давления в системе регулирования. Производительность компрессорного оборудования должна осуществлять первоначальное заполнение гидроаккумуляторов МНУ не более чем за 4 ч. При этом допускается зарядка гидроаккумуляторов до давления 0,8 МПа (8 бар) от систем низкого давления.

В системе зарядки гидроаккумуляторов МНУ обязательна установка резервного компрессора. Вместимость воздухохоборника (в м<sup>3</sup>) принимается равной расходу воздуха на утечки в системе за 8 часов, но не менее значения минутной производительности рабочих компрессоров. Необходимо

предусматривать байпас для подачи воздуха в гидроаккумуляторы, минуя воздухохоборник на период его периодического осмотра и испытания.

Узлы трубопроводов компрессорной установки должны обеспечивать работу схемы при отключении для осмотра или ремонта любого запорного вентиля, обратного или перепускного клапана. В случае необходимости на соединительных перемычках устанавливаются по два вентиля последовательно. В качестве воздухопроводов должны применяться стальные бесшовные трубы из материалов, соответствующих рабочим давлению и температуре.

Для соединения фильтров, устанавливаемых в шкафах управления электрическими выключателями и разъединителями, с резервуарами этих аппаратов следует применять медные или латунные трубы.

Магистральные воздухопроводы следует выполнять по схемам для систем:

а) торможения агрегатов - одинарная, без секционных вентилях, с резервированием питания щитов торможения от магистральных технических нужд или пневмогидравлической аппаратуры;

б) технических нужд - одинарная, без секционных вентилях, вдоль тех помещений, где требуются отводы для присоединения потребителей (помещения вспомогательного оборудования агрегатов, щитовое помещение потерна и т.п.);

г) пневмогидравлической аппаратуры - одинарная, без секционных вентилях, вдоль помещений, где установлена аппаратура, а к приборам, удаленным от здания ГЭС - в канале или по выступающим строительным конструкциям, там, где это возможно, предусматривается резервирование воздухопроводов от систем торможения или собственных нужд;

д) отжатия воды из камер рабочих колес - одинарная, без секционных вентилях;

е) зарядки гидроаккумуляторов МНУ - одинарная, без секционных вентилях, вдоль помещений, где сделаны отводы к гидроаккумуляторам;

ж) по концам всех магистралей устанавливаются продувочные вентили.

Сброс масляноводяного конденсата при продувке компрессоров, воздухохоборников, магистралей должен осуществляться через маслоулавливающие устройства. Масляноводяной конденсат должен сбрасываться в системы замасленных стоков.

## **9.5 Технологические схемы пневматического хозяйства**

### **Система торможения гидроагрегата. Технические нужды и пневмогидравлической аппаратуры.**

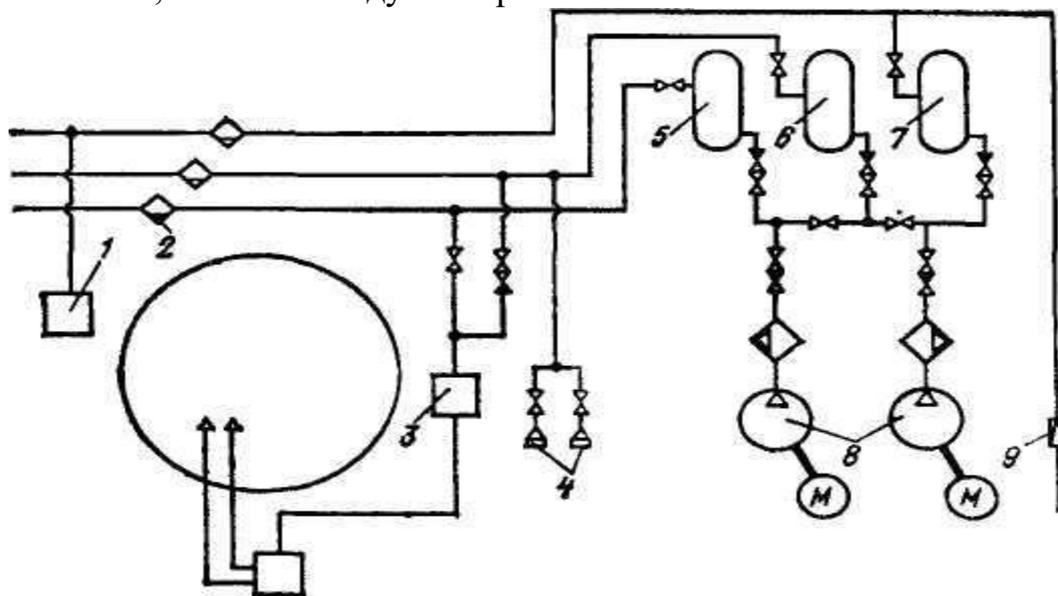
Система торможения предназначена для быстрой остановки агрегата, вращающегося по инерции после отключения генератора и закрытия направляющего аппарата турбины. Это особенно важно для работы подпятника, который очень плохо переносит пониженные скорости. Система

тормозов состоит из неподвижных тормозных цилиндров, работающих от сжатого воздуха давлением до 8 атм. При подаче воздуха в систему цилиндры прижимают тормозные колодки к диску, который прикреплен к нижнему ободу ротора генератора. Кроме того, система выполняет еще одну функцию: при ремонтах генератора с ее помощью поднимается ротор, для чего в систему вместо сжатого воздуха подается масло под давлением 15 атм.

На рисунке 9.2 изображена схема пневматического хозяйства низкого давления для обслуживания пневматических инструментов и прочих технических нужд, системы торможения и пневмогидравлической аппаратуры. Компрессор 8 автоматически поддерживает заданное давление в следующих воздухохраниках: для торможения 5, обслуживания пневматических инструментов 6 и пневмогидравлической аппаратуры 7.

К каждому потребителю - щитам торможения 3, отводам 4 для подключения инструментов, отводам для подключения гидропневматической аппаратуры 1 проведен магистральный трубопровод. На каждом трубопроводе предусмотрен сборник конденсата 2. На отводе магистрали для обслуживания пневмогидравлической аппаратуры предусмотрен редукционный клапан, обеспечивающий термодинамическую осушку подводимого сжатого воздуха.

В соответствии с СТО РусГидро 01.01.78-2012 для обслуживания пневматических инструментов и прочих технических нужд, системы торможения и пневмогидравлической аппаратуры. Было выбрано 2 компрессорных установки, производительностью 60 м<sup>3</sup>/мин, с рабочем давлением P=0,8 МПа. 3 воздухохраника вместимостью 30 м<sup>3</sup>.



1 - подключение пневмогидравлической аппаратуры; 2 - сборник конденсата; 3- щиты торможения; 4 - подключение пневмоинструмента; 5 - воздухохраник схемы торможения; 6 - воздухохраник схемы пневмоинструментов; 7 - воздухохраник схемы пневмогидравлической аппаратуры; 8 - компрессор; 9 - редукционный клапан

Рисунок 9.2 – Схема пневматического хозяйства для торможения, технических нужд и пневмогидравлической аппаратуры

**Система регулирования турбины.** Показана на рисунке 9.3. Потребителями сжатого воздуха давлением  $P = 40$  атм являются масловоздушные котлы маслонапорной установки, с помощью которой происходит процесс управления направляющим аппаратом турбины, при котором он по командам управления от системы автоматического управления открывает или закрывает лопатки направляющего аппарата, обеспечивая тем самым изменение мощности агрегата при работе в сети, а также обеспечивая режимы пуска агрегата и его остановки в нормальных и аварийных режимах. Сосуды МНУ являются аккумуляторами давления, в которых содержится необходимый объем масла. Компрессоры высокого давления поддерживают заданное давление в воздухооборниках для обслуживания системы регулирования турбины. Первоначальное заполнение воздухооборника системы регулирования производится с помощью запорного клапана. Периодическая подзарядка осуществляется автоматически с помощью устройства автоматической подзарядки.

В соответствии с СТО РусГидро 01.01.78-2012 Для масловоздушных котлов МНУ 30/2-40-32-3 системы регулирования турбины было выбрано 3 компрессорных установки, производительностью  $30 \text{ м}^3/\text{мин}$ , с рабочем давлением  $P=4,2 \text{ МПа}$ , 2 воздухооборника вместимостью  $30 \text{ м}^3$ .

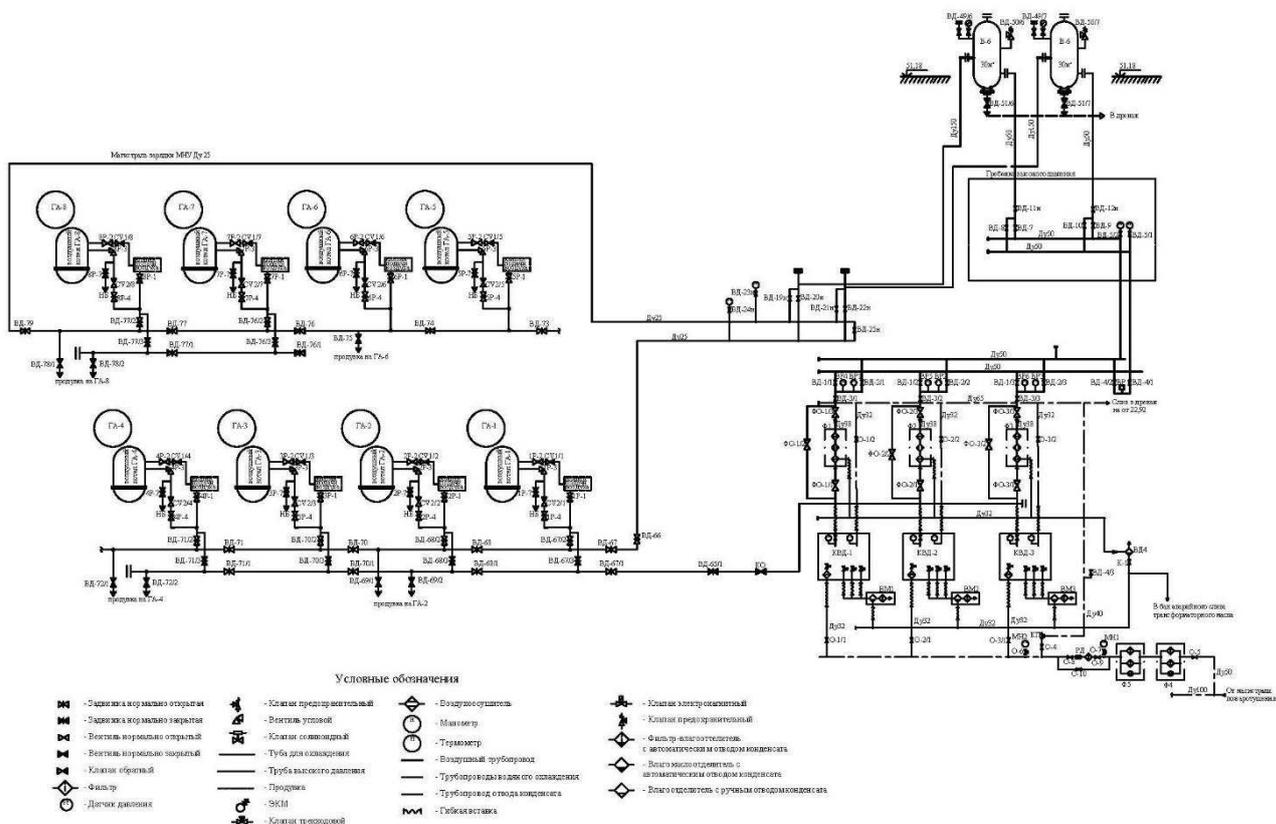


Рисунок 9.3 – Схема пневматического хозяйства для зарядки маслонапорных установок

## 9.6 Требования по монтажу и безопасности пневматического хозяйства ГЭС

На оборудование, работающие под избыточным давлением распространяются Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности на опасных производственных объектах, на которых используется оборудование работающее под избыточным давлением», Правила устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов, в которых рассматриваются требования к их изготовлению, монтажу, эксплуатации.

Стационарные компрессорные установки должны размещаться в специально выделенных помещениях зданий, как правило, в пределах монтажной площадки. Стены и перекрытия этих помещений должны быть капитальными с пределом огнестойкости не менее 2,5 ч. Двери помещений должны открываться наружу. Вентиляция и отопление помещений должны поддерживать в них температуру в пределах, обеспечивающих нормальную работу оборудования, от +10 до +30 °С. Производительность и количество устанавливаемых в одном помещении компрессоров не ограничивается. Помещение компрессорной должно быть оборудовано соответствующими грузоподъемными механизмами. В помещении должна быть предусмотрена монтажная площадка, отделенная перегородкой, для проведения ремонта компрессоров. В помещении компрессорных установок не допускается размещение оборудования и аппаратуры, технологически не связанных с данной системой пневматического хозяйства. Не допускается размещение компрессоров в помещениях, если в смежном помещении расположены взрывоопасные и химически опасные производства, вызывающие коррозию оборудования и вредно воздействующие на организм человека. В помещении компрессорной установки следует предусматривать специальные места для хранения в закрытом виде обтирочных материалов, инструмента, прокладок и т.п. а также для хранения недельного запаса масла. Машинный зал компрессорной установки следует оснащать средствами оперативной, в том числе диспетчерской связи. Воздушные компрессоры производительностью более 10 м<sup>3</sup>/мин. следует оборудовать концевыми холодильниками и влагомаслоотделителями.

Воздухосборники устанавливаются на открытом воздухе, в непосредственной близости от компрессорной установки. Расстояние между воздухосборниками и потребителями не должно быть больше 600 м. Воздухосборники должны быть защищены от прямых лучей солнца. При необходимости предусматривается электроподогрев для оттаивания

конденсата. Разрешается устанавливать воздухооборники в специально выделенных не отапливаемых помещениях здания ГЭС, стены и перекрытия которых должны быть капитальными с пределом огнестойкости не менее 2,5 ч. Приточно-вытяжная вентиляция должна обеспечивать температуру в помещении равную наружной. Помещения воздухооборников должны оборудоваться легко сбрасываемыми панелями или должны приниматься другие конструктивные решения, предотвращающие разрушения строительной части здания при повышении расчетного избыточного давления в помещении более 5 кПа из-за аварии с одним наибольшим воздухооборником. Двери помещения должны открываться наружу. Фундамент под каждый воздухооборник должен быть рассчитан на полную массу с учетом воды, заливаемой на время гидравлических испытаний. Воздухооборники должны быть оснащены площадками для обслуживания. Расстояние между воздухооборниками принимается не менее 1,5 м, а между воздухооборником и стеной - не менее 1 м. В качестве горизонтальных воздухооборников трубного типа разрешается использовать воздухопроводы - коллекторы.

Основы технической эксплуатации компрессорного хозяйства, сосудов, работающих под избыточным давлением: техническая эксплуатация компрессорных установок, воздухопроводов, сосудов определяется правилами, которые разработаны органами Государственного технического надзора и которые содержат требования безопасности, подлежащие обязательному выполнению при изготовлении, монтаже и эксплуатации пневматического хозяйства любого предприятия. Эти правила определяют компрессорные установки, на которые они распространяются и на которые не распространяются, требования к компрессорным установкам, их установке, контрольно-измерительной аппаратуре, смазке и охлаждению компрессоров, очистке воздуха, элементам установок, таким, как влагомаслоохладители и воздухооборники, регламентируют требования, в том числе и к эксплуатации и ремонту компрессорных установок, а также ответственность должностных лиц за нарушение этих правил. А так же Правилами устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов ПБ 03-581-03.

## **9.7 Управление и контроль состояния**

Управление и контроль работы системы пневматического хозяйства должны быть автоматизированы. Управление системой должно быть в ручном и автоматическом режимах; отклонение от нормального режима должно передаваться в АСУ ТП. Режим работы компрессорных агрегатов (пуск и остановка) выполняется в пределах рабочего давления системы. Функции компрессорных агрегатов – рабочий и резервный – должны меняться в автоматическом или ручном режиме по наработке в моточасах. Алгоритм

управления компрессорами выполняется в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.

Автоматическому контролю подлежат:

- а) максимальное и минимальное давления в коллекторах каждой системе;
- б) давление пуска и остановки рабочих и резервных компрессоров;
- в) давление и расход воды при водяном охлаждении компрессоров;

Визуально контролируется:

- а) давление в коллекторах;
- б) давление после компрессора;
- в) давление в воздухохранильнике;
- г) температура воздуха (при необходимости).

## **9.8 Автоматизация и системы защит компрессорных установок**

Работа компрессорных установок должна быть полностью автоматизирована. Должны быть автоматизированы все технологические процессы получения и хранения сжатого воздуха, а также предусмотрена сигнализация об отклонениях параметров от установленных норм:

- включение рабочего компрессора при снижении давления в воздухохранильниках и отключение его при восстановлении давления;
- включение резервного компрессора при дальнейшем снижении давления в воздухохранильниках и отключение его при достижении номинального давления;
- открытие перепускных клапанов при снижении давления в магистральных трубопроводах до минимального; включение предупредительной сигнализации при недопустимом повышении давления в воздухохранильниках или при понижении давления ниже установленным пределов;
- закрытие перепускных клапанов при достижении давления в трубопроводах на 0,15 МПа;
- включение сигнализации при снижении давления в трубопроводах на 0,1 МПа или превышения его на 0,2 МПа.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры средненапорной Слюдянской ГЭС высотой 760 м на реке Подкаменная Тунгуска, являющимся сооружением I класса.

В ходе водно-энергетических расчетов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии была выбрана установленная мощность ГЭС, а также определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. Установленная мощность составила  $N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}} = 1942,7 \text{ МВт}$ . Определен уровень мертвого объема, отметка которого равна 79,98 м. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 10,98 млрд.кВт·ч.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

максимальный	– $N_{\text{max}} = 66,3 \text{ м};$
расчетный	– $N_{\text{p}} = 50,6 \text{ м};$
минимальный	– $N_{\text{min}} = 66,3 \text{ м. м.}$

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет  $4400 \text{ м}^3/\text{с}$ .

При выборе турбин рассматривались варианты ПЛ 70 и ПЛД 70 с разными диаметрами. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с восемью гидроагрегатами, с диаметром рабочих колес 8,5 м (ПЛ70-В-850).

Для турбины был рассчитан генератор СВ-1596/170-66с номинальной активной мощностью 242,8 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с объединенными блоками и принята схема распределительного устройства КРУЭ-500кВ – три вторых. По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ – 400000/500, трансформаторы собственных нужд ТДНС – 25000/15, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС330/43.

Распределительное устройство принято элегазовым (КРУЭ-500) – ЯЭУ 500(Энергомеханический завод), т.к. неоспоримыми преимуществами КРУЭ перед другими видами распределительных устройств являются: повышенная надежность, компактность (модульная структура) и заводская сборка, что напрямую влияет на размеры площади размещения, стоимость подготовки основания площадки под КРУЭ и простоту обслуживания.

В качестве генераторного выключателя, принят элегазовый генераторный комплекс FKG1F фирмы Alstom Grid .

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята приплотинной. Строительные расходы пропускаются через гребенку. Плотина принята бетонная водосливная и бетонная станционная. Береговые примыкания выполнены бетонной глухой плотиной Здание ГЭС – приплотинного типа.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля;

- станционная бетонная плотина;

- глухие бетонная, право и левобережная плотины;

- здание ГЭС приплотинного типа.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 49,0 м;

- отметка подошвы водосливной плотины – 35,0 м;

- число водосливных отверстий – 14;

- ширина водосливных отверстий в свету – 18 м;

- отметка гребня – 111,0 м;

- длинна по гребню – 1250 м.

Сопряжение бьефов осуществляется с помощью отогнанного прыжка.

Для снятия противодействия устроены цементационная завеса и дренаж.

Ось цемзавесы расположена на расстоянии 4,9 м от напорной грани. Глубина скважин цементационной завесы составляют 34 м.

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.

Разрезка водосливной части плотины деформационными швами произведена по быкам, чтобы избежать неравномерных осадок смежных быков, что может привести к заклиниванию затворов.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,39 (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Слюдянской ГЭС отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям предусмотренными СП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

– удельная себестоимость производства электроэнергии – 0,12 руб/кВт·ч;

– срок окупаемости 77 месяц.

Таким образом, строительство Слюдянской ГЭС с установленной мощностью 1942,7 МВт является актуальным для ЕЭС, для поддержания развития региона, вытесняя тепловые мощности с графика нагрузки энергосистемы.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Системный оператор единой энергетической системы [Электронный ресурс]: генерация и потребление. – Режим доступа: <http://so-ups.ru>.
2. Александровский, А.Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ А.Ю. Александровский, Е.Ю.Затеева, Б.И.Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2005. - 174 с.
3. Мосин, К.Ю. Гидрология: Методические указания к практическим занятиям/ сост.– Саяногорск: СШФ КГТУ, 2006. – 53 с.
4. Гидроэнергетика / В. И. Обрезков, Л.А. Кароль, А.Ш. Резниковский, А.Ю. Александровский, М.Г. Тагунов, И.И. Файд, Д.Н. Коробова, И.А. Жежеленко. – Москва: Энергоиздат, 1981
5. СНиП 33-01-2003 Гидротехнические сооружения. Основные положения. – Взамен СНиП 2.06.01-86; введ. 30.06.2003. – Москва: Госстрой России, 2004. – 40 с.
6. Ковалев, Н.Н. Гидротурбины, конструкции и вопросы проектирования. / Н.Н. Ковалев. – Ленинград: Машиностроение, 1971. – 584с.
7. Щавелев, Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / Д.С. Щавелев. – Москва: Энергоатомиздат, 1988. – 400с.
8. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. – Введ. 01.07.85. – Москва: Стандартиформ, 2006. – 8с.
9. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.:
10. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 05.08.2012. – Москва, 212. – 316с.
11. Башкирэнерго [Электронный ресурс]: карта энергосистемы. – Режим доступа: <http://be2.bashkirenergo.ru/company/grid-map/>.
12. Электронный каталог Уфимского трансформаторного завода [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.elektrozavod.ru/pcomplexes/>.
13. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей/ Д.Л. Файбисович. – Москва: НЦ ЭНАС, 2012. – 376с.
14. Погоняйченко И.Ю., Куценов Д.А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учеб. пособие. - Красноярск: Сиб. федер. ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2007. – 232с.
15. Электронный каталог SIEMENS [Электронный ресурс]: КРУЭ. – Режим доступа: <http://smartenergo.net/OVN/8DN9.pdf>.
16. Электронный каталог SIEMENS [Электронный ресурс]: ограничители перенапряжений. – Режим доступа: <http://www.energy.siemens.com/br/pool/hq/>

[power-transmission/high-voltage-products/surge-arresters-and-limiters/supply-program/Supply-Program-Russian.pdf](http://power-transmission/high-voltage-products/surge-arresters-and-limiters/supply-program/Supply-Program-Russian.pdf).

17. Правило устройства электроустановок, Издание 7. – Введ. 01.01.2003. – Москва: НЦ ЭНАС № 1999, 2011. – 536с.
18. СНиП 2.06.04-82\* Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). – Взамен СНиП II-57-75; введ 01.01.84. – Москва: Госстрой России, 2004. – 46с.
19. Чугаев, Р.Р. Гидравлика/ Р.Р.Чугаев. – Ленинград: Энергоиздат, 1982. – 672с.
20. СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. – Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85; введ 01.01.2013. – Москва: Госстрой России, 2013. – 48с.
21. СП 39.13330.2012 Плотины из грунтовых материалов. – Актуализированная редакция СНиП 2.06.05-84\*; введ 01.01.2013. – Москва: Госстрой России, 2013. – 74с.
22. Правила безопасности при обслуживании гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций. – Москва: НЦ ЭНАС, 2001. – 160с.
23. Методические рекомендации 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.
24. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 30.01.2012 №62. – Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2012-2037 гг.
25. Гидротехнические сооружения. Справочник проектировщика. / Г.В. Железняков, Ю.А. Ибад-заде, В.П. Нидрига и др. – Москва: Стройиздат, 1983. – 543с.
26. РД 153-34.2-21.546-2003 Правила организации и проведения натуральных наблюдений и исследований на плотинах из грунтовых материалов. – введ. 3 кв. 2000. – Санкт-Петербург: ВНИИГ, 2000. – 32с.
27. Пособие к СНиП 2.06.06-85 Плотины бетонные и железобетонные. Натурные наблюдения и исследования на бетонных и железобетонных плотинах. – введ 2 кв. 1985. – Ленинград: ВНИИГ, 1985. – 43с.

# ПРИЛОЖЕНИЕ А

## Проточная часть гидротурбины ПЛ70

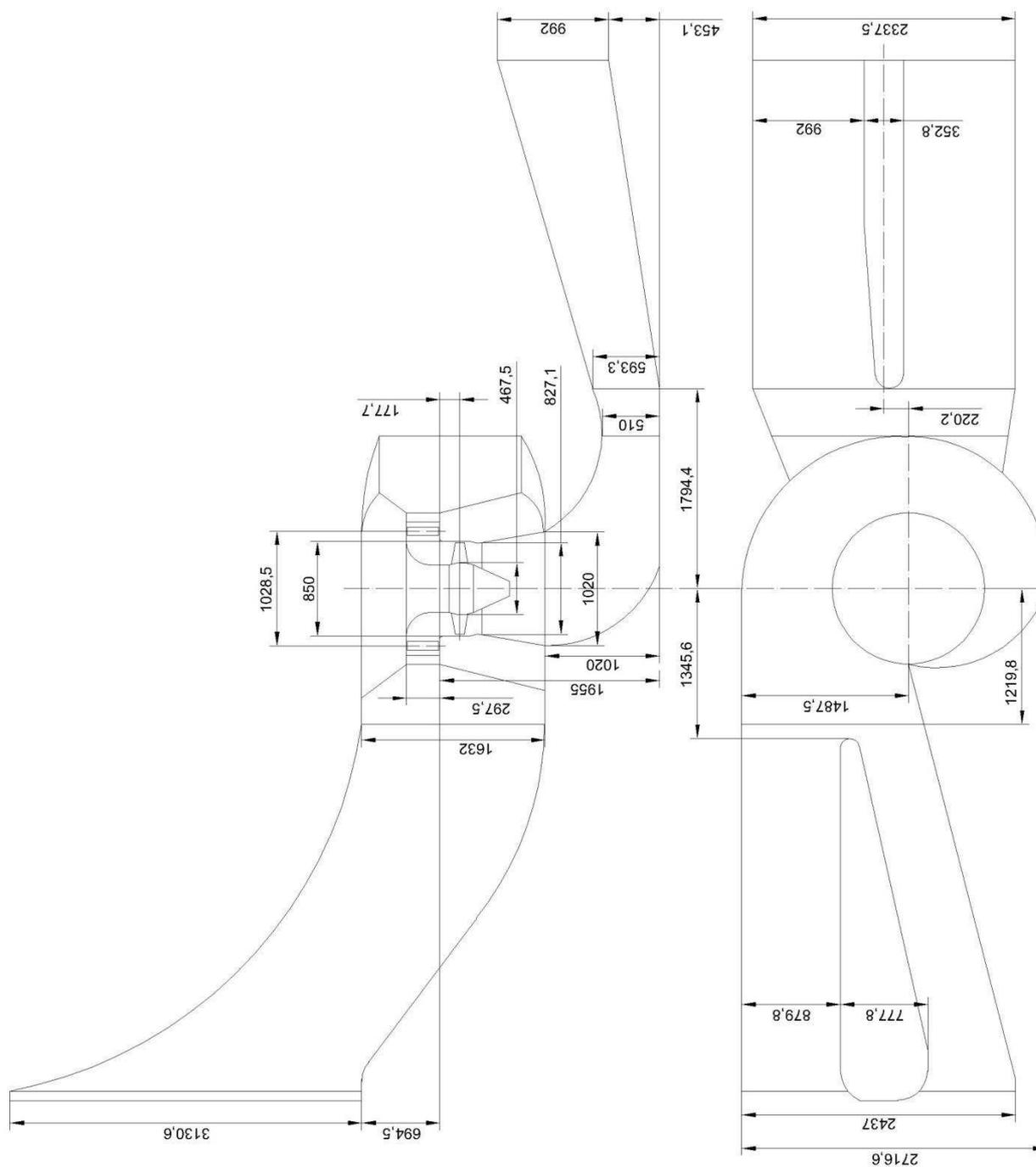
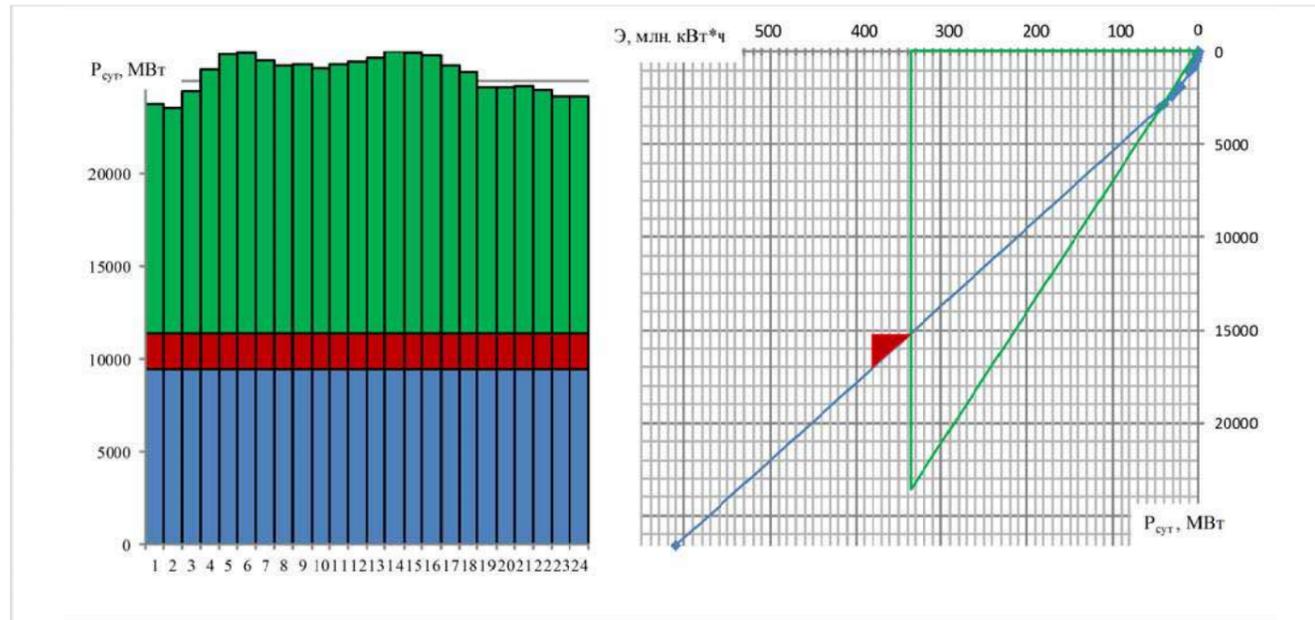


Рисунок А.1 – Проточная часть турбины ПЛ70-В-Б-850

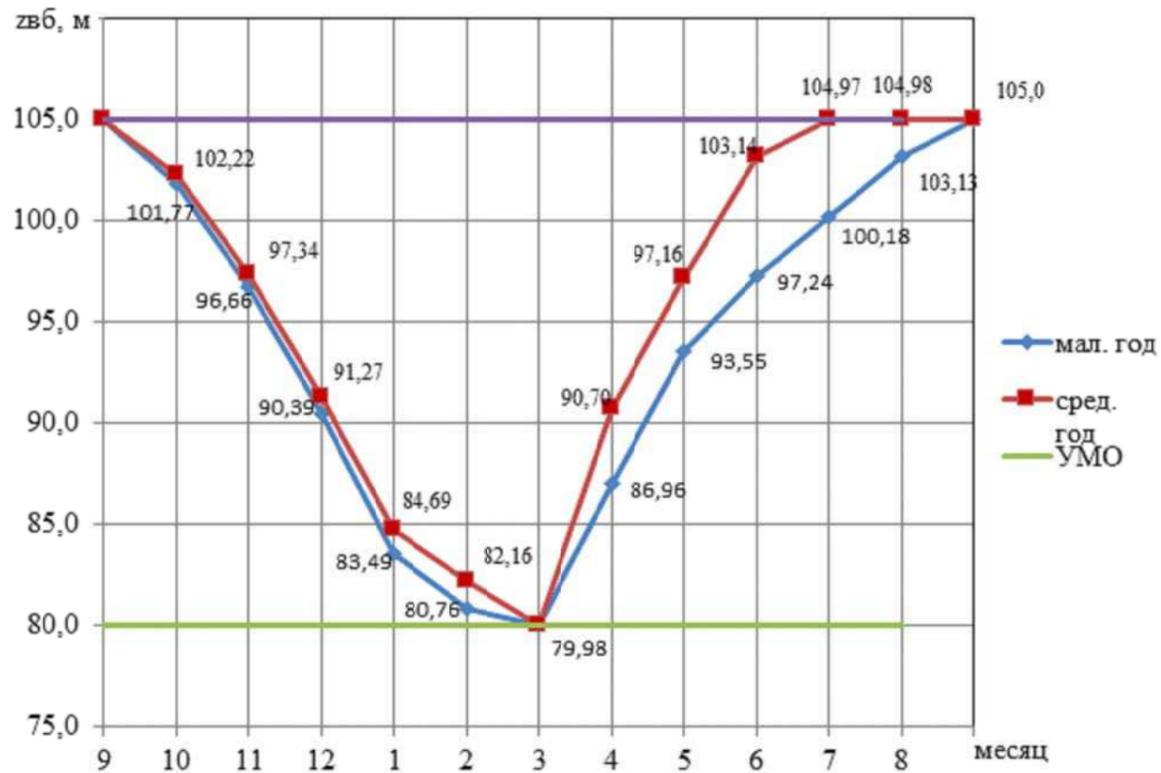
# Основные показатели проектируемой Слюдянской ГЭС на реке Подкаменная Тунгуска

## Суточный график и ИКН зимнего периода

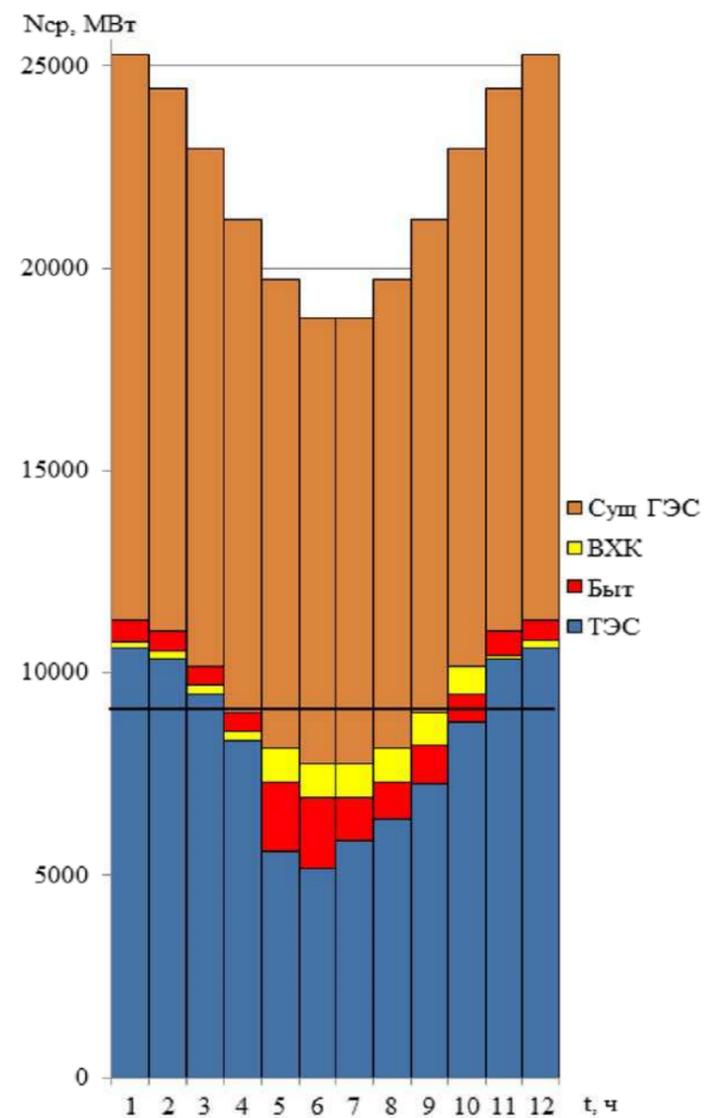


Установленная мощность:  $N_{уст} = 1928$  МВт;  
 Среднеголетняя выработка:  $Э_{ср.мн.лет} = 10,98$  млрд.кВт\*ч.

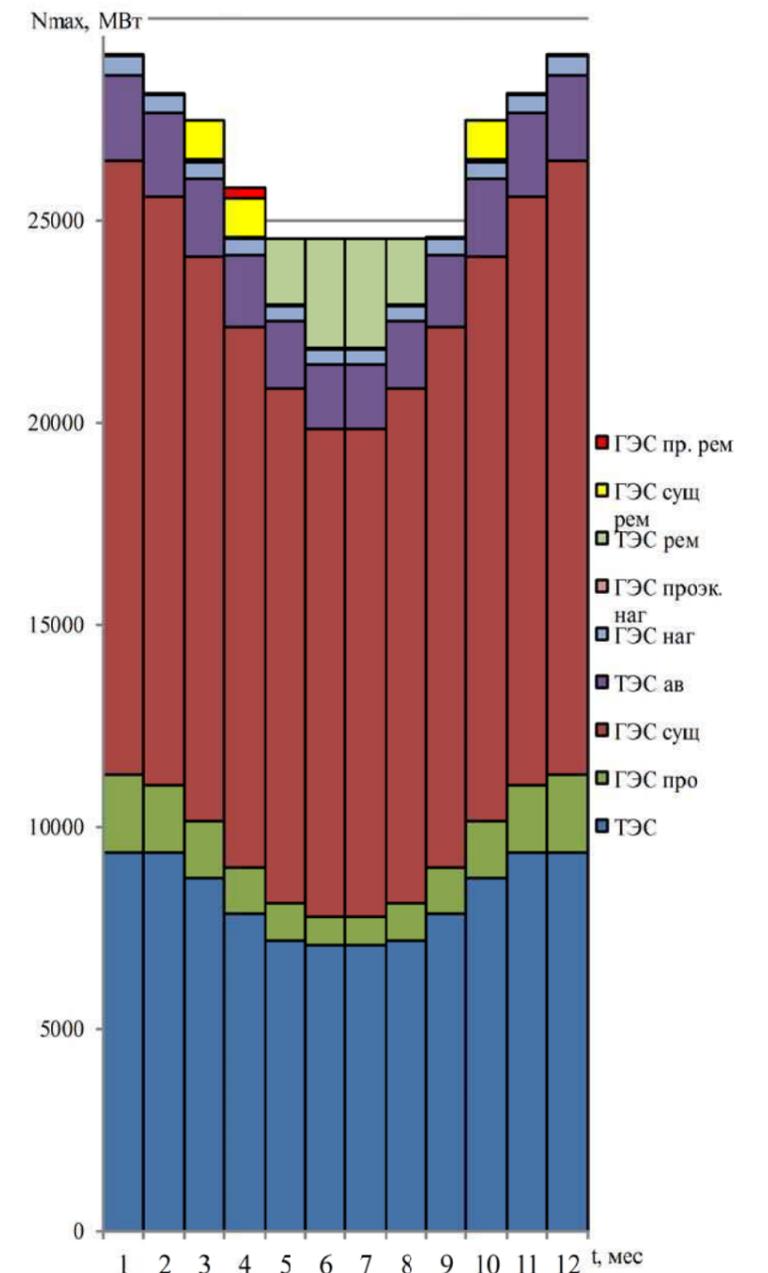
## График сработки наполнения водохранилища



## Баланс Энергии

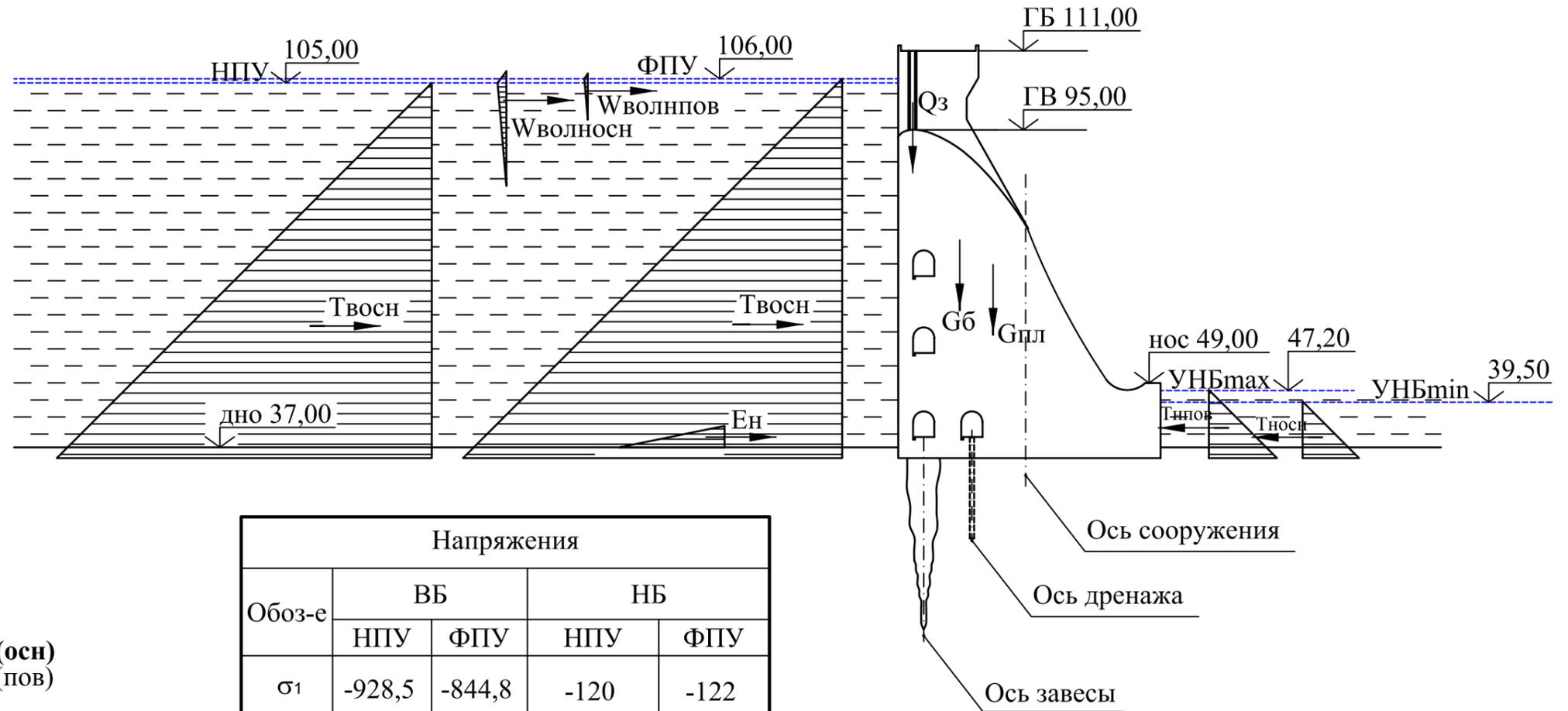
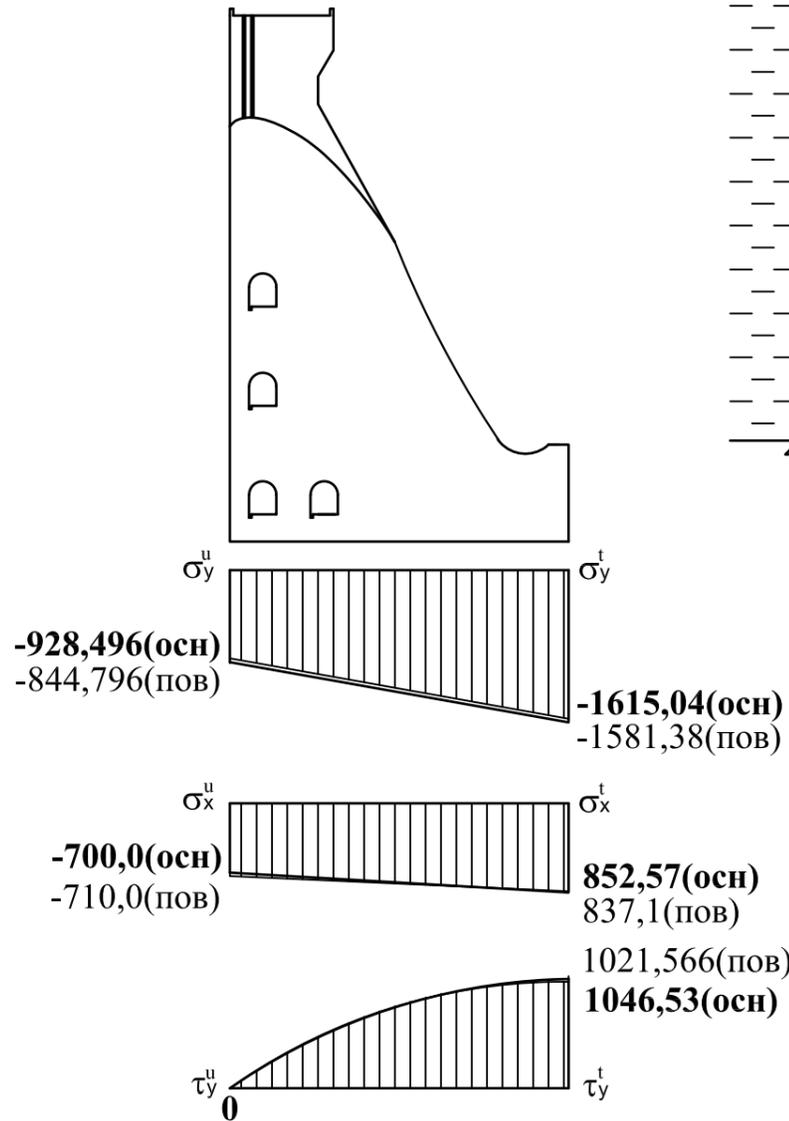


## Баланс Мощностей



# Нагрузки действующие на водосливную плотину

Эпюры напряжений,  
в 1мм 70кПа



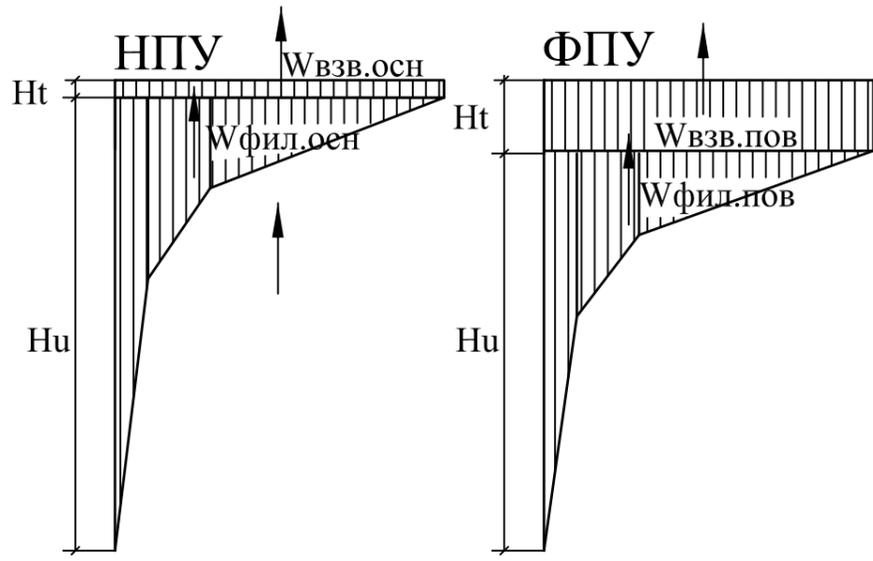
Напряжения				
Обоз-е	ВБ		НБ	
	НПУ	ФПУ	НПУ	ФПУ
$\sigma_1$	-928,5	-844,8	-120	-122
$\sigma_3$	-700,00	-710,00	-2347,60	-2294,0

## Нагрузки действующие при ФПУ

Значения сил и их плечей		
Обоз-е	Сила, кН	Плечо, м
Гпл	32890,3	6,13
Гб	8793	7,38
Qз	1565	21,24
Тв	24726,11	23,59
Тн	730,06	4,20
Wвзв	5864,42	0
Wф	6755,53	11,58
Ен	39,2	1,33
Wволн	28,32	2,17

## Нагрузки действующие при НПУ

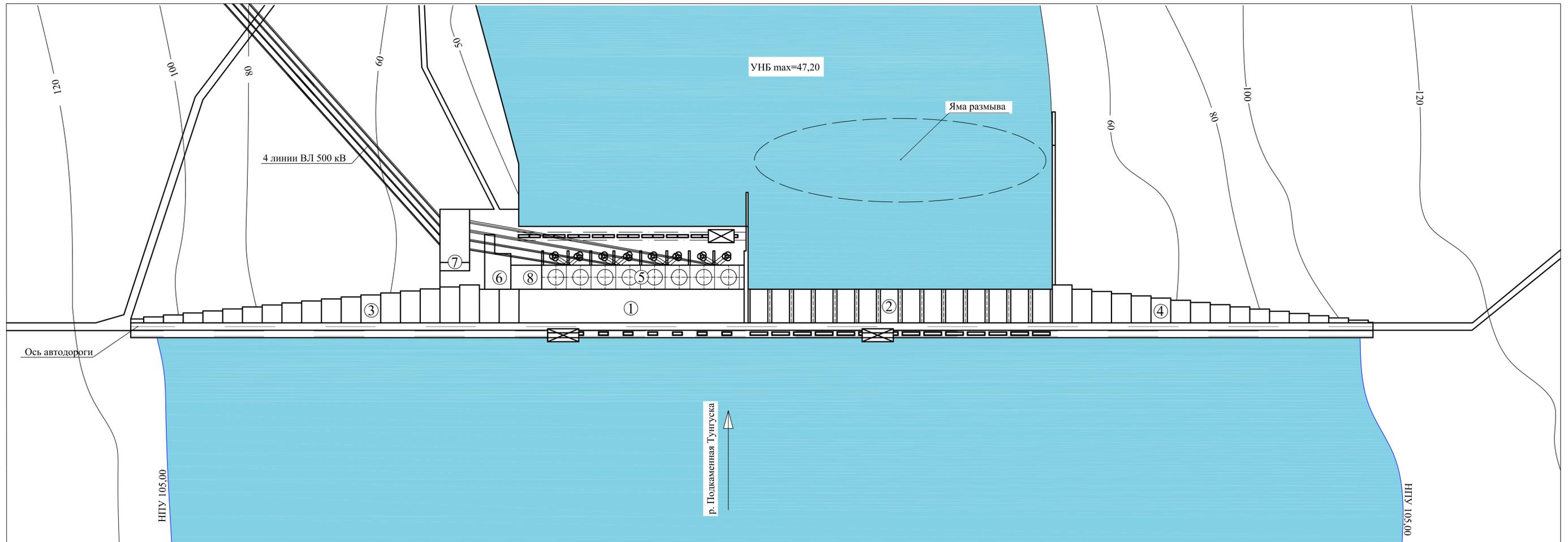
Значения сил и их плечей		
Обоз-е	Сила, кН	Плечо, м
Гпл	32980,3	6,13
Гб	8793	7,38
Qз	1565	21,24
Тв	24034,5	23,33
Тн	99,33	4,0
Wвзв	2163,105	0
Wф	7581,413	11,54
Ен	39,2	1,33
Wволн	152,62	4,49





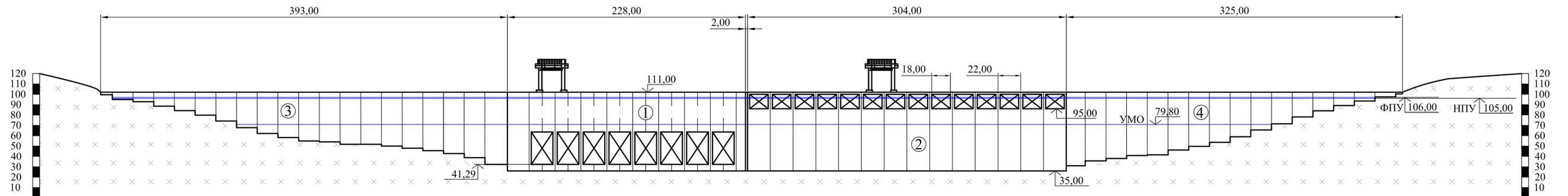
# Генеральный план гидроузла

1:2000



## Вид на гидроузел с ВБ

1:2000



### Ведомость состава проекта

№ п/п	Обозначение	Наименование	Примечание
1	ВКР-13.03.02-541107464-ГП	Генеральный план. Эскипликация зданий и сооружений. Ведомость состава проекта	-
2	ВКР-13.03.02-541107464-ГР1	Поперечный разрез водосбросной части плотины	-
3	ВКР-13.03.02-541107464-ГР2	Поперечный разрез станционной части плотины и здание ГЭС	-
4	ВКР-13.03.02-541107464-ЭС	Главная схема электрических соединений	-
5	ВКР-13.03.02-541107464-ПЗ	Пояснительная записка	-

### Эскипликация зданий и сооружений

№	Наименование
1	Станционная часть плотины
2	Водосбросная часть плотины
3	Глухая левобережная бетонная плотина
4	Глухая правобережная бетонная плотина
5	Здание ГЭС
6	СТК
7	Здание КРУЭ 500 кВ
8	Монтажная площадка

### Условные обозначения

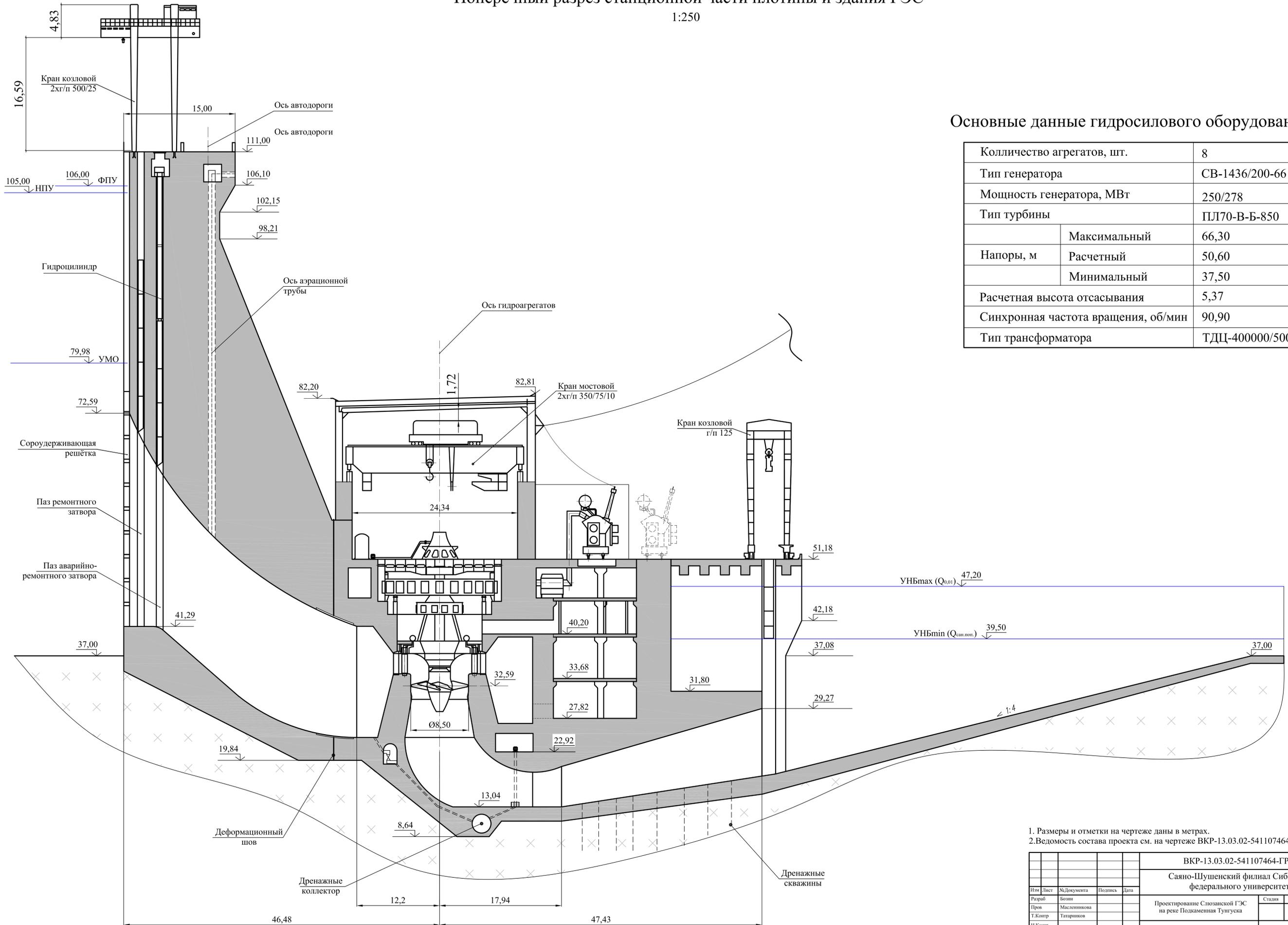
	- ВЛЭП 500 кВ
	- трансформатор
	- гидроагрегат
	- диорит

1. Размеры и отметки на чертеже даны в метрах.

ВКР-13.03.02-541107464-ГП			
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Лист	№ документа	Подпись
Разраб	Ботин		
Пров	Ульянова		
Руков	Татарников		
Н.Контроль			
Утв	Татарников		
Проектирование Спозанской ГЭС на реке Подкаменная Тунгуска			Стдия
Генеральный план. Эскипликация зданий и сооружений. Ведомость состава проекта			Лист
			Листов
			1
			1
			ИТЭС, 2017

# Поперечный разрез станционной части плотины и здания ГЭС

1:250



## Основные данные гидросилового оборудования

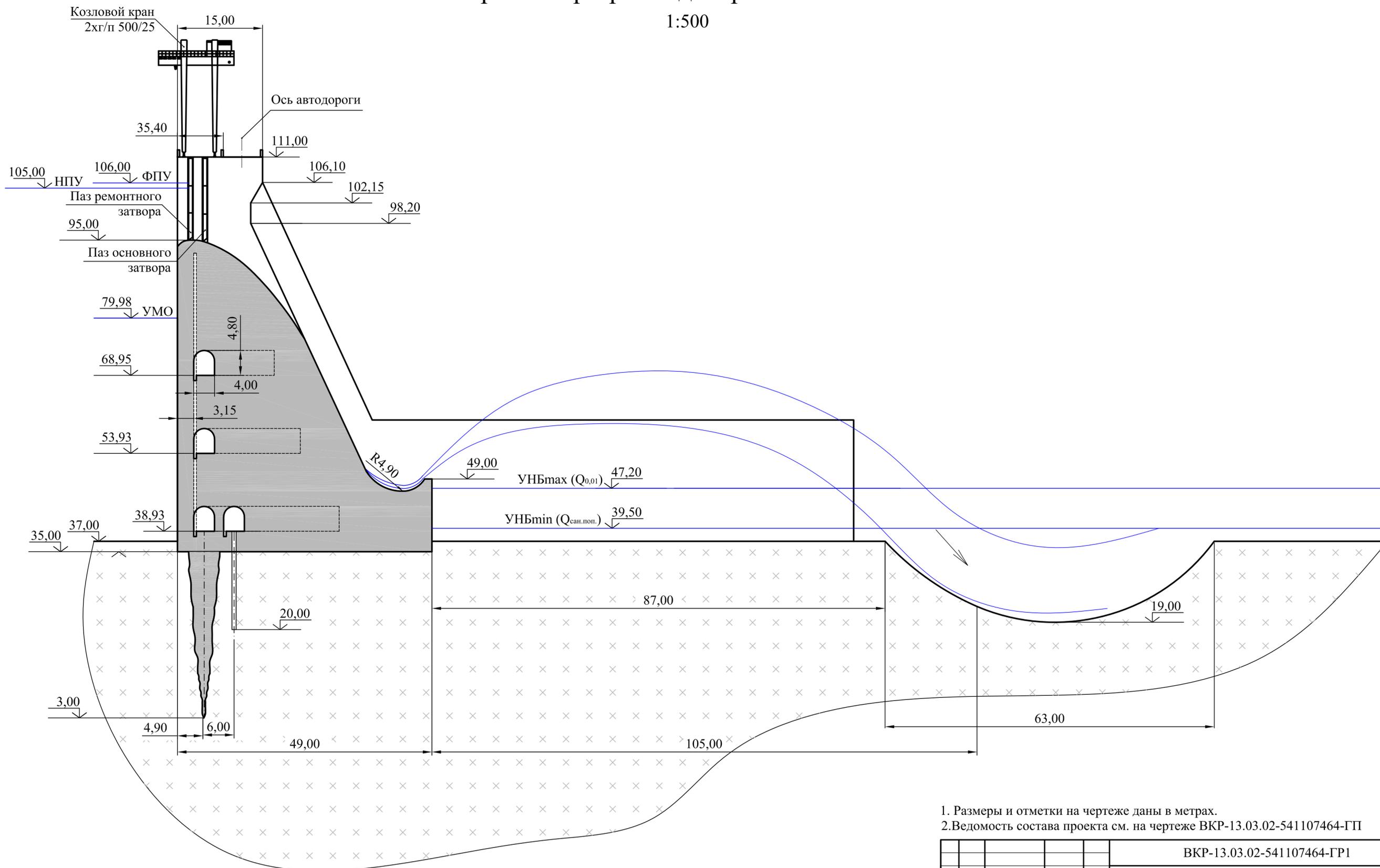
Количество агрегатов, шт.	8	
Тип генератора	СВ-1436/200-66	
Мощность генератора, МВт	250/278	
Тип турбины	ПЛ70-В-Б-850	
Напоры, м	Максимальный	66,30
	Расчетный	50,60
	Минимальный	37,50
Расчетная высота отсасывания	5,37	
Синхронная частота вращения, об/мин	90,90	
Тип трансформатора	ТДЦ-400000/500	

1. Размеры и отметки на чертеже даны в метрах.
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-541107464-ГП

ВКР-13.03.02-541107464-ГР2				Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета	
Изм	Лист	№ Документа	Подпись	Дата	Страницы
Проект	Болтин	Масленникова			1 / 1
Т.Контр	Татарников				
И.Контр					
Утв	Татарников				ГТЭС, 2017

# Поперечный разрез водосбросной части плотины

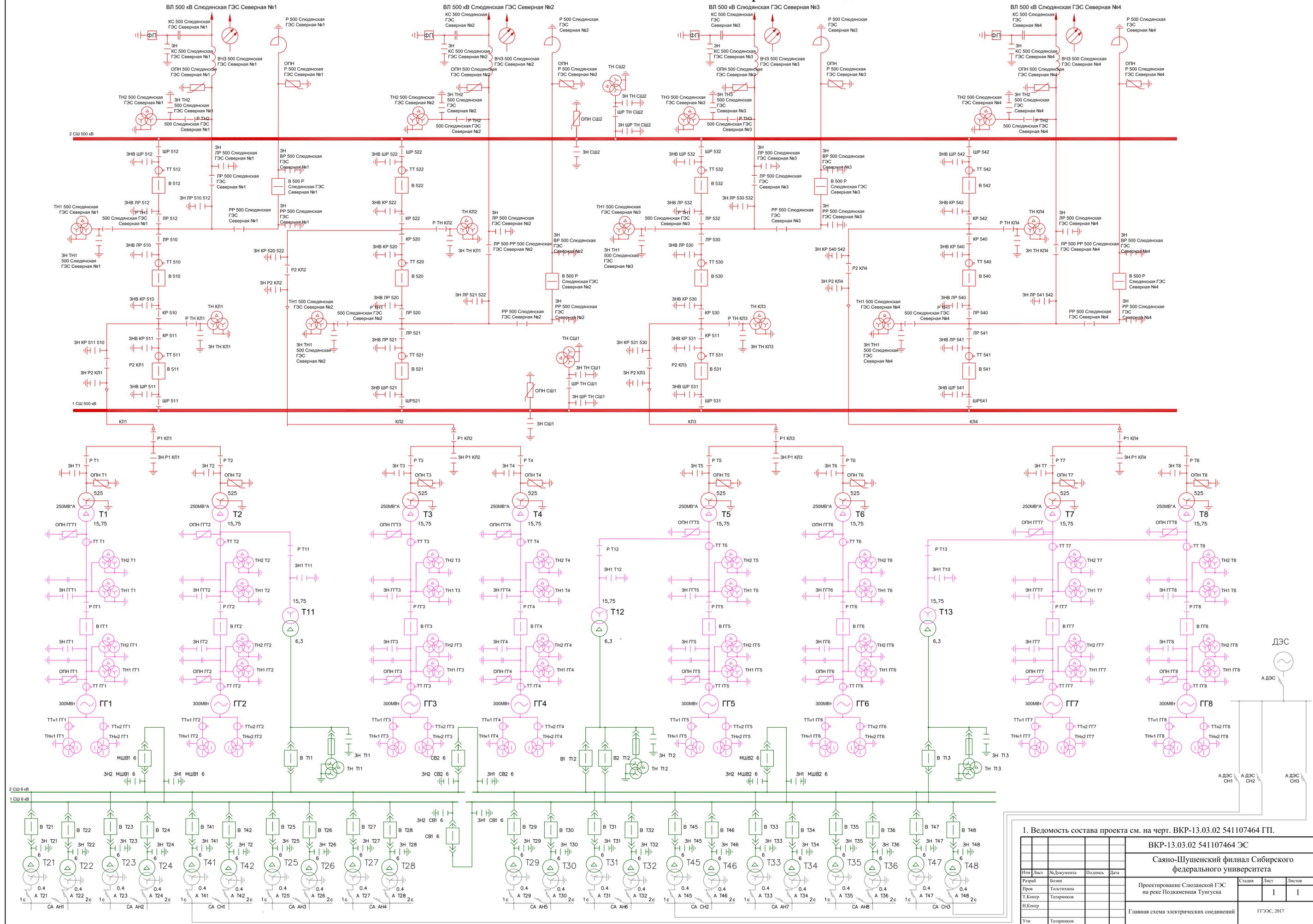
1:500



1. Размеры и отметки на чертеже даны в метрах.
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-541107464-ГП

						ВКР-13.03.02-541107464-ГР1		
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета		
Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дата				
Разраб	Бозин				Проектирование Слюдянской ГЭС на реке Подкаменная Тунгуска	Стадия	Лист	Листов
Пров	Ульянова						1	1
Т.Контр	Татарников							
Н.Контр					Поперечный разрез водосбросной части плотины			
Утв	Татарников				ГТЭС, 2017			

# Главная схема электрических соединений



1. Ведомость состава проекта см. на черт. ВКР-13.03.02 541107464 ГП.

ВКР-13.03.02 541107464 ЭС				Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета	
Разраб	Болтин	Подпись	Дата	Проектирование Саяношурской ГЭС на реке Подкаменная Тунгуска	Лист 1 1
Пров	Толстикова				
Т.Комп	Татарников			Главная схема электрических соединений	ГТЭС, 2017
Утв	Татарников				

ВКР-13.03.02-541107464-ГП

Саяно-Шушенский филиал Сибирского  
федерального университета

Изм	Лист	№ Документа	Подпись	Дата				
Разраб		Бозин		16.06.17	Проектирование Слюзанской ГЭС на реке Подкаменная Тунгуска	Стадия	Лист	Листов
Пров		Ульянова		16.06.17			1	1
Руков		Татарников		17.06.17				
Н.Контроль		Сувилова		16.06.17	Генеральный план. Экспликация зданий и сооружений. Ведомость состава проекта	ГГЭЭС, 2017		
Утв		Татарников		17.06.17				

ВКР-13.03.02-541107464-ГР2

Саяно-Шушенский филиал Сибирского  
федерального университета

Изм	Лист	№ Документа	Подпись	Дата
Разраб		Бозин		09.06
Пров		Масленникова		13.06
Т.Контр		Татарников		13.06.17
Н.Контр		Сувилова		14.06
Утв		Татарников		13.06.17

Проектирование Сюзанской ГЭС  
на реке Подкаменная Тунгуска

Стадия	Лист	Листов
	1	1

Поперечный разрез  
станционной части плотины

ГТЭС, 2017

ВКР-13.03.02-541107464-ГР1

Саяно-Шушенский филиал Сибирского  
федерального университета

Изм	Лист	№ Документа	Подпись	Дата
-----	------	-------------	---------	------

Разраб		Бозин		14.06.17
--------	--	-------	---	----------

Пров		Ульянова		14.06.17
------	--	----------	---	----------

Т.Контр		Татарников		14.06.17
---------	--	------------	---	----------

Н.Контр		Палежко		15.06.17
---------	--	---------	---	----------

Утв		Татарников		29.06.17
-----	--	------------	---	----------

Проектирование Слюдянской ГЭС  
на реке Подкаменная Тунгуска

Стадия	Лист	Листов
--------	------	--------

	1	1
--	---	---

Поперечный разрез  
водосбросной части плотины

ГТЭЭС, 2017

ВКР-13.03.02 541107464 ЭС

Саяно-Шушенский филиал Сибирского  
федерального университета

Изм	Лист	№ Документа	Подпись	Дата
-----	------	-------------	---------	------

Разраб		Бозин		16.06.17
--------	--	-------	---	----------

Пров		Толстикина		16.06.17
------	--	------------	---	----------

Т.Контр		Татарников		17.06.17
---------	--	------------	---	----------

Н.Контр		Свилова		14.06.17
---------	--	---------	---	----------

Утв		Татарников		17.06.17
-----	--	------------	---	----------

Проектирование Слюзанской ГЭС  
на реке Подкаменная Тунгуска

Стадия	Лист	Листов
--------	------	--------

	1	1
--	---	---

Главная схема электрических соединений

ГТЭЭС, 2017





Продолжение титульного листа БР по теме - проектирование  
Слюдянской ГЭС на реке Подкаменная Тунгуска. Пневмохозяйство ГЭС  
(технологические схемы и состав оборудования, типы компрессорных  
установок, выбор для определенного состава потребителей, требования по  
монтажу, безопасности, проведению обслуживания, контроль состояния и  
системы защит).

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты	<u>Зид 7.06.17</u>	<u>Е.Ю. Затева</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	<u>А.В. Масленникова 13.06.17</u>	<u>А.В. Масленникова</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Электрическая часть	<u>Тол 16.06.17</u>	<u>Л.В. Толстихина</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Релейная защита и автоматика	<u>Шир - 13.06.17</u>	<u>А.В. Широков</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Генплан, компоновка гидроузла	<u>Зид 14.06.17</u>	<u>Н.П. Ульянова</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Охрана труда, экология и пожарная безопасность	<u>Татарников 19.06.17</u>	<u>В.И. Татарников</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	<u>Лапасова 19.06.17</u>	<u>В.В. Лапасова</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Спец. вопрос	<u>Татарников 19.06.17</u>	<u>В.И. Татарников</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Нормативный контроль	<u>Чабанова 19.06.17</u>	<u>А.А. Чабанова</u>
	подпись, дата	фамилия, инициалы