

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

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических
систем и электрических сетей»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия
«_____» _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СЕЛЕНГИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ СЕЛЕНГА. СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К МОНИТОРИНГУ, ДИАГНОСТИКЕ И УПРАВЛЕНИЮ СОСТОЯНИЕМ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ ГЭС

Руководитель _____
подпись, дата

Инженер 1 категории СМГТС
Филиала ПАО «РусГидро» -
«Саяно-Шушенская ГЭС им.
П.С. Непорожнего»
должность

Т.С. Глущенко
ициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

С.С. Осипова
ициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Селенгинской ГЭС на реке Селенга. Современные подходы к мониторингу, диагностике и управлению состоянием гидротехнических сооружений ГЭС».

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР

подпись, дата

инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ СЕЛЕНГИНСКОЙ ГЭС	7
ВВЕДЕНИЕ	9
1 Общая часть	10
1.1 Природные условия	10
1.1.1 Климатические данные	10
1.1.2 Гидрологические данные	10
1.1.3 Инженерно-геологические условия	12
1.2 Энергоэкономическая характеристика района	12
2 Водно-энергетические расчеты	13
2.1 Исходные данные для расчета	13
2.2 Определение расходов маловодного и средневодного года в заданном створе	13
2.2.1 Выбор расчетного средневодного ($P=50\%$) и маловодного года	15
2.3 Выбор установленной мощности на основе водно-энергетических расчетов	17
2.3.1 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы и интегральных кривых нагрузки (ИКН)	17
2.3.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	19
2.3.3 Перераспределение стока с полноводного периода на зимний период	20
2.3.4 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в маловодном году	23
2.4 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов	23
2.5 Водно-энергетический расчет (ВЭР) режима работы ГЭС в средневодном году	25
2.6 Построение режимного поля	25
3 Основное и вспомогательное оборудование	27
3.1 Выбор числа и типа гидроагрегатов	27
3.2 Определение отметки расположения рабочего колеса гидротурбины	30
3.3 Гидромеханический расчет и построение плана бетонной спиральной камеры	31
3.4 Выбор серийного типа генератора	36
3.5 Расчет вала и подшипников гидротурбины	36
3.6 Выбор маслонапорной установки	38
3.7 Выбор электрогидравлического регулятора	39
4 Электрическая часть гидроэлектростанции	40
4.1 Выбор главной схемы электрических соединений	40
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС	40
4.2.1 Выбор синхронных генераторов	40

4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схем с одиночным блоком	40
4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком	42
4.2.4 Выбор трансформаторов собственных нужд	43
4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий	44
4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета	45
4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	46
4.6 Расчет токов трехфазного и однофазного замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin	47
4.6.1 Расчет исходных данных	47
4.6.2 Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»	48
4.7 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима	49
4.8 Выбор выключателей и разъединителей	50
4.9 Выбор трансформаторов тока и напряжения	51
4.10 Выбор параметров ОРУ	52
4.10.1 Выбор выключателей и разъединителей	52
4.10.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения	53
5 Устройства релейной защиты и автоматики	54
5.1 Перечень защит основного оборудования	54
5.2 Расчет номинальных токов	55
5.3 Описание защит и расчет их уставок	56
5.3.1 Продольная дифференциальная защита	56
5.3.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (Un (Uo))	59
5.3.3 Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>)	61
5.3.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2)	62
5.3.5 Защита от симметричных перегрузок (I1)	65
5.3.6 Дистанционная защита генератора Z1 <, Z2 <	67
5.3.7 Защита от перегрузки обмотки ротора	70
5.4 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	72
5.5 Таблица уставок и матрица отключений защит	72
6 Компоновка и сооружения гидроузла	73
6.1 Компоновка гидроузла	73
6.2 Проектирование сооружений напорного фронта	73
6.2.1 Определение отметки гребня глухой грунтовой плотины	73
6.3 Гидравлические расчеты	75
6.3.1 Определение ширины водосливного фронта	75

6.3.2 Определение отметки гребня водослива	76
6.3.3 Построение оголовка профиля водосливной грани.....	77
6.3.4 Проверка на пропуск поверочного расхода при отметке ФПУ	78
6.3.5 Пропуск расходов через донный водосброс	80
6.3.6 Расчет водобойной стенки	82
6.3.7 Расчет второй водобойной стенки	83
6.3.8 Расчет сопряжения потока после второй водобойной стенки.....	84
6.3 Конструирование плотины	84
6.3.1 Определение ширины подошвы плотины	84
6.3.2 Разрезка бетонной плотины швами	86
6.3.3 Быки.....	86
6.3.4 Устои	87
6.3.5 Дренаж тела бетонных плотин.....	87
6.3.6 Галереи в теле плотины.....	88
6.3.7 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины.....	88
6.3.8 Конструктивные элементы нижнего бьефа.....	90
6.4 Определение основных нагрузок на плотину	90
6.4.1 Вес сооружения и затворов	90
6.4.2 Сила гидростатического давления воды	91
6.6.3 Равнодействующая взвешивающего давления	92
6.6.4 Сила фильтрационного давления.....	92
6.6.5 Давление грунта.....	92
6.6.6 Волновое давление	94
6.6.7 Оценка прочности плотины	94
6.6.8 Критерии прочности плотины	97
6.9 Расчёт устойчивости плотины	98
7 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Селенгинского гидроузла. Охрана труда и противопожарная безопасность ...	100
7.1 Общие сведения о районе строительства	100
7.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства	100
7.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	101
7.4 Отходы, образующиеся при строительстве.....	102
7.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	102
7.6 Пожарная безопасность.....	103
7.7 Требования по охране труда и технике безопасности.....	106
8 Технико-Экономические показатели	108
8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии	108
8.2 Текущие расходы по гидроузлу	108
8.3 Налоговые расходы	110
8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности... 111	111
8.5 Анализ денежных потоков	112

8.6 Оценка инвестиционного проекта	113
8.6.1 Методология, исходные данные	113
8.6.2 Коммерческая эффективность	113
8.6.3 Бюджетная эффективность	114
8.7 Анализ чувствительности	114
9 Современные подходы к мониторингу, диагностике и управлению состоянием гидротехнических сооружений ГЭС	117
9.1 Основные понятия и определения	117
9.2 Основные действующие нормативные документы	118
9.3 Современные варианты для ведения мониторинга, диагностики и управления состоянием ГТС	119
9.3.1 Информационно-диагностическая система	119
9.3.2 BIM – модель	121
9.3.3 Методы Data Mining и МГУА	122
9.3.4 PLM - управления жизненным циклом сооружения	123
9.4 Использование новых технологий в передаче данных	124
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	127
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	129
ПРИЛОЖЕНИЕ А Анализ исходных данных	132
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Водно-энергетические расчеты	134
ПРИЛОЖЕНИЕ В Основное и вспомогательно оборудование	139
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Релейная защита и автоматика	142

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ СЕЛЕНГИНСКОЙ ГЭС

- | | | |
|-----|--|-------------------------|
| 1. | Наименование реки..... | Селенга. |
| 2. | Местонахождение реки..... | Республика Бурятия. |
| 3. | Тип проектируемой установки..... | ГЭС. |
| 4. | Характерные расходы воды: | |
| a) | среднемноголетний..... | 983 м ³ /с; |
| b) | всех турбин..... | 1003 м ³ /с; |
| v) | максимальный с обеспеченностью: 1%..... | 4669 м ³ /с; |
| | 0,1%..... | 5421 м ³ /с; |
| | 0,01%..... | 6095 м ³ /с; |
| g) | минимальный..... | 250 м ³ /с. |
| 5. | Параметры водохранилища: | |
| a) | характер регулирования стока..... | годовой; |
| b) | отметки: НПУ | 558,00 м; |
| | ФПУ | 559,00 м; |
| | УМО | 550,02 м; |
| v) | объемы: полный..... | 17,0 км ³ ; |
| | полезный..... | 9,30 км ³ . |
| 6. | Напоры ГЭС: | |
| a) | максимальный..... | 37,37 м; |
| b) | расчетный..... | 31,10 м; |
| v) | минимальный..... | 25,70 м. |
| 7. | Энергетические характеристики: | |
| a) | мощность: установленная..... | 283 МВт; |
| | гарантированная..... | 269 МВт; |
| b) | среднемноголетняя выработка энергии..... | 1,931 млрд. кВт·ч. |
| 8. | Размеры плотины (общая длина/максимальная высота): | |
| a) | правобережная грунтовая..... | 335,1 м / 49,6 м; |
| b) | левобережная бетонная..... | 128,2 м / 49,6 м; |
| v) | водосливная..... | 101,0 м / 49,6 м; |
| g) | станционная..... | 90,0 м / 53,6 м. |
| 9. | Водосбросные сооружения: | |
| 9.1 | Поверхностный водосброс: | |
| a) | число и размер отверстий..... | 6x10; |
| b) | общая длина..... | 32 м; |
| v) | максимальная высота..... | 49,6 м. |
| 9.2 | Донный водосброс: | |
| a) | число и размер отверстий..... | 2 отверстия 3x4 м; |
| b) | максимальная высота..... | 49,6 м. |
| 10. | Здание ГЭС: | |
| a) | тип здания..... | русловой; |
| b) | число агрегатов..... | 4 шт; |
| v) | грунты в основании..... | гранит; |

г) тип спиральной камеры.....бетонная трапецидальная;
д) тип отсасывающей трубы.....изогнутая.

11. Основное оборудование:

а) тип турбины.....ПЛ40а-В-600;
б) тип генератора.....СВ-850/190-48;
в) мощность генератора.....72,5 МВт;
г) частота вращения.....125 об/мин;
д) тип трансформатора.....ТДЦ-125000/220-У1.

12. Технико-экономические показатели:

а) себестоимость энергии.....1,26 руб./кВт·час;
б) удельные капиталовложения.....44717,31 руб./кВт;
в) показатели эффективности: НПВ.....7271,73 млн. руб.;
ИП.....1,94;
Срок окупаемости.....7 лет 9 месяцев.

ВВЕДЕНИЕ

Ежегодно происходит общий рост потребления электроэнергии в связи с ростом промышленных предприятий, с развитием экономики. Гидроэнергия является восполняемым, чистым, эффективным и, что немаловажно, видом энергии с низкой себестоимостью. Именно гидроэлектростанции имеют очень большой, по сравнению с другими типами электростанций, КПД. А также ГЭС являются экологически безопасными генерирующими станциями.

В Бурятии располагается множество малых промышленных предприятий, золотодобывающее предприятие, производство самолетов и другие крупные предприятия. Территория республики богата полезными природными ресурсами, есть потенциал для развития туристического бизнеса, сельского хозяйства, горнодобывающей отрасли. Также вырабатываемая электроэнергия Селенгинской ГЭС рассматривается для электроснабжения запланированного мусороперерабатывающего завода в Улан-Удэ, проект которого уже имеется.

Можно сделать вывод, что строительство Селенгинской ГЭС позволит облегчить ситуацию с электроснабжением, так как республика находится на достаточно большом расстоянии от ближайшей электростанции.

Целью 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 оптимальные проектные решения.

1 Общая часть

1.1 Природные условия

1.1.1 Климатические данные

Для района проектируемой Селенгинской ГЭС характерен резко континентальный климат. Зима в районе Селенги отличается низкой температурой воздуха, опускающейся до -40°C . Средняя температура зимой -22°C . Весна почти без осадков. Лето с жаркими днями и прохладными ночами. Средняя температура летом $+18^{\circ}\text{C}$. Осень продолжительная и довольно теплая. Среднегодовое количество осадков на равнине около 250 мм, в горных долинах 400 мм.

1.1.2 Гидрологические данные

Селенгинский гидроузел находится в республике Бурятия на реке Селенга в 20 км вверх по течению от поселка Оронгой.

Река Селенга исток берет от слияния рек Идэр и Дэлгэр-Мурен, впадает в озеро Байкал, образуя обширную дельту. Длина реки 1024 км. Средний расход воды $983 \text{ м}^3/\text{с}$. Имеет преобладающий равнинный характер. Для нее характерны как расширения до 25 км, где река часто делится на протоки, так и сужения русла до 1 км и менее. Средний уклон 0,34 %.

Водный режим реки характеризуется низкими паводками весной и летними дождевыми паводками. Ледостав с ноября по март.

Ряд наблюдений со среднемесячными расходами за рекой Селенга в период с 1939 года по 1988 год представлен в приложении А, таблица А.1.

Максимальные расчетные расходы при различных обеспеченностях представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Максимальные расчетные расходы при различных обеспеченностях

Обеспеченность Р, %	0,01	0,1	0,5	1
Расход Q, $\text{м}^3/\text{с}$.	6095	5421	4908	4669

Координаты летней и зимней кривой связи нижнего бьефа представлены в таблице 1.2 и рисунке 1.1.

Таблица 1.2 - Координаты летней и зимней кривой связи нижнего бьефа

Zнб, м	Q, $\text{м}^3/\text{с}$ лета	Q, $\text{м}^3/\text{с}$ зимы
518,00	0	0
520,39	339	271
522,00	678	542

Окончание таблицы 1.2

Zнб, м	Q, м ³ /с лета	Q, м ³ /с зимы
523,12	1017	814
523,95	1356	1085
524,60	1695	1356
525,17	2034	1627
525,69	2373	1898
526,18	2712	2170
526,63	3051	2441
527,04	3390	2712
527,39	3729	2983
527,70	4068	3254
528,00	4407	3526
528,35	4746	3797

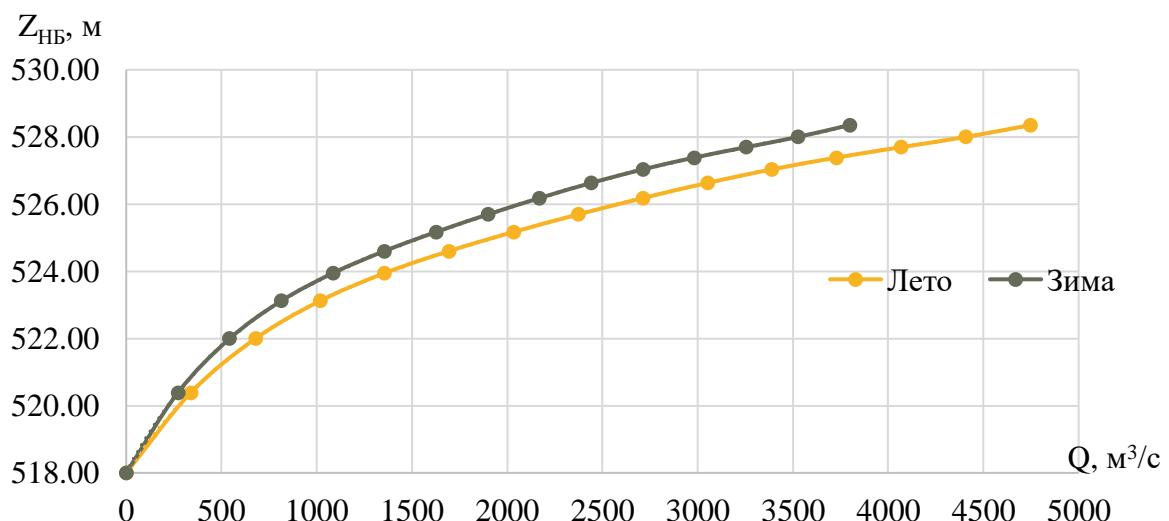


Рисунок 1.1 - Летняя и зимняя кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа

Координаты кривой связи верхнего бьефа представлены в таблице 1.3 и рисунке 1.2.

Таблица 1.3 - Координаты кривой связи верхнего бьефа

Zвб, м	518,00	535,00	546,00	552,00	555,90	558,00	559,00
V, км ³	0,00	2,93	5,86	8,79	13,19	17,00	20,51

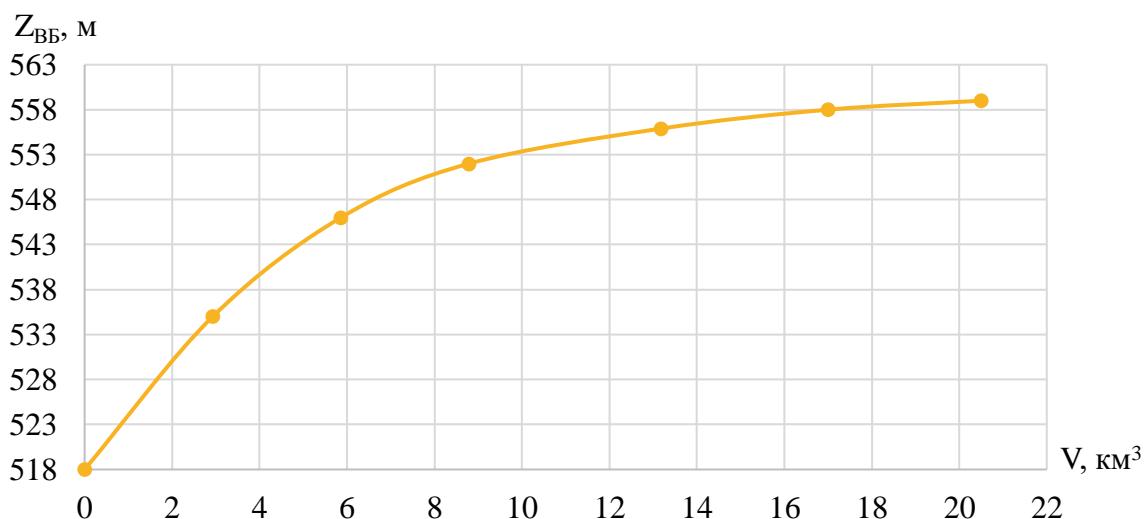


Рисунок 1.2 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

1.1.3 Инженерно-геологические условия

Проектируемый створ Селенгинской ГЭС расположен на прочном скальном основании, порода основания-гранит.

Грунт имеет следующие характеристики:

- Угол внутреннего трения скального грунта $\varphi_{\text{гр}} = 36^\circ$;
- Удельный вес сухого грунта $\gamma_{\text{гр}} = 24 \text{ кН/м}^3$;
- Пористость скалы $n_0 = 0,002$;
- Сцепление грунта $c = 103 \text{ кН/м}^2$.

Селенгинская ГЭС расположена в зоне с ожидаемой сейсмичностью около 8 баллов.

1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Селенгинская ГЭС находится в АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Бурятия» (Бурятское РДУ), входит в ОЭС Сибири.

В зоне Бурятского РДУ находятся 8 объектов генерации суммарной установленной электрической мощностью 1444,77 МВт.

Наиболее крупными из них являются:

- Филиал «Гусиноозерская ГРЭС»;
- Филиал ПАО «ТГК-14»;
- ТЭЦ ОАО «Селенгинский ЦКК».

Для сглаживания пиков нагрузки необходимо строительство Селенгинской ГЭС.

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Исходные данные для расчета

- Отметка НПУ = 558 м;
- Отметка дна = 518 м;
- Годовой максимум нагрузки энергосистемы 886 МВт;
- Резервы: нагрузочный резерв системы 2%, аварийный резерв системы 8%;
- Зимний коэффициент $K_3 = 0,8$;
- Коэффициент мощности $K_N = 8,8$;
- Установленная мощность существующей ГЭС $N = 660$ МВт, $\mathcal{E} = 4100$ млн кВт · ч;
- Требования участников водохозяйственного комплекса (ВХК) и потери воды представлены в таблице 2.1 и 2.2;
- Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа, а также кривые связи объема водохранилища и уровней верхнего бьефа (1п, таблица 1.2 и 1.3, рисунок 1.1 и 1.2).

Таблица 2.1 - Потери воды

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{испар}} \text{, м}^3/\text{с}$	1	1	1	3	9	7	6	5	4	3	2	1
$Q_{\text{фильтр}} \text{, м}^3/\text{с}$	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
$Q_{\text{льдообр}} \text{, м}^3/\text{с}$	15	15	0	-23	-37	0	0	0	0	0	15	15
$Q_{\Sigma} \text{, м}^3/\text{с}$	23	23	9	-13	-21	15	13	13	12	11	25	23

Таблица 2.2 – Требования участников ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{ВХК}} \text{, м}^3/\text{с}$	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
$Q_{\text{сан.попуск}} \text{, м}^3/\text{с}$	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250

2.2 Определение расходов маловодного и средневодного года в заданном створе

Для последующей работы разделяем года на два основных периода: половодье (месяцы с V по VIII) и межень (месяцы с I по IV и с IX по XII). Далее вычисляем и ранжируем среднегодовые расходы в порядке убывания и вычисляем их обеспеченность.

Обеспеченность вычисляем по формуле:

$$p(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100, \quad (2.1)$$

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

n – общее количество членов ряда.

Результаты заносим в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Ранжированные значения среднегодовых, среднемеженных и среднеполоводных расходов

m	$P, \%$	$Q_{ср.год}$	Годы	$Q_{ср.межень}$	Годы	$Q_{ср.полов.}$	Годы
1	2	1516	1959	727	1946	3430	1959
2	4	1328	1987	596	1961	2925	1960
3	6	1306	1961	558	1959	2893	1987
4	8	1306	1960	548	1941	2848	1958
5	10	1282	1958	545	1987	2780	1964
6	12	1253	1969	518	1965	2754	1969
7	14	1245	1946	503	1969	2726	1961
8	16	1202	1971	501	1977	2725	1971
9	18	1175	1941	499	1958	2620	1952
10	20	1173	1964	497	1960	2574	1947
11	22	1154	1947	488	1988	2459	1973
12	24	1125	1952	486	1967	2440	1966
13	25	1102	1973	461	1970	2428	1941
14	27	1085	1984	460	1940	2390	1984
15	29	1083	1988	448	1957	2298	1970
16	31	1074	1966	444	1947	2281	1946
17	33	1073	1970	443	1983	2273	1988
18	35	1015	1956	443	1979	2221	1942
19	37	1005	1942	441	1976	2199	1939
20	39	990	1977	440	1971	2178	1956
21	41	984	1957	434	1956	2108	1950
22	43	978	1939	432	1984	2078	1954
23	45	962	1985	430	1985	2062	1949
24	47	958	1983	424	1973	2056	1957
25	49	950	1954	409	1982	2051	1944
26	51	939	1940	397	1942	2026	1985
27	53	939	1944	397	1986	2024	1975
28	55	936	1950	396	1972	1993	1948
29	57	934	1949	391	1966	1988	1983
30	59	932	1979	386	1954	1968	1977
31	61	908	1975	383	1978	1952	1943
32	63	903	1948	382	1944	1910	1979
33	65	898	1943	382	1981	1897	1940
34	67	893	1965	380	1980	1881	1972
35	69	891	1972	380	1955	1865	1980
36	71	879	1976	378	1952	1794	1986
37	73	875	1980	371	1943	1756	1976
38	75	875	1967	370	1949	1653	1981
39	76	863	1986	369	1964	1652	1967
40	78	806	1981	368	1962	1642	1965

Окончание таблицы 2.3

m	P, %	Qср. год	Годы	Qср.межень	Годы	Q ср.полов.	Годы
41	80	791	1962	368	1939	1638	1962
42	82	787	1978	358	1948	1633	1963
43	84	787	1955	357	1945	1626	1953
44	86	760	1963	350	1950	1600	1955
45	88	755	1953	350	1975	1595	1978
46	90	752	1982	337	1968	1541	1968
47	92	738	1968	336	1974	1438	1982
48	94	701	1945	324	1963	1388	1945
49	96	658	1951	320	1953	1379	1951
50	98	631	1974	297	1951	1221	1974

Для расчетов в качестве маловодного принимается год с обеспеченностью 90%, средневодный с 50% обеспеченностью стока.

2.2.1 Выбор расчетного средневодного (P=50%) и маловодного года

Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

За средневодный год с обеспеченностью $P = 50\%$ принимаем 1954 год, за маловодный год расчетной обеспеченности $P = 90\%$ принимаем 1982 год. Далее вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

По межени для 1954 года:

$$K_M = \frac{Q_{1982}}{Q_{1954}} = \frac{409}{386} = 1,06. \quad (2.2)$$

По половодью для 1954 года:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{1944}}{Q_{1954}} = \frac{2051}{2078} = 0,99. \quad (2.3)$$

По межени для 1982 года:

$$K_M = \frac{Q_{1968}}{Q_{1982}} = \frac{337}{409} = 0,82. \quad (2.4)$$

По половодью для 1982 года:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{1968}}{Q_{1982}} = \frac{1541}{1438} = 1,07. \quad (2.5)$$

Затем уточняем годовой сток, умножив среднемесячные расходы на вычисленные нами выше коэффициенты. При уточнении изменилось значение среднегодового расхода, его необходимо привести к исходному значению. Выполняется это путем изменения значения коэффициентов. В таблице 2.4 и 2.5 приведены исходные значения расходов, с приведением и с уточненным

коэффициентом для 1982 и 1954 годов. Значения расходов приведены в метрах кубических в секунду.

Таблица 2.4 – Расчетный средневодный 1954 год ($P=50\%$)

Р=50%, год 1954													
Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год}
Исходные	119	155	243	393	1921	2866	2088	1435	948	577	452	199	950
Приведен.	126	164	258	417	1902	2837	2067	1421	1005	612	479	211	958
Скоррект.	123	160	250	405	1902	2837	2067	1421	976	594	466	205	950

Таблица 2.5 – Расчетный маловодный 1982 год ($P=90\%$)

Р=90%, год 1982													
Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год}
Исходные	142	163	224	602	1841	1548	1223	1141	743	728	496	174	752
Приведен.	116	134	184	494	1970	1656	1309	1221	609	597	407	143	737
Скоррект.	130	149	204	549	1743	1466	1158	1080	678	664	452	159	752

Из таблиц 2.4 и 2.5 видно, что некоторые значения расходов маловодного года превышают значения расходов средневодного года, откуда следует, что необходимо провести корректировку, сохранив значения среднегодового расхода. Результаты привожу в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Расчетные маловодный и средневодный годы

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год}
Р=90%, год 1982	130	149	204	549	1743	1466	1158	1080	678	664	452	159	752
Р=50%, год 1954	142	163	250	602	1902	2618	1933	1391	976	728	496	205	950

На рисунке 2.1 представлены гидрографы средневодного и маловодного годов, построенные по данным таблицы 2.6.

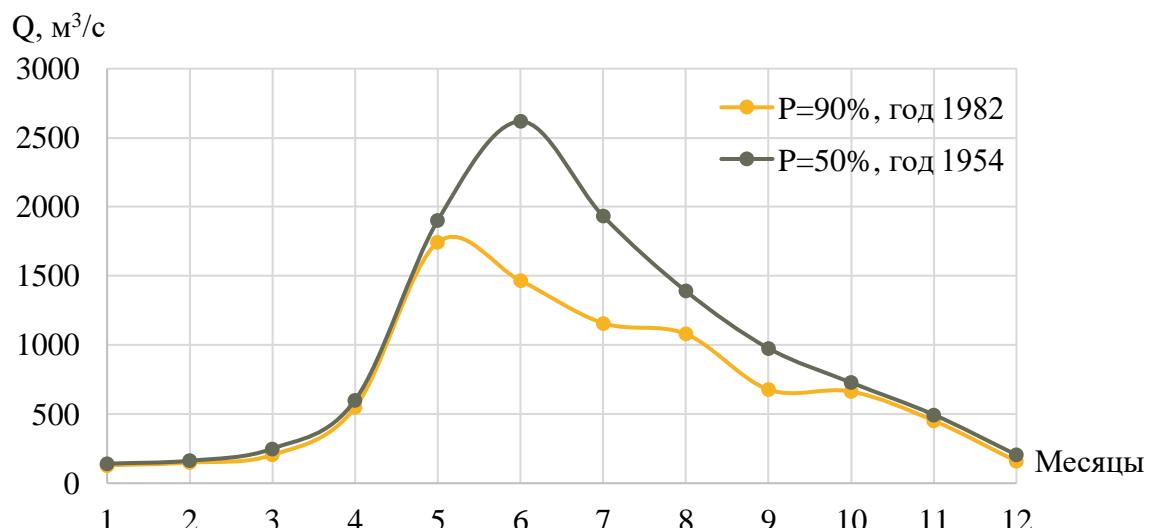


Рисунок 2.1 – Гидрографы маловодного года и средневодного года

2.3 Выбор установленной мощности на основе водно-энергетических расчетов

2.3.1 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы и интегральных кривых нагрузки (ИКН)

Необходимы данные для построения суточных графиков нагрузки за летний и зимний периоды энергосистемы получаем с сайта Системного оператора единой энергетической системы [1]. На рисунке 2.2 представлены суточные графики нагрузки Бурятского РДУ в зимний и летний периоды

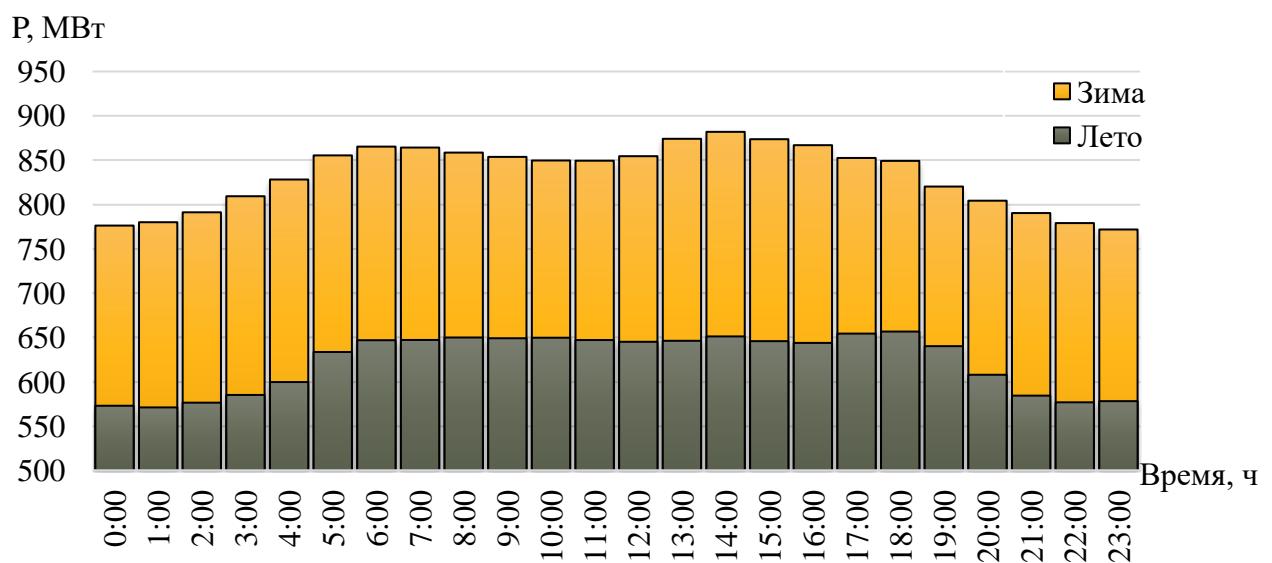


Рисунок 2.2 - Суточные графики нагрузки Бурятского РДУ в зимний и летний периоды

Для построенных суточных графиков нагрузки строятся интегральных ИКН. Порядок построения ИКН указан в учебном пособии [2, стр. 22]. Результаты, а также координаты для построения ИКН показаны в таблице 2.7. На

рисунках 2.3 и 2.4 приведены суточные графики нагрузки, совмещенные с ИКН для зимнего и летнего периода соответственно.

Таблица 2.7 – Данные для построения зимней и летней ИКН

t	P _{ранж} (зима), МВт	ΔP	ΔЭ	P _{коорд,} МВт	Э _{коорд,} млн КВт·ч	P _{ранж} (лето), МВт	ΔP	ΔЭ	P _{коорд,} МВт	Э _{коорд,} млн КВт·ч
1	886	12	0,012	12	0,012	657	2	0,002	2	0,002
2	874	0	0,001	12	0,012	654	3	0,006	5	0,009
3	874	7	0,020	19	0,033	651	1	0,004	7	0,012
4	867	2	0,007	20	0,039	650	0	0,001	7	0,013
5	865	1	0,005	21	0,044	650	1	0,003	8	0,016
6	864	6	0,034	27	0,079	649	2	0,012	9	0,028
7	859	3	0,022	30	0,101	647	0	0,001	10	0,029
8	855	1	0,007	31	0,108	647	0	0,002	10	0,030
9	855	1	0,007	32	0,115	647	1	0,006	10	0,036
10	854	1	0,012	33	0,127	646	0	0,004	11	0,040
11	853	3	0,031	36	0,158	646	1	0,008	12	0,048
12	850	0	0,003	36	0,161	645	1	0,015	13	0,063
13	849	0	0,003	37	0,164	644	4	0,048	16	0,110
14	849	21	0,294	58	0,458	640	7	0,092	23	0,203
15	828	8	0,119	65	0,577	634	26	0,385	49	0,588
16	820	11	0,175	76	0,752	608	8	0,132	57	0,720
17	809	5	0,086	81	0,837	600	15	0,247	71	0,967
18	804	13	0,236	94	1,073	585	1	0,014	72	0,981
19	791	1	0,016	95	1,089	585	6	0,118	78	1,099
20	790	10	0,207	106	1,296	578	1	0,026	80	1,125
21	780	1	0,020	107	1,316	577	0	0,009	80	1,134
22	779	3	0,062	109	1,378	577	3	0,076	84	1,210
23	776	4	0,101	114	1,479	573	2	0,043	86	1,253
24	772	772	18,525	886	20,004	571	571	13,709	657	14,962

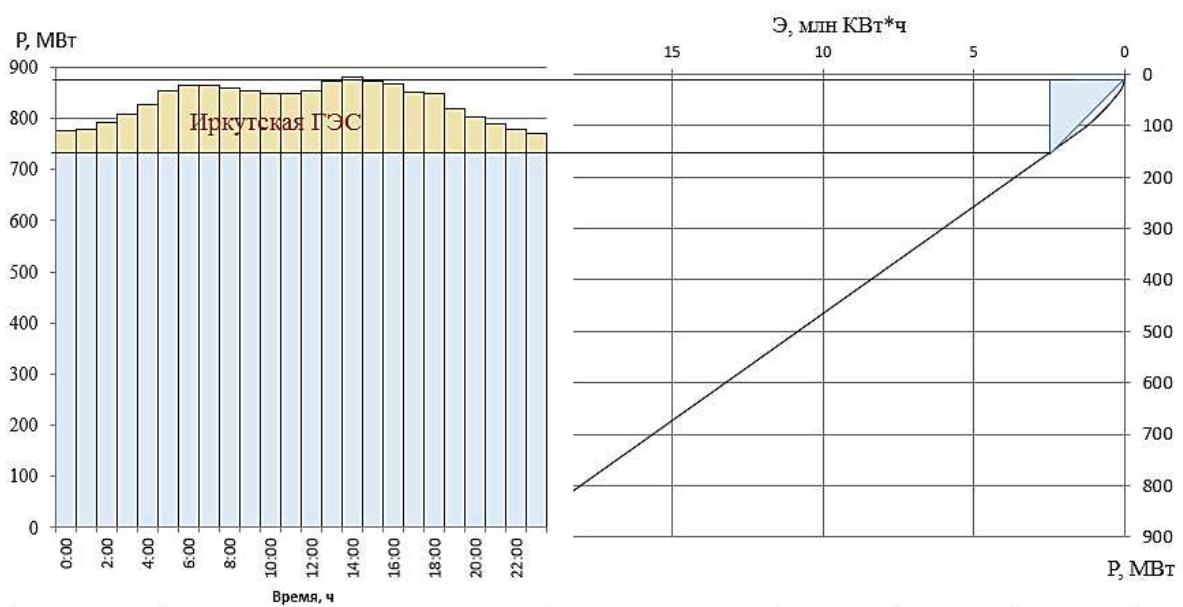


Рисунок 2.3 – Зона работы существующей ГЭС на зимнем суточном графике нагрузки и ИКН

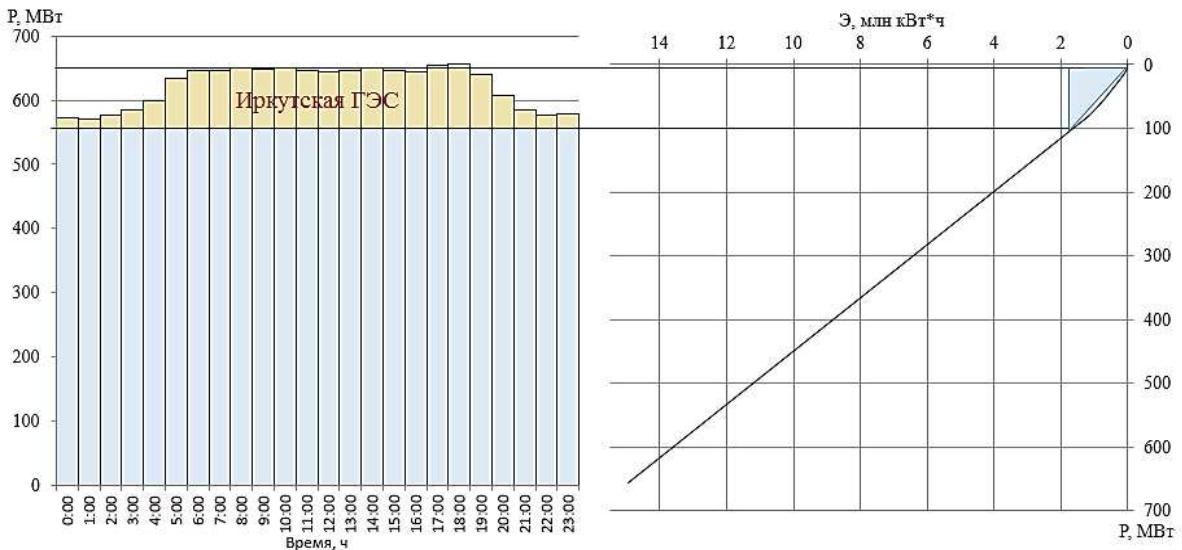


Рисунок 2.4— Зона работы существующей ГЭС на летнем суточном графике нагрузки и ИКН

2.3.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Годовые графики нагрузки необходимы для построения баланса мощностей (графика максимальных мощностей) и баланса энергий (график средних мощностей).

Максимальная нагрузка энергосистемы каждого месяца определяется по формуле:

$$P_t^{\max} = a + b \cdot \cos(30^\circ \cdot t - 15^\circ), \quad (2.6)$$

где t — порядковый номер месяца в году;

a, b — коэффициенты, вычисляемые ниже, формулы (2.7) и (2.8).

Коэффициенты определяются по следующим формулам:

$$a = \frac{P_3^{\max} + P_{\text{л}}^{\max}}{2} = \frac{886 + 657}{2} = 772, \quad (2.7)$$

$$b = \frac{P_3^{\max} - P_{\text{л}}^{\max}}{2} = \frac{886 - 657}{2} = 115, \quad (2.8)$$

где P_3^{\max} — зимний максимум годовой нагрузки энергосистемы;

$P_{\text{л}}^{\max}$ — летний максимум годовой нагрузки энергосистемы.

Результаты сводим в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – Данные для построения годовых графиков нагрузок энергосистемы

Месяц	$\cos(a)$	a°	P_{\max}	P_{cp}
1	1,0	0,26	886	830
2	0,7	0,79	852	803
3	0,3	1,31	801	756
4	-0,3	1,83	742	701
5	-0,7	2,36	691	654
6	-1,0	2,88	661	627
7	-1,0	3,40	661	627
8	-0,7	3,93	690	654
9	-0,3	4,45	742	701
10	0,3	4,97	801	756
11	0,7	5,50	852	803
12	1,0	6,02	886	830
Коэффициенты	a (макс)	b (макс)	a (cp)	b (cp)
Значения	772	115	729	106

По данным таблицы 2.8 строим годовой график нагрузок, представленный на рисунке 2.5.

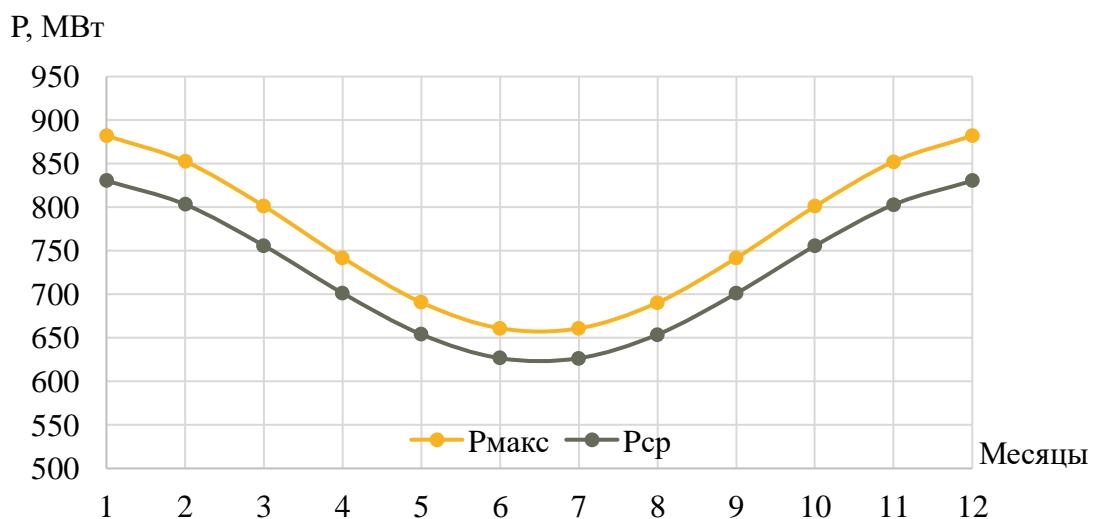


Рисунок 2.5 – Годовые графики максимальных и средних нагрузок энергосистемы

2.3.3 Перераспределение стока с полноводного периода на зимний период

Для дальнейших расчетов будут использованы данные с таблиц 2.1, 2.2 и 2.6.

За бытовой расход принимаем расход, соответствующий расходу маловодного года.

Полезный расход, то есть расход с учетом потерь, вычисляется по формуле:

$$Q_{\text{полез}} = Q_{\text{быт}} - \sum Q, \quad (2.9)$$

где $Q_{\text{быт}}$ – расход маловодного года с расчетной обеспеченностью 90%;
 $\sum Q$ – суммарные потери расхода.

Подведенный напор вычисляется по следующей формуле:

$$H = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.10)$$

где $Z_{\text{ВБ}}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ;
 $Z_{\text{НБ}}$ – уровень нижнего бьефа, который изменяется о полиномиальному закону (рисунок 1.1);

Δh - потери напора, равные 0,4.

Мощность ГЭС вычисляю по формуле:

$$N_{\text{ГЭС быт}} = k_N \cdot Q_{\text{полез}} \cdot H. \quad (2.11)$$

Мощность ГЭС в режиме работы по требованиям участников водохозяйственного комплекса (ВХК):

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{вхк}} \cdot H, \quad (2.12)$$

Полученные данные сведены в таблицы 2.9 и 2.10.

Таблица 2.9 – Расчет мощности по бытовому расходу

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{P=90\%}$, $\text{м}^3/\text{с}$	130	149	204	549	1743	1466	1158	1081	678	664	452	159
$Q_{\text{быт}}$, $\text{м}^3/\text{с}$	130	149	204	549	1743	1466	1158	1081	678	664	452	159
Q_{Σ} , $\text{м}^3/\text{с}$	23	23	9	-13	-21	15	13	13	12	11	25	23
$Q_{\text{пол}}$, $\text{м}^3/\text{с}$	107	126	195	562	1764	1451	1145	1068	666	653	427	136
$Z_{\text{ВБ}}, \text{м}$	558	558	558	558	558	558	558	558	558	558	558	558
$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	521	521	522	525	529	528	527	527	526	526	524	521
$H, \text{м}$	37	37	35	32	28	30	31	31	32	32	33	36
$N_{\text{быт}}$, МВт	35	40	61	160	439	379	307	289	186	183	125	43

Таблица 2.10 – Расчет мощности в режиме работы по требованиям участников водохозяйственного комплекса.

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{вхк}}$, $\text{м}^3/\text{с}$	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
$Z_{\text{ВБ}}, \text{м}$	558	558	558	558	558	558	558	558	558	558	558	558

Окончание таблицы 2.10

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Z _{НБ} , м	525	525	525	525	524	524	524	524	525	525	525	525
H, м	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
N _{ВХК} , МВт	144	144	144	144	147	147	147	147	144	144	144	144

Сравнение режимов работы проектируемой ГЭС по бытовому стоку и работы ГЭС по требованиям ВХК представлено в таблице 2.11.

Таблица 2.11 - Сравнение режимов работы по $Q_{быт}$ и $Q_{вхк}$

Мес.	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Избыт.
N _{быт}	35	40	61	160	439	379	307	289	186	183	125	43	
N _{вхк}	144	144	144	144	147	147	147	147	144	144	144	144	
Δ	-109	-103	-83	16	293	232	161	143	42	39	-19	-100	509

За месяц начала сработки принимаем первый месяц после половодья, в данном случае, это 11 месяц, поскольку в этом месяце получается первое отрицательное значение разности мощности бытовой и мощности ВХК, то есть наблюдается превышение расхода водохозяйственного комплекса над естественным расходом в створе проектируемой ГЭС.

Сумма разности мощности бытовой и мощности ВХК показывает нам избыточную мощность, которую мы можем распределить на месяцы регулирования в энергосистеме.

На графике баланса энергии отображены среднемесячные мощности энергосистемы, среднемесячные мощности существующей ГЭС, значения которых представлены в таблице 2.12, а также значения мощности бытовой и мощности ВХК, указанные в таблице 2.11.

Гарантированная мощность проектируемой ГЭС принимается равной $N_{гар} = 269$ МВт. Все месяцы, лежащие выше линии гарантированной мощности будут работать по гарантированной мощности.

Таблица 2.12 – Среднемесячные мощности существующей ГЭС

Иркутская ГЭС	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$\sum \mathcal{E}$, млн КВт·ч	2,46	2,36	2,26	1,85	1,74	1,64	1,64	1,74	1,85	2,26	2,36	2,46
N, МВт	140	135	129	105	99	94	94	99	105	129	135	140

Баланс энергии графически представлен на плакате «Использование водной энергии».

2.3.4 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в маловодном году

Поэтапно расчет водно-энергетического регулирования в маловодном году представлен в учебно-методическом пособии [3, с. 40]. Расчет начинаем с полного водохранилища, то есть, с уровня НПУ. Проводим несколько итераций.

Таблицы сработки-наполнения водохранилища в маловодный год представлены в приложении Б, таблица Б.1 и Б.2. Исходя из данных таблицы Б.1 видно, что конечный уровень верхнего бьефа превысил начальный уровень на 16 см. Из этого следует, что проектируемая ГЭС может выдать большую гарантированную мощность. Путем увеличения гарантированной мощности были найдены новые значения гарантированной мощности. Результирующей таблицей сработки-наполнения водохранилища является таблица Б.2.

В ходе проведенных вычислений было определено:

- Отметка УМО водохранилища 550,02 м;
- Полезный объем водохранилища 9,30 км³.

График сработки-наполнения водохранилища представлен на рисунке 2.6.



Рисунок 2.6 – График сработки- наполнения водохранилища

2.4 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов

Для того, чтобы определить установленную мощность проектируемой Селенгинской ГЭС необходимо знать рабочую мощность. Для определения рабочей мощности в каждом месяце необходимы суточные графики нагрузок и ИКН для каждого рассматриваемого месяца, а также расположить на ИКН треугольники существующей ГЭС и проектируемой ГЭС.

Рабочая мощность:

$$N_p = N_{баз} + N_{пик}. \quad (2.14)$$

В ходе выполненной работы определили рабочую мощность проектируемой ГЭС в энергосистеме $N_{раб} = 274$ МВт, а также зону работу на суточных графиках нагрузки. Баланс мощности представлен на плакате «Использование водной энергии».

При составлении баланса мощности учитываем, что аварийный резерв составляет 8% от рабочей мощности, нагрузочный – 2% от рабочей мощности. Резерв для станции принимаем равным 10% от рабочей мощности

Установленную мощность ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст}^{ГЭС} = N_{раб}^{ГЭС} + N_{рез}^{ГЭС}, \quad (2.15)$$

где $N_{раб}^{ГЭС}$ – рабочая мощность;

$N_{рез}^{ГЭС}$ – резерв для станции.

Таким образом, установленная мощность Селенгинской ГЭС:

$$N_{уст} = 274 + 9 = 283 \text{ МВт.}$$

Рабочую мощность ТЭС находим по формуле:

$$N_{раб}^{ТЭС} = P_{max} - N_{раб}^{ГЭС} - N_{раб}^{сущ}, \quad (2.16)$$

где P_{max} – максимальные мощности энергосистемы;

$N_{раб}^{ГЭС}$ – рабочая мощность проектируемой ГЭС;

$N_{раб}^{сущ}$ – рабочая мощность существующей ГЭС.

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в месяцы, когда есть имеется свободная мощность.

Ремонтная мощность проектируемой ГЭС:

$$N_{рем}^{проект} = \frac{1}{6} \cdot N_{уст}^{проект}, \quad (2.17)$$

где $N_{уст}^{проект}$ – установленная мощность проектируемой ГЭС.

Результаты расчетов сведены в таблицу 2.13.

Таблица 2.13 – Баланс мощности в маловодном году

Месяц	Энергосистема			Проектируемая ГЭС		Существ. ГЭС		ТЭС		
	P max	P ав. резерв	Rнагр. рез	Nраб	N нагр рез	N рем	Nраб	N нагр рез	Nраб	N ав рез
1	882	71	20	274	9		140	11	472	38
2	852	68	20	246	9		135	11	472	38
3	801	64	20	202	9		129	11	470	38
4	742	59	20	168	9		105	11	469	37

Окончание таблицы 2.13

Месяц	Энергосистема			Проектируемая ГЭС			Существ. ГЭС		ТЭС	
	P _{max}	P _{ав. резерв}	P _{нагр. рез}	N _{раб}	N _{нагр рез}	N _{рем}	N _{раб}	N _{нагр рез}	N _{раб}	N _{ав рез}
5	691	55	10	145	6	47	99	4	446	36
6	661	53	10	147	6	94	4	420	34	
7	661	53	10	150	6	94	4	417	33	
8	690	55	10	157	6	99	4	434	35	
9	742	59	20	187	9	105	11	450	36	
10	801	64	20	202	9	129	11	470	38	
11	852	68	20	246	9	135	11	471	38	
12	882	71	20	274	9	140	11	472	38	

Установленная мощность проектируемой ГЭС $N_{уст} = 283$ МВт.

2.5 Водно-энергетический расчет (ВЭР) режима работы ГЭС в средневодном году

ВЭР в средневодных условиях проводится для определения среднемноголетней выработки проектируемой ГЭС. Следует помнить, что мощность не может быть больше установленной.

По результатам расчета среднегодовая выработка составляет $\mathcal{E} = 1,931$ млрд кВт·ч, а среднее значение гарантированной мощности $N_{гар} = 224$ МВт, что не превышает значения установленной мощности.

На плакате «Использование водной энергии» представлен график сработки-наполнения водохранилища в средневодном и маловодном годах. Таблица сработки-наполнения водохранилища в средневодный год представлена в приложении Б, таблица Б.3.

2.6 Построение режимного поля

Режимное поле показывает область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС. Поэтапно построение режимного поля описывается в учебно-методическом пособии [2, с. 61]. Результаты расчета режимного поля представлены в таблице 2.14, а в приложении Б, рисунке Б.1 графическое изображение.

Таблица 2.14 - Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС.

Кривые связи нижнего бьефа для летних и зимних условий			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Qнб	Zнб(ЛЕТО)	Zнб(ЗИМА)	H _(НПУ)	H _(УМО)	H _(ЗВБ1)	H	Q	H	Q
m ³ /с	м	м	м	м	м	м	m ³ /с	м	m ³ /с
0	518,00	518,00	39,60	31,62	37,23	34,0	1086	31,1	1182
250	519,85	520,23	37,37	29,39	35,00	33,8	1093	30,7	1175
500	521,23	521,79	35,81	27,83	33,44	33,6	1099	30,4	1168
750	522,27	522,89	34,71	26,73	32,34	33,4	1106	30,0	1161
1000	523,07	523,71	33,89	25,91	31,52	33,2	1112	29,7	1154
1250	523,71	524,36	33,24	25,26	30,87	33,0	1119	29,3	1147
1500	524,24	524,91	32,69	24,71	30,32	32,8	1126	28,9	1140
1750	524,70	525,41	32,19	24,21	29,82	32,6	1133	28,6	1133
2000	525,12	525,88	31,72	23,74	29,35	32,4	1140	28,2	1126
2250	525,51	526,32	31,28	23,30	28,91	32,2	1147	27,9	1119
2500	525,88	526,72	30,88	22,90	28,51	32,0	1154	27,5	1111
2750	526,24	527,09	30,51	22,53	28,14	31,8	1161	27,1	1104
3000	526,57	527,41	30,19	22,21	27,82	31,6	1169	26,8	1097
3250	526,87	527,69	29,91	21,93	27,54	31,4	1176	26,4	1089
3500	527,15	527,97	29,63	21,65	27,26	31,2	1184	26,1	1082
3750	527,41	528,29	29,31	21,33	26,94	31,1	1188	25,7	1074

В результате построения режимного поля определила:

- $H_{\max} = 37,37$ м – максимальный напор;
- $H_p = 31,1$ м – расчетный напор;
- $H_{\min} = 25,7$ м – минимальный напор.

В результате расчета были получены установленная мощность проектируемой ГЭС $N_{уст} = 283$ МВт и среднемноголетняя выработка $\mathcal{E} = 1,931$ млрд. кВт · ч.

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа гидроагрегатов

Для диапазона изменения напоров, полученного из режимного поля (приложение Б, рис. Б.1), по справочным материалам подобрала все возможные варианты гидротурбин. Для последующего рассмотрения выбираем турбины ПЛ 40а - В и ПЛ 40б - В с параметрами, представленными в таблице 3.1. Далее проводим расчет параметров этих гидротурбин для различных диаметров.

Таблица 3.1 – Параметры турбинного оборудования

Параметр	Турбина ПЛ 40а-В	Турбина ПЛ 40б-В
$H_{\text{пред}}$, м	40	40
H_{\min}/H_{\max}	0,50	0,50
n'_{lopt} , мин^{-1}	125	123
Q'_{lopt} , л/с	1700	1620
$\eta_{\text{m opt}}$	0,88	0,892
Q'_{lmax} , л/с	1800	1700
$t_{\text{мод}}$, $^{\circ}\text{C}$	10	20
D'_{lM} , м	0,460	0,460
H_{M} , м	4	4

Для ряда стандартных диаметров [3] рассчитаем следующие параметры:

- КПД натурной турбины вычисляем по формуле:

$$\eta_{\text{T}} = 1 - (1 - \eta_{\text{M}}) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p}} \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_M}} \right), \quad (3.1)$$

где η_{M} , D_{1M} , H_{M} – КПД, диаметр и напор модельной турбины;
 D_1 , H_p – диаметр и расчетный напор натурной турбины;
 v_M , v_H – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натурных и модельных условий t_H и t_M ($v_H = 1,01 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$ и $v_M = 1,3 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$);
 ε – коэффициент, выражющий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям, равен = 0,75.

$$\eta_{\text{T}} = 1 - (1 - 0,88) \cdot \left((1 - 0,75) + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,46}{6}} \sqrt[10]{\frac{4}{31,1}} \sqrt[5]{\frac{1,01}{1,3}} \right) = 0,925.$$

- Мощность гидроагрегата в расчетной точке:

$$N'_{\text{агр}} = 9,81 \cdot Q'_{1p} \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_{\text{T}} \cdot \eta_{\Gamma}, \quad (3.2)$$

где Q'_{1p} – приведенный расход воды в расчетной точке, определяется по главной универсальной характеристике (ГУХ);

η_t - КПД натурной турбины;

η_g – КПД генератора (принимаем $\eta_g = 0,97$).

$$N'_{agr} = 9,81 \cdot 1,7 \cdot 6^2 \cdot 31,1 \cdot \sqrt{31,1} \cdot 0,88 \cdot 0,97 = 91,63 \text{ МВт.}$$

- Предварительное количество гидроагрегатов:

$$Z'_{agr} = \frac{N_{ust}}{N'_{agr}} = \frac{283}{91,63} = 3,1, \quad (3.3)$$

где N_{ust} – установленная мощность проектируемой станции;

N'_{agr} – мощность одного гидроагрегата.

Число гидроагрегатов должна быть равно 2 или 3, поэтому принимаю $Z_{agr} = 4$ шт.

- Мощность одного агрегата:

$$N_{agr} = \frac{N_{ust}}{Z_a} = \frac{283}{4} = 70,75 \text{ МВт.} \quad (3.4)$$

- Поправка КПД:

$$\Delta_1 = \frac{\eta_h}{\eta_m} = \frac{0,925}{0,88} = 1,05. \quad (3.5)$$

- Частота вращения турбины:

$$n'_c = \frac{n'_{I_p} \cdot \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1} = \frac{125 \cdot \sqrt{1,05 \cdot 31,1}}{6} = 119,1 \text{ об/мин,} \quad (3.6)$$

где n'_{I_p} – приведенная частота вращения в расчетной точке.

Полученное значение частоты вращения округляема до стандартного ($n'_c = 125$ об/мин).

Приведенные частоты вращения соответствуют максимальному, расчетному и минимальному напорам:

$$n'_{I_{max}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_{min}}} = \frac{125 \cdot 6}{\sqrt{1,05 \cdot 25,7}} = 144,3 \text{ об/мин,} \quad (3.7)$$

$$n'_{I_p} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}} = \frac{125 \cdot 6}{\sqrt{1,05 \cdot 31,1}} = 131,2 \text{ об/мин,} \quad (3.8)$$

$$n'_{I \min} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_{\max}}} = \frac{125 \cdot 6}{\sqrt{1,05 \cdot 37,37}} = 119,7 \text{ об/мин.} \quad (3.9)$$

- Положение расчетной точки:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5}} = \frac{70,75 \cdot 10^3}{9,81 \cdot 6^2 \cdot 31,1^{1,5}} = 1,16. \quad (3.10)$$

Правая часть уравнения является постоянной. Левую часть определила подбором такой точки на линии $n'_{I p}$, чтобы произведение $Q'_I \cdot \eta_T$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

- Приведенные расходы:

$$Q'_{p \max} = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\min} \cdot \Delta}} = \frac{250}{2 \cdot 6^2 \cdot \sqrt{25,7 \cdot 1,05}} = 668, \quad (3.11)$$

$$Q'_{p \min} = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\max} \cdot \Delta}} = \frac{250}{2 \cdot 6^2 \cdot \sqrt{37,37 \cdot 1,05}} = 554. \quad (3.12)$$

В таблицах 3.2 и 3.3 представлены расчеты для нескольких стандартных диаметров турбин ПЛ 40а-В и ПЛ 40б-В соответственно.

Таблица 3.2 - Параметры гидротурбины ПЛ 40а-В

$D_1, \text{м}$	3,55	3,75	4	4,25	4,5	4,75	5	5,3	5,6	6
КПД	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,93
$N_{\text{агр}}, \text{МВт}$	31,1	34,7	39,5	44,6	50,0	55,7	61,7	69,4	77,4	88,9
$z'_a \text{ шт}$	9,1	8,2	7,2	6,3	5,7	5,1	4,6	4,1	3,7	3,2
$z_a \text{ шт}$	10	9	8	8	6	6	6	6	4	4
$N_{\text{агр}}, \text{МВт}$	28,30	31,44	35,38	35,38	47,17	47,17	47,17	47,17	70,75	70,75
$\Delta_1, \text{м}$	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
$n' c'$	200,8	190,1	178,3	167,9	158,6	150,3	142,8	134,8	127,6	119,1
$n_{\text{синх}}$	214,3	200,0	187,5	187,5	166,7	157,8	150,0	136,4	130,4	125,0
n'_p	133,4	131,5	131,5	139,6	131,4	131,3	131,3	126,5	127,8	131,2
n'_{\min}	121,7	120,0	119,9	127,4	119,9	119,7	119,8	115,4	116,6	119,7
$(Q' \cdot \eta)$	1,32	1,31	1,30	1,15	1,37	1,23	1,11	0,99	1,33	1,16
$(Q' \cdot \eta)$	1,00	1,00	0,99	0,87	1,04	0,93	0,84	0,75	1,01	0,88

Таблица 3.3 - Параметры гидротурбины ПЛ 40б-В

$D_1, \text{м}$	3,55	3,75	4	4,25	4,5	4,75	5	5,3	5,6	6	6,3
КПД	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,94	0,94	0,94	0,94
$N_{\text{агр}}, \text{МВт}$	30,1	33,5	38,2	43,1	48,3	53,8	59,6	67,0	74,8	85,9	94,7
$z'_a \text{ шт}$	9,4	8,4	7,4	6,6	5,9	5,3	4,7	4,2	3,8	3,3	3,0
$z_a \text{ шт}$	10	9	8	8	6	6	6	4	4	4	3

Окончание таблицы 3.3

$N_{\text{агр}}, \text{МВт}$	28,3	31,4	35,4	35,4	47,2	47,2	47,2	47,2	70,8	70,8	94,3
$\Delta_1, \text{м}$	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
$n'_{\text{с}}$	197,4	187,0	175,3	165,0	155,9	147,7	140,4	132,5	125,4	117,1	111,5
$n_{\text{синх}}$	200,0	187,5	187,5	166,7	157,8	150,0	150,0	136,4	130,4	120,0	115,4
$n'_{\text{макс}}$	137,1	135,7	144,7	136,7	136,9	137,4	144,6	139,3	140,7	138,7	140,0
n'_{p}	124,6	123,4	131,5	124,2	124,5	124,9	131,4	126,6	127,9	126,1	127,3
$n'_{\text{мин}}$	113,7	112,5	120,0	113,3	113,6	113,9	119,9	115,5	116,7	115,0	116,1
$(Q' \cdot \eta)$	1,32	1,31	1,30	1,15	1,37	1,23	1,11	0,99	1,33	1,16	1,40
$(Q' \cdot \eta)$	1,00	1,00	0,99	0,87	1,04	0,93	0,84	0,75	1,01	0,88	1,06

Для окончательного выбора турбины был проведен сравнительный анализ, приняв во внимание КПД турбины, количество гидроагрегатов, а также зону работы турбин (приложение В, рис. В.1 и В.2). Таким образом, турбина ПЛ 40б – В не принята в дальнейшее рассмотрение. Из представленных диаметров турбины ПЛ 40а – В, целесообразно выбрать рабочее колесо с диаметром $D_1 = 600$ см.

Для дальнейшего рассмотрения приняла турбину ПЛ 40а – В – 600, поскольку она имеет оптимальную зону работу, максимальный КПД и наименьшее количество агрегатов при максимальной мощности.

3.2 Определение отметки расположения рабочего колеса гидротурбины

Отметка расположения рабочего колеса определяется по следующей формуле:

$$\nabla Z_{\text{РК}} = Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) + H_S^{\text{доп}}, \quad (3.13)$$

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

Значение высоты отсасывания рассчитывается для наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев:

1. Работа гидроагрегата при максимальном напоре H_{max} и номинальной мощности $N_{\text{ном}}$;

2. Работа гидроагрегата при расчетном напоре H_p и номинальной мощности $N_{\text{ном}}$;

3. Работа гидроагрегата при минимальном напоре H_{min} и соответствующем значении мощности на линии ограничения.

Высота отсасывания рассчитывается по формуле:

$$H_S^{\text{доп}} = B - \frac{\nabla Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - \sigma \cdot H - \Delta H_s + \Delta Z_{x.\text{пл}}, \quad (3.14)$$

где $B = 10,33$ м вод. ст. – барометрическое давление;
 $\nabla Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ – отметка уровня нижнего бьефа при данном расходе;
 σ – коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике;
 ΔH_s – дополнительное заглубление рабочего колеса (для поворотно-лопастных (ПЛ) гидротурбин = 1,5 м);
 H – напор турбины;
 $\Delta Z_{x.\text{пл.}}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для ПЛ - турбин $\Delta Z_{x.\text{пл.}}=0$.

Высота отсасывания при максимальном напоре H_{\max} :

$$H_s = 10,33 + \frac{(519,96)}{900} - 0,26 \cdot 37,37 - 1,5 = -1,49 \text{ м};$$

Высота отсасывания при расчетном напоре H_p :

$$H_s = 10,33 + \frac{(520,33)}{900} - 0,42 \cdot 31,1 - 1,5 = -4,84 \text{ м};$$

Высота отсасывания при минимальном напоре H_{\min} :

$$H_s = 10,3 + \frac{(520,04)}{900} - 0,39 \cdot 25,7 - 1,5 = -1,80 \text{ м.}$$

Из полученных значений высот отсасывания H_s выбрали такое, которое обеспечивает бескавитационную работу во всех рассмотренных режимах работы, то есть наименьшее значение $H_s = -4,84$ м.

Отметка установки рабочего колеса рассчитывается по формуле (3.13):

$$\nabla Z_{\text{РК}} = 520,33 - 4,84 = 515,49 \text{ м.}$$

Таким образом, для дальнейшей работы принята турбина ПЛ 40а-В-600, которая имеет минимальную высоту отсасывания $H_s = -4,84$ м и отметку установки рабочего колеса $\nabla Z_{\text{Р.К.}} = 515,49$ м.

3.3 Гидромеханический расчет и построение плана бетонной спиральной камеры

По чертежу проточной части (приложение В, рис. В.3) определяем основные геометрические параметры гидротурбины:

- Наружный радиус входного сечения:

$$r_{ex} = 1,789 \cdot D_1 = 1,789 \cdot 6 = 10,73 \text{ м.} \quad (3.15)$$

- Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_a = 9,35 \text{ м,}$$

$$r_a = \frac{D_{hap}}{2} = 4,68 \text{ м.} \quad (3.16)$$

- Диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_b = 8,15 \text{ м;}$$

$$r_b = \frac{D_{bh}}{2} = 4,08 \text{ м.} \quad (3.17)$$

Высота статора:

$$B_{ct} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 2,4 + 0,0033 \cdot 6 = 2,42 \text{ м,} \quad (3.18)$$

где b_0 – высота направляющего аппарата.

Высота направляющего аппарата:

$$b_0 = 0,4 \cdot D_1 = 0,4 \cdot 6 = 2,4 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Полный расход через турбину при расчетных значениях напора и мощности:

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{onm}} = \frac{70750}{9,81 \cdot 31,1 \cdot 0,91} = 254,83 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.20)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_{bx} = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{254,83 \cdot 210}{360} = 148,65 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.21)$$

Определяется площадь входного поперечного сечения:

$$F_{bx} = \frac{Q_{bx}}{V} = \frac{148,65}{4,7} = 31,63 \text{ м}^2. \quad (3.22)$$

где V_{bx} – допустимая средняя скорость воды во входном сечении, равная 4,7 м/с.

Высота входного сечения $b_{\text{вх}}$ определяется из решения следующего уравнения:

$$F_{\text{вх}} = b_0(r_a - r_b) + (r_{\text{вх}} - r_a)b_{\text{вх}} - \frac{(b_{\text{вх}} - b_0)^2}{2} \tan 15^\circ. \quad (3.23)$$

Высота входного сечения равна $b_{\text{вх}} = 5,15$ м.

$$a_{\text{вх}} = r_{\text{вх}} - r_a = 10,73 - 4,68 = 6,06 \text{ м.} \quad (3.24)$$

Дальнейший расчет выполняется по формулам, представленным ниже, результаты сводятся в таблицу 3.4.

$$a_i = r_i - r_a; \quad (3.25)$$

$$m_i = k_2 \cdot a_i^2; \quad (3.26)$$

где $k_2 = \frac{m_{\text{вх}}}{a_{\text{вх}}^2};$

$$b_i = m_i + b_0; \quad (3.27)$$

$$r_k = r_a + m_i \cdot \operatorname{tg} 15. \quad (3.28)$$

Значение интеграла для любого сечения:

$$J_i = b_0 \cdot \ln \left(\frac{r_a}{r_b} \right) + b_i \ln \left(\frac{r_i}{r_a} \right) - r_k \cdot \operatorname{ctg} \gamma \cdot \ln \left(\frac{r_k}{r_a} \right) + m_i; \quad (3.29)$$

Угол спирали для любого сечения:

$$\varphi_i^0 = \frac{180}{J_{\text{вх}}} \cdot J_i; \quad (3.30)$$

Величина площади сечения:

$$F_i = b_0(r_a - r_b) + (r_i - r_a)b_i - \frac{(b_i - b_0)^2}{2} \operatorname{tg} 15^\circ. \quad (3.31)$$

Таблица 3.4 – Расчет бетонной спиральной камеры

Величина	Сечения					
	входное	1	2	3	4	5
r_i	10,73	10,13	9,52	8,92	8,31	7,71
a_i	6,06	5,45	4,85	4,24	3,64	3,03
b_i	5,15	4,88	4,60	4,33	4,05	3,78
r_k	5,41	5,34	5,26	5,19	5,12	5,04
r_k/r_a	1,16	1,14	1,13	1,11	1,09	1,08
$\ln(r_k/r_a)$	0,146	0,133	0,119	0,105	0,090	0,076
r_i/r_a	2,30	2,17	2,04	1,91	1,78	1,65
$\ln(r_i/r_a)$	0,831	0,773	0,712	0,646	0,576	0,500
$b \cdot \ln(r_i/r_a)$	4,28	3,77	3,27	2,79	2,33	1,89
$r_k \cdot \text{ctr } Y$	20,20	19,92	19,65	19,37	19,10	18,82
$r_k \cdot \text{ctr } Y \cdot \ln(r_k/r_a)$	2,96	2,64	2,33	2,03	1,73	1,43
m_i	2,75	2,48	2,20	1,93	1,65	1,38
J_i	4,40	3,93	3,47	3,02	2,59	2,16
φ_i	210	187	165	144	123	103

Продолжение таблицы 3.4

Величина	Сечения					
	6	7	8	9	10	вых
r_i	7,10	6,50	5,89	5,29	4,68	4,08
a_i	2,43	1,82	1,22	0,61	0,01	-0,60
b_i	3,50	3,23	2,95	2,68	2,40	2,13
r_k	4,97	4,90	4,82	4,75	4,68	4,60
r_k/r_a	1,06	1,05	1,03	1,02	1,00	0,98
$\ln(r_k/r_a)$	0,061	0,046	0,031	0,016	0,000	-0,016
r_i/r_a	1,52	1,39	1,26	1,13	1,00	0,87
$\ln(r_i/r_a)$	0,418	0,329	0,231	0,123	0,001	-0,137
$b \cdot \ln(r_i/r_a)$	1,46	1,06	0,68	0,33	0,00	-0,29
$r_k \cdot \text{ctr } Y$	18,55	18,27	18,00	17,72	17,45	17,17
$r_k \cdot \text{ctr } Y \cdot \ln(r_k/r_a)$	1,14	0,85	0,56	0,28	0,00	-0,27
m_i	1,10	0,83	0,55	0,28	0,00	-0,27
J_i	1,76	1,37	1,00	0,66	0,33	0,04
φ_i	84	65	48	31	16	2

По вычисленным выше данным строим график зависимости $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$ на рисунке 3.1.

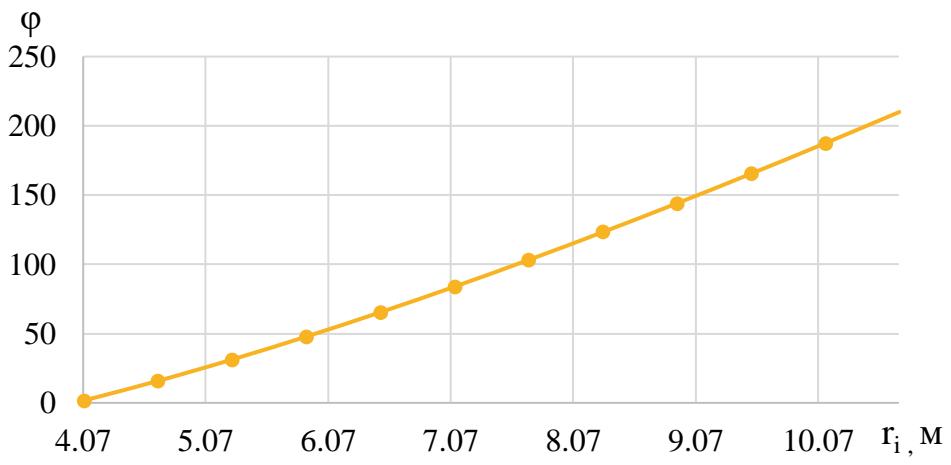


Рисунок 3.1 – Зависимость $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$

Ширина подвода определяется по формуле:

$$B' = 2,5 \cdot D_1 = 2,5 \cdot 6 = 15 \text{ м.} \quad (3.32)$$

Так как ширина подвода B' превышает 8 м, требуется установка промежуточного бычка, ширина которого:

$$b = 1 + \frac{Q_0}{400} = 1,6 \text{ м.} \quad (3.33)$$

Ширина подвода с учетом ширины бычка равна:

$$B = B' + b = 15 + 1,6 = 16,6 \text{ м.} \quad (3.34)$$

Разбиваем угол охвата спиральной камеры на 15^0 и строим план спирали (рис. 3.2).

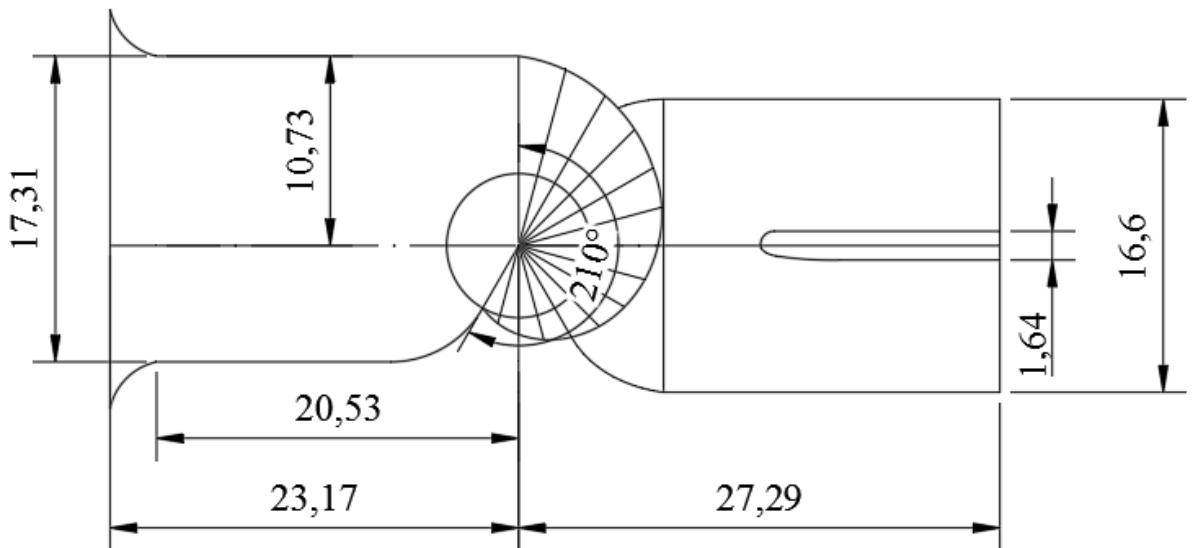


Рисунок 3.2 – План спиральной камеры

3.4 Выбор серийного типа генератора

Исходя из вычисленных ранее значений частоты вращения ($n_{\text{синх}} = 125$ об/мин) и мощности одного гидроагрегата ($N_a = 70,75$ МВт), подобрала генератор СВ-850/190-48 из справочных данных.

Параметры данного генератора приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Параметры выбранного генератора СВ-850/190-48

Обозначение	Единицы измерения	Значение
СВ-850/190-48		
$S_{\text{ном}}$	МВА	85,5
$P_{\text{ном}}$	МВт	72,5
$\cos\phi$		0,85
$U_{\text{ном}}$	кВ	13,8
$I_{\text{ном}}$	кА	3,58
$n_{\text{уг}}/n_{\text{ном}}$		1,89
x_d''	о.е.	0,23
x_d'	о.е.	0,32
x_d	о.е.	0,87
Система возбуждения	Электромашинная	
КПД	%	97,5
Масса ротора	т	325
Масса общая	т	660
Диаметр статора	мм	9800
Диаметр ротора	мм	7784
Исполнение	Подвесное	

3.5 Расчет вала и подшипников гидротурбины

1) Расчет вала на прочность

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{kp}}{[\tau_{\text{доп}}]} \right)^{0,33}, \quad (3.35)$$

где $[\tau_{\text{доп}}] = 30 - 35$ МПа.

Крутящий момент:

$$M_{kp} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{\text{синх}}} = \frac{0,00974 \cdot 70750}{125} = 5,51 \text{ МПа}; \quad (3.36)$$

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{kp}}{[\tau_{\text{доп}}]} \right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{5,51}{30} \right)^{0,33} = 0,979 \text{ м} = 979 \text{ мм}.$$

Полученное значение диаметра округлило до стандартизированного.
Принимаем $D_6 = 1000$ мм.

2) Расчет подшипника

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{\text{рад}} = 0,8 \cdot \left(\frac{N}{n_{\text{сих}} \cdot D_1} \right) = \frac{0,8 \cdot 70750}{125 \cdot 6} = 75,47 \text{ кН.} \quad (3.37)$$

Диаметр вала под подшипником d_n , с учетом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше D_6 , принимаем $d_n=1015$ мм.

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_n \cdot h_n} \leq [p_{\text{уд}}], \text{ кПа,} \quad (3.38)$$

где h_n принимается 400 мм.

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot U; \quad (3.39)$$

$$U = \pi \cdot n_{\text{сих}} \cdot \frac{d_n}{30}. \quad (3.40)$$

$$p_{y\delta} = \frac{75,47}{1,015 \cdot 0,4} = 185,88 \text{ кПа;}$$

$$U = 3,14 \cdot 125 \cdot \frac{1,015}{30} = 13,28 \frac{\text{м}}{\text{с}};$$

$$[p_{y\delta}] = 29 \cdot 13,28 = 385,11 \text{ кПа.}$$

Условие $p_{y\delta} \leq [p_{y\delta}]$ соблюдается.

1) Расчет сегментного подшипника

$$h_n = 400 \text{ мм;}$$

$$Z_{\text{сегм}} = 8.$$

Определяем усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1 + 2 \cdot \cos a + 2 \cos(2a)}, \quad (3.41)$$

$$\text{где } a = \frac{360}{Z_{\text{сегм}}}.$$

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{y\partial} = \frac{R_{p\partial}}{l_{сегм} \cdot h_n} \leq [p_{y\partial}]; \quad (3.42)$$

$$l_{сегм} = (0,85 - 0,90)\pi \cdot \frac{d_n}{Z_{сегм}}; \quad (3.43)$$

$$[p_{y\partial}] = 50 \cdot U. \quad (3.44)$$

Результаты расчета сведены в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Расчет сегментного подшипника

Радиальная сила на рабочем колесе	$R_{рад}$, кН	75,47
Число и высота сегментов	h_n , мм	400
	$Z_{сегм}$	8
Центральный угол расположения сегментов	α	45
Усилие на наиболее загруженный сегмент	R_1 , кН	65,37
Диаметр вала под подшипником	d_n , м	1,015
Удельная нагрузка на сегмент	$\rho_{уд}$, кПа	525,93
Длина сегмента в окружном направлении	$l_{сегм}$	0,36
Допускаемое	$[p_{y\partial}]$	690

В рассмотренных случаях требуемое условие $p_{y\partial} \leq [p_{y\partial}]$ соблюдается, для дальнейшего рассмотрения выбираем сегментный подшипник.

3.6 Выбор маслонапорной установки

По номограмме [4] определила тип маслонапорной установки МНУ10/1-40-12,5-2:

10 - объем гидроаккумулятора;

1 - количество гидроаккумуляторов;

40 - сосуд, рассчитанный на давление 40 кгс/см²;

12,5 – вместительность сливного бака в м³;

2 - количество насосов.

Габаритные размеры маслонапорной установки определяются объемом масловоздушного котла, зависящего от суммарного числа сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

3.7 Выбор электрогидравлического регулятора

По справочным данным [4] определяется тип ЭГР.

Турбина поворотно-лопастная (ПЛ 40а – В – 600), выбираем ЭГРК (для гидроагрегата с двумя регулирующими органами). Диаметр золотника был принят равным 100 мм.

В качестве регулятора приняла ЭГРК-МП-100-4.

4 Электрическая часть гидроэлектростанции

4.1 Выбор главной схемы электрических соединений

От выбора схемы электрических соединений зависит надежность работы электроустановок, ее экономичность, оперативная гибкость, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность дальнейшего расширения.

В Бурятской энергосистеме присутствуют подстанции 110 кВ, 220 кВ. Расстояние до ближайшей подстанции "Северобайкальская", напряжением 220 кВ, 70,5 км.

Для дальнейшего рассмотрения принимаются две схемы: с одиночными блоками и укрупненными блоками.

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.2.1 Выбор синхронных генераторов

По выполненным ранее расчетам выбираем синхронный генератор СВ-850/190-48 производства НПО «ЭЛСИБ» [5].

Паспортные данные генератора СВ-850/190-48 представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные генератора СВ-850/190-48

Номинальная мощность, МВ·А		U _{Г ном} , кВ	cos φ _{Г,о.е.}	η	Индуктивные сопротивления		
S _{Г ном}	P _{Г ном}				x _d ^{''}	x _d [']	x _d
85,5	72,5	13,8	0,85	97,5	0,23	0,32	0,87

4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схем с одиночным блоком

Нагрузка собственных нужд находится по формуле:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = \frac{72,5 - 72,5 \cdot 0,01}{0,85} = 84,44 \text{ МВ·А}, \quad (4.1)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" [6] выбираем трансформатор ТДЦ-125000/220-У1. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2– Каталожные данные трансформатора ТДЦ–125000/220-У1

S _{ном} , МВА	U _H , кВ		U _K , %	ΔP _K , кВт	ΔP _{xx} , кВт	I _x , %
	U _{BH}	U _{HH}				
125	242	13,8	11	380	90	0,550

Для оценки электрический потерь необходимо определить время максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок T_{max}.

Время максимальных потерь:

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

Время работы блока в течение года находим по формуле:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_B = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч,} \quad (4.3)$$

где $\mu = 1$ – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;
 $T_{\text{пл}} = 30$ – время плановых простоев блока в течение года, ч;
 $\omega = 0,025$ – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;
 $T_B = 60$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч.

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_T \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,09 \cdot 8729 = 785,61 \text{ МВт} \cdot \text{ч,} \quad (4.4)$$

где n_T – количество параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{T_{\text{ном}}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,380}{1} \cdot \left(\frac{81,96}{125} \right)^2 \cdot 2405 = 392,9 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.5)$$

Издержки на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{\text{пот}} = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{хх}} + \beta_2 \cdot \Delta W_H; \quad (4.6)$$

$$\beta_1 = 0,6 \cdot 10^{-2} \text{ тыс. руб.}/(\text{МВт} \cdot \text{ч});$$

$$\beta_2 = 0,9 \cdot 10^{-2} \text{ тыс. руб.}/(\text{МВт} \cdot \text{ч}).$$

Подставляя необходимые значения в формулу (4.6), находим издержки на потери электрической энергии для одного трансформатора блока 220 кВ:

$$I_{\text{пот}}^{220} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 785,61 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 392,9 = 8,25 \text{ тыс. руб./год.}$$

Для четырех трансформаторов:

$$I_{\text{пот}}^{220} = 4 \cdot 8,25 = 33,0 \text{ тыс. руб./год.}$$

4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком

Нагрузка собственных нужд для схемы с укрупненным блоком:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{(P_{\Gamma \text{ном}} - P_{\text{с.н.}})}{\cos \varphi_{\Gamma}} = 2 \cdot \frac{(72,5 - 72,5 \cdot 0,01)}{0,85} = 168,88 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.7)$$

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" [6] выбираем трансформатор ТДЦ-200000/220-У1. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ-200000/220-У1

S _{ном} , МВА	U _H , кВ		U _K , %	ΔP _K , кВт	ΔP _{xx} , кВт	I _x , %
	U _{BH}	U _{HH}				
200	242	13,8	11	580	90	0,4

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок T_{max} и время максимальных потерь τ.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2405 \frac{\text{ч}}{\text{год}}. \quad (4.8)$$

Время работы укрупненного блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_B = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч}, \quad (4.9)$$

где $\mu = 1$ – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;
 $T_{\text{пл}} = 30$ – время плановых простоев блока в течение года, ч;
 $\omega = 0,025$ – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;
 $T_B = 60$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч.

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_T \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 2 \cdot 0,9 \cdot 8729 = 15712,2 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.10)$$

где n_T – количество параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{T \text{ hom}}} \right)^2 \cdot \tau; \quad (4.11)$$

$$\Delta W_H = \frac{0,580}{1} \cdot \left(\frac{163,92}{200} \right)^2 \cdot 2405 = 937,02 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Издержки на потери электрической энергии для четырех трансформатора:

$$I_{\text{пот}} = \beta_1 \cdot \Delta W_{xx} + \beta_2 \cdot \Delta W_H, \quad (4.12)$$

$$\beta_1 = 0,6 \cdot 10^{-2} \text{ тыс. руб.}/(\text{МВт} \cdot \text{ч});$$

$$\beta_2 = 0,9 \cdot 10^{-2} \text{ тыс. руб.}/(\text{МВт} \cdot \text{ч}).$$

Подставляя необходимые значения в (4.12), находим величину издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора блока 220 кВ:

$$I_{\text{пот}}^{220} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 15712,2 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 937,02 = 102,71 \text{ тыс. руб./год.}$$

Для двух блоков соответственно:

$$I_{\text{пот}}^{220} = 2 \cdot 102,71 = 205,42 \text{ тыс. руб./год.}$$

4.2.4 Выбор трансформаторов собственных нужд

Вследствие того, что количество и мощность трансформаторов одинакова в обеих схемах, выбираем одинаковые трансформаторы собственных нужд.

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет (1-2)% от установленной мощность станции:

$$S_{c.n.} = 0,01 \cdot S_{\text{уст}} = 0,01 \cdot 283 = 2830 \text{ кВ} \cdot \text{А.} \quad (4.13)$$

Согласно Технической политике «РусГидро», «... в распределительной сети до 35 кВ включительно, как правило, должны применяться трансформаторы с сухой изоляцией». Также, должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания.

По каталогу АО «Группа «СВЭЛ»» [7] подобраны 3 трансформатора ТСЗ-3200/20, стоимостью каждый 1589 тыс. рублей. Каталожные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4— Каталожные данные трансформатора ТСЗ 3200/20

S _{hom} , МВ·А	U _H , кВ		U _K , %	I _{xx} , %
	U _{BH}	U _{HH}		
3,2	20	0,4	6	0,3

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

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\text{сн}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi} = \frac{283 - 0,01 \cdot 283}{0,85} = 329,61 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.14)$$

Количество отходящих воздушных линий напряжением 220 кВ:

$$n_L = \frac{S_{\text{сн}}}{K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos\varphi_c} + 1 = \frac{329,61}{(1,2 \cdot 135 / 0,85)} + 1 = 3. \quad (4.15)$$

где K – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП, при напряжении 220 кВ – $K=1,2$;

$P_{\text{нат}}$ – натуральная мощность ВЛ для номинального напряжения 220 кВ, равна 135 МВт;

$\cos\varphi_c$ –коэффициент мощности, равный 0,85.

Рабочий ток рассчитываем по формуле:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_L \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{329,61}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,288 \text{ кА.} \quad (4.16)$$

Расчетный ток ВЛ напряжением 220 кВ равен:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,1 \cdot 0,288 = 0,331 \text{ А,} \quad (4.17)$$

где α_i –коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки, равный 1,05;

α_T –коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации, равный 1,1.

Для линии напряжением 220кВ выбираем провод марки АС – 240/32.

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

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_L - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{329,61}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,433 \text{ А.} \quad (4.18)$$

Должно выполняться следующее условие:

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}; \quad (4.19)$$

$$605 \text{ кА} > 433 \text{ кА.}$$

Следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.
Параметры провода АС–240/32 приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Параметры провода марки АС–240/32

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

4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и ячеек распределительного устройства (РУ) высшего напряжения.

Капиталовложения можно оценить по формуле:

$$K = n \cdot K_T + m \cdot K_{T_{c.h.}} + t \cdot K_{opy}, \quad (4.20)$$

где K_T – стоимость силового трансформаторов (25970 тыс. руб.);
 $K_{T_{c.h.}}$ – стоимость трансформатора собственных нужд (1900 тыс. руб.);
 K_{opy} – стоимость ячейки ОРУ;
 n – число силовых трансформаторов;
 m – число трансформатора собственных нужд;
 t – количество ячеек ОРУ.

Стоимость ячейки ОРУ принимается $K_{opy} = 15$ млн. рублей.

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком определяем по формуле:

$$K_1 = 4 \cdot 25970 + 1900 + 9 \cdot 15000 = 240780 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными блоками определяем по формуле:

$$K_2 = 2 \cdot 68715 + 1900 + 7 \cdot 15000 = 244330 \text{ тыс. руб.}$$

Вариант, у которого будет наименьшее значение приведенных затрат, является наиболее экономичным.

Значение полных приведенных затрат рассчитываем о формуле:

$$Z_i = E_h \cdot K_i + I_i, \quad (4.21)$$

где E_h – нормативный коэффициент, равный 0,15.

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 240780 + 33 = 36150 \text{ тыс. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненными блоками:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 244330 + 205,42 = 36854,92 \text{ тыс. руб.}$$

Разница между затратами для схемы с одиночным блоком и укрупненным блоком рассчитывается по формуле:

$$P = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2} \cdot 100\% = \frac{36854,92 - 36150}{36854,92} \cdot 100\% = 1,91\%. \quad (4.22)$$

4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений распределительного устройства напряжением 220 кВ равно 7. Среди них 3 воздушных линии электропередач 220 кВ и 4 блока.

При данном числе присоединений, а также для данного класса напряжения распределительного устройства выбираем вариант с двумя рабочими и одной обходной системой шин [8]. Выбранная схема РУ – 220 кВ представлена на рисунке 4.1.

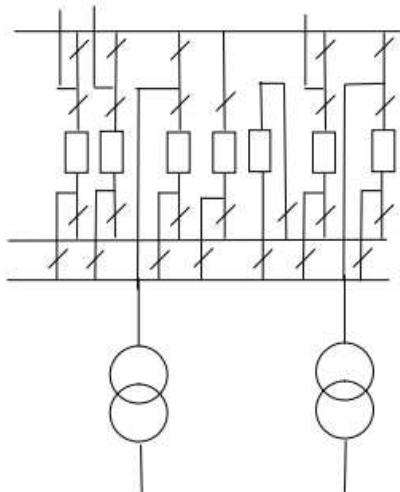


Рисунок 4.1 – Схема РУ высшего напряжения 220 кВ: 2 СШ с ОСШ

4.6 Расчет токов трехфазного и однофазного замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin

4.6.1 Расчет исходных данных

Параметры гидрогенератора:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = 0,23 \cdot \frac{13,8^2}{85,5} = 0,79 \text{ Ом}; \quad (4.23)$$

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{\Gamma}}{\omega \cdot T_{\Gamma}} = \frac{0,79}{314,16 \cdot 0,045} = 0,056 \text{ Ом},$$

где x_d'' – сверхпереходное продольное сопротивление генератора;
 T_{Γ} – постоянная времени для гидрогенератора, равная 0,045 с.
Значение сверхпереходной ЭДС генератора:

$$E_{\Gamma} = E_*'' \cdot U_6 = 1,13 \cdot 13,8 = 15,59 \text{ кВ}. \quad (4.24)$$

Индуктивное и активное сопротивление трансформатора:

$$x_T = \frac{U_{K9} \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 125} = 51,54 \text{ Ом}; \quad (4.25)$$

$$r_T = \Delta P_k \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{\text{ном}}^2} = 0,38 \cdot \frac{242^2}{125^2} = 1,42 \text{ Ом}. \quad (4.26)$$

Индуктивное и активное сопротивление системы:

$$x_C = \frac{U_6^2}{S_{k3}} = \frac{230^2}{150} = 352,67 \text{ Ом}; \quad (4.27)$$

$$r_C = \frac{x_C}{T_{a,C} \cdot \omega} = \frac{352,67}{0,035 \cdot 314} = 32,09 \text{ Ом}. \quad (4.28)$$

Сопротивления воздушной линии напряжением 220 кВ с энергосистемой:

$$r_L = r_{0,yd} \cdot l = 0,121 \cdot 90 = 10,89 \text{ Ом}; \quad (4.29)$$

$$x_L = x_{0,yd} \cdot l = 0,435 \cdot 70,5 = 30,67 \text{ Ом}. \quad (4.30)$$

ЭДС энергосистемы определяем по формуле:

$$E_C = E_{*C} \cdot U_6 = 1,0 \cdot 230 = 230 \text{ кВ}. \quad (4.31)$$

Коэффициент трансформации равен:

$$k_T = \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = \frac{13,8}{242} = 0,057. \quad (4.32)$$

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

На рисунках 4.2, 4.3 и 4.4 представлены исходные данные из таблиц программы «RastrWin», необходимые для расчета, а на рисунках 4.5, 4.6 и 4.7 представлены результаты расчета.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1				у	1	г1		14
2				у	2	г2		14
3				у	3	г3		14
4				у	4	г4		14
5				у	5	блок1		14
6				у	6	блок2		14
7				у	7	блок3		14
8				у	8	блок4		14
9				у	9	ору		230
10				у	10	система		230

Рисунок 4.2 – Исходные данные по узлам

Узлы/Несим/Ид												Ветви/Несим/Ид		Генератор/Несим		Состав/Несим	
	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	Kt/i	Kt/r		
1			Выкл		Выкл	1	5		г1 - блок 1								
2			Выкл		Выкл	2	6		г2 - блок 2								
3			Выкл		Выкл	3	7		г3 - блок 3								
4			Выкл		Выкл	4	8		г4 - блок 4								
5			Тр-р		Тр-р	5	9		блок 1 - ору	1,42	51,54					0,057	
6			Тр-р		Тр-р	6	9		блок 2 - ору	1,42	51,54					0,057	
7			Тр-р		Тр-р	7	9		блок 3 - ору	1,42	51,54					0,057	
8			Тр-р		Тр-р	8	9		блок 4 - ору	1,42	51,54					0,057	
9			ЛЭП		Выкл	9	10		ору - система	10,89	30,67						
10			ЛЭП		Выкл	9	10		ору - система	10,89	30,67						
11			ЛЭП		Выкл	9	10		ору - система	10,89	30,67						

Рисунок 4.3 – Исходные данные по ветвям

Узлы/Несим/Ид												Ветви/Несим/Ид		Генератор/Несим		Состав/Несим	
	S	s0	Nагр	Название		N узла	r	x	r2	X2	r0	x0	E				
1			1	генер1		1	0,056	0,790	0,056	0,79	0,056	0,79	15,590				
2			2	генер2		2	0,056	0,790	0,056	0,79	0,056	0,79	15,590				
3			3	генер3		3	0,056	0,790	0,056	0,79	0,056	0,79	15,590				
4			4	генер4		4	0,056	0,790	0,056	0,79	0,056	0,79	15,590				
5			5	система		10	32,090	352,667	32,090	352,67	32,090	352,67	230,000				

Рисунок 4.4 - Исходные данные по генераторам

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1
1		1		1ф	9			6,1678	-88,25

Рисунок 4.5 – Результат расчетов токов для однофазного КЗ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1
1		1		3ф	1			11,5006	-85,97

Рисунок 4.6 – Результат расчетов токов трехфазного КЗ на генераторе

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1
1		1		3ф	9			12,4288	-88,27

Рисунок 4.7 – Результат расчетов токов трехфазного КЗ на ОРУ

В таблице 4.6 приведены результаты расчетов в точках КЗ.

Таблица 4.6 – Место короткого замыкания и результаты расчета в точках КЗ

Тип КЗ	П1	I _{п.0} , кА	i _{уд} , кА
1ф	9	18,48	47,04
3ф	1	11,5	29,27
3ф	9	12,43	31,64

4.7 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима

Наибольший расчетный ток генератора определяется при работе с номинальной мощностью и сниженном на 5% напряжении:

$$I_{\Gamma, \text{раб max}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\Gamma, \text{ном}}} = 1,05 \cdot \frac{85,5}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 3,756 \text{ кА.} \quad (4.33)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{раб max(РУВН)}} = \frac{S_{\Gamma, \text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\Gamma, \text{ном}}} = \frac{85,5}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,204 \text{ кА.} \quad (4.34)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой напряжением 220кВ:

$$I_{\text{раб.}max} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{342}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,299 \text{ кА.} \quad (4.35)$$

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

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{342}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,449 \text{ кА.} \quad (4.36)$$

4.8 Выбор выключателей и разъединителей

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.с}}; \quad (4.37)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.}max}; \quad (4.38)$$

$$B_{\text{k,норм}} \geq B_{\text{k,расч}}. \quad (4.39)$$

Используя каталог производителя АО ВО «Электроаппарат» [9] для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ-20 и разъединитель РВПЗ-2-20/12500Н УЗ. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-20	Разъединитель РВПЗ-2-20/12500Н УЗ
$U_{\text{сети ном}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\Gamma,\text{раб}} = 3756 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 5000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 12500 \text{ А}$
$I_{n0} = 11,5 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 410 \text{ кА}$
$i_y = 29,27 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 161 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 160 \text{ кА}$
$B_{\text{k,расч}} = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{пз}}) =$ $= 11,5^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 5,29 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{k,ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{k,ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 160^2 \cdot 3 = 16800 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
В цепи статора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
В цепи ротора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
Синхронизатор	AC-М3	RS485	0,5	10
Сумма				$\Sigma = 26 \text{ В·А}$

Выбран производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ» [10], микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3. Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации.

Выбран отечественный анализатор, производимый фирмой ООО «Промсвязькомплект» [11] АПКЭ-1; предназначен для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ.

Прибор автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии и сопоставляет с нормативными значениями, что позволяет отслеживать отклонения от нормативных параметров, а следовательно – предотвращать аварийные ситуации и существенно сократить эксплуатационные расходы на ремонт оборудования, обеспечив его работоспособность, надежность и долговечность. Подключение к сети напряжением выше 0,4 кВ производится через измерительный трансформатор напряжения.

4.9 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбираем трансформатор тока ТШ-20. Производитель ОАО ВО «Электроаппарат» [9]. Проверка трансформатора тока ТШ-20 представлена в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Проверка трансформатора тока ТШ-20

Параметры	Расчетные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma,\text{раб}} = 3756 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 8000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения НОЛ-СЭЩ 20. Производитель ЗАО «ГК «Электрощит»-ТМ Самара» [12]. Параметры трансформатора напряжения НОЛ-СЭЩ-20 представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчетные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 13,8 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН – П1-15/18/10/2УХЛ1 фирмы ЗАО «ЗЭТО» [13].

4.10 Выбор параметров ОРУ

4.10.1 Выбор выключателей и разъединителей

Используя каталог производителя АО «УЭТМ» [14] выбираем элегазовый баковый выключатель ВЭБ-220 и разъединитель РПД-220/1250 УХЛ1.

Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВЭБ-220	Разъединитель РПД-220/1250 УХЛ1
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 449 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$
$I_{n0} = 12,43 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 25 \text{ кА}$
$i_y = 31,64 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 64 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{пз}}) =$ $= 12,43^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 6,18 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8

4.10.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выключатель ВЭБ-220 укомплектован трансформатором тока ТВГ-220. Производитель АО «УЭТМ» [14]. Проверка трансформатора тока ТВ-220-2000/5 представлена в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчетные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб max}} = 449 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$

Выбираем трансформатор напряжения ЗНОГ-220-У1. Производитель ФГУП «ПО МЗ Молния» [15]. Параметры трансформатора напряжения ЗНОГ-220 –У1 представлены в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Выбор трансформатора напряжения

Параметры	Расчетные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$

В ОРУ напряжением 220 кВ устанавливаем со стороны высшего напряжения ОПН-П-220 УХЛ1 фирмы ЗАО «ЗЭТО» [13].

5 Устройства релейной защиты и автоматики

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

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

5.1 Перечень защит основного оборудования

Согласно действующим «Правилам устройства электроустановок», в соответствии с мощностью генератора, принимаем к установке следующие виды защит:

- Защиты генератора СВ-850/190-48:
 - Продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
 - Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора;
 - Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
 - Защита от повышения напряжения;
 - Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
 - Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
 - Защита от симметричных перегрузок статора;
 - Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
 - Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
 - Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.
- Защита силового трансформатора ТДЦ 125000/220-У:
 - Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
 - Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (дифференциальная защита нулевой последовательности);
 - Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю сети 220кВ;
 - Резервная максимальная токовая защита;
 - Защита от замыканий на землю на 13,8кВ трансформатора блока;
 - Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
 - Реле тока охлаждения трансформатора блока – защита от потери охлаждения;

- Защиты ВЛ напряжением 220кВ:
 - Дифференциально-фазная высокочастотная защита (от всех видов КЗ);
 - Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
 - 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю;
 - Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);
 - УРОВ 220кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220кВ).
- Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:
 - Дифференциальная защита от всех коротких замыканий;
 - Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
 - Защита от перегрузки;
 - Реле тока охлаждения.

5.2 Расчет номинальных токов

Номинальный ток генератора определяем по формуле:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{P_{\text{ном}}/\cos\varphi}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{72,5 \cdot 10^3 / 0,85}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 3568,45 \text{ A}, \quad (5.1)$$

где $P_{\text{ном}}$ – номинальная активная мощность генератора;

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности генератора;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение генератора.

Номинальный ток генератора, приведенный к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{I_{\text{нг}}^{(1)} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}} = \frac{3568,45 \cdot 1}{4000/5} = 4,46 \text{ A}, \quad (5.2)$$

где $I_{\text{нг}}^{(1)}$ – номинальная ток генератора, А;

$K_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы;

$K_{\text{тт}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Выбираем генератор возбуждения, для чего производим следующий расчет номинального тока и мощности:

$$I_{\text{ном,рот}}^{(1)} = \frac{I_{\text{ном,рот}}}{1,2255} = \frac{1215}{1,2255} = 991,43 \text{ A}, \quad (5.3)$$

где $I_{\text{ном,рот}}$ – номинальный ток ротора, А.

$$S_{\text{ном,вг1}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{ном,рот}}^{(1)} \cdot U_{\text{ном,рот}} = \sqrt{3} \cdot 991,43 \cdot 285 = 489,4 \text{ кВА}, \quad (5.4)$$

где $U_{\text{ном,рот}}$ – номинальное напряжение ротора, В;

$I_{\text{ном,рот}}^{(1)}$ – номинальный ток ротора, (формула 5.3).

Принимаем генератор возбуждения мощностью 500 кВА.

Пересчет тока генератора возбуждения:

$$I_{\text{ном,2}} = \frac{S_{\text{ном,вг1}}}{U_{\text{ном,рот}}} = \frac{500}{285} = 1754,39 \text{ A}, \quad (5.5)$$

где $S_{\text{ном,вг1}}$ – номинальная мощность генератора возбуждения, кВА.

$$I_{\text{ном,рот2}} = \frac{I_{\text{ном,2}}}{K_{\text{тт}}} = \frac{1754,39}{2000/5} = 4,39 \text{ A}, \quad (5.6)$$

где $I_{\text{ном,2}}$ – номинальный ток генератора возбуждения, А;

$K_{\text{тт}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

5.3 Описание защит и расчет их уставок

5.3.1 Продольная дифференциальная защита

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

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

Номинальный ток генератора : $I_{\text{ном.}} = 3568,45 \text{ A}$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{\text{тт}} = 4000/5 \text{ A}$.

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

Ток небаланса номинального режима:

$$I_{\text{нб(н)}} = K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{ном.}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{ном.}} = 0,05 \cdot I_{\text{ном.}}, \quad (5.7)$$

где $K_{\text{одн}} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока,
 $f_i = 0,1$ – относительная погрешность трансформатора тока.

$$I_{\text{нб(н)}} = 0,05 \cdot 3568,45 = 178,42 \text{ A}.$$

Уставка выбирается из следующего условия:

$$I_{\text{ср.0}} \geq K_H \cdot I_{\text{нб(н)}}, \quad (5.8)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;

$I_{\text{нб(н)}}$ – ток небаланса, А.

$$I_{\text{ср.0}} \geq 356,84 \text{ А.}$$

Принимаем уставку:

$$I_{\text{ср.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{ном.}} = 0,15 \cdot 3568,45 = 535,27 \text{ А.} \quad (5.9)$$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании находим по формуле:

$$I_{\text{нб(кз)}} = K_{\text{ап}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{макс.}}, \quad (5.10)$$

где $K_{\text{ап}}$ – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей, равный 2;

$I_{\text{макс.}}$ – максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения.

Максимальный ток в линейных выводах трансформатора тока при внешнем трехфазном коротком замыкании:

$$I_{\text{макс.}} = \frac{E''_r}{x''_d} \cdot I_{\text{ном.}} = \frac{1}{0,23} \cdot 3568,45 = 15515 \text{ А,} \quad (5.11)$$

где E''_r – сверхпереходное ЭДС генератора, равное 1;

x''_d – сверхпереходное сопротивление генератора.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании:

$$I_{\text{нб(кз)}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 15515 = 1551,5 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения определяется из следующего условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{нб(кз)}} \cdot K_h}{I_T}, \quad (5.12)$$

где K_h – коэффициент надежности, равный 2;

I_T – ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора;

$I_{\text{нб(кз)}}$ – максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании.

$$K_T > \frac{1551,5 \cdot 2}{15515};$$

$$K_T > 0,2.$$

Принимаем коэффициент торможения $K_T = 0,35$.

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

Уставка начального торможения:

$$I_{HT} = \frac{I_{*cp}}{K_T} = \frac{0,15}{0,35} = 0,43, \quad (5.13)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*cp}}{K_T}; \quad (5.14)$$

$$B \geq 0,43.$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

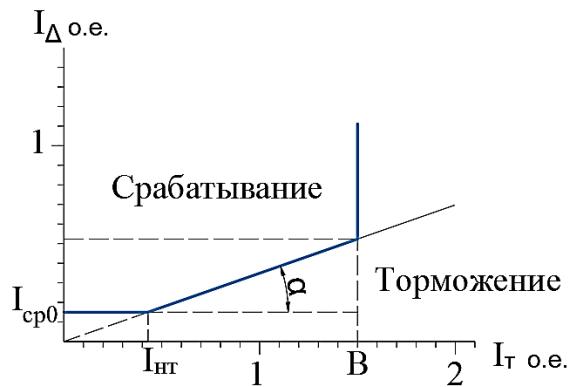


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.3.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_n (U_0))

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

Напряжение срабатывания органа основной гармоники выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора блока ($U_{0\text{ эл.ст.}}$) при коротком замыкании на землю на стороне ВН. Расчет $U_{0\text{ эл.ст.}}$ выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями.

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

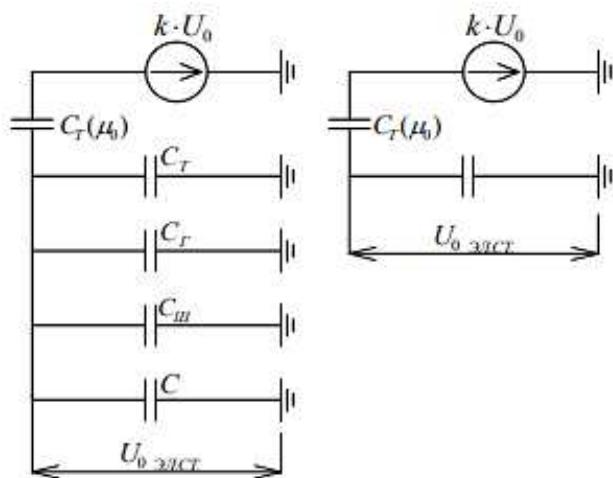


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

C_T – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю, принимается равной 0,82 мкФ/фазу;

C_T – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю, принимается равной 0,00733 мкФ/фазу;

$C_{Ш}$ – емкость шинопровода по отношению к земле, принимается равной 0,008 мкФ/фазу;

C – емкость генераторного выключателя со стороны трансформатора, принимается равной 0,35 мкФ/фазу.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_{\Gamma} + C_{\mathrm{T}} + C_{\mathrm{ш}} + C_{\mathrm{вг}}, \quad (5.15)$$

$$C_{\Sigma} = 0,82 + 0,00733 + 0,008 + 0,35 = 1,185 \text{ мкФ/фазу.}$$

Суммарный емкостной ток сети напряжением 13,8 кВ:

$$I_c = 1,73 \cdot U_{\mathrm{L}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 314 \cdot 1,185 = 8,88 \text{ А}, \quad (5.16)$$

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

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

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

$C_{\mathrm{T}}(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, равная $0,012 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$;

U_0 – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора.

Напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне ВН трансформатора:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\mathrm{ном ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ.} \quad (5.18)$$

Тогда напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне высшего напряжения 220 кВ:

$$U_{0 \text{ эл.ст.}} = 0,5 \cdot 46570 \cdot \frac{0,012}{0,012+1,185} = 233,43 \text{ В.} \quad (5.19)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из следующего выражения:

$$U_{\mathrm{cp}} \geq \frac{K_h}{K_b} \cdot \frac{1}{n_{\mathrm{TH}}} \cdot U_{0 \text{ эл.ст.}}; \quad (5.20)$$

$$U_{\mathrm{cp}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1 \cdot 233,43}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}};$$

$$U_{cp} \geq 1,54 \text{ В},$$

где $K_H = 1,5$ – коэффициент надежности;
 n_{TH} – коэффициент трансформации ТН;
 $K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

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

Принимаем следующие уставки:

- U_{01G} с уставкой 5 В с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал;
- U_{0G} с уставкой 15 В и выдержкой времени 0,5с с действием на отключение выключателя генератора, гашение полей гидрогенератора и выключателя, останов турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,2 + 2} = 0,313 \text{ о. е.} \quad (5.21)$$

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

Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение генераторного выключателя, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

5.3.3 Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>)

Уставка защиты U2> выбирается по следующей формуле:

$$U_{cp2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.22)$$

2) В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган U1> с уставкой $1,2 \cdot U_H$, предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки. Орган U1> вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка U1> рассчитывается таким образом:

$$U_{cp1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.23)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 220 кВ принимается минимальной и равной $0,09 \cdot I_{\text{H}}$.

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

5.3.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2)

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

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

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

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;

I_{H} – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

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

где A – параметр, заданный заводом-изготовителем, равный 20.

Защита содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган ($I_{2\text{сигн}}$) срабатывающий при увеличении тока I_2 выше значения уставки срабатывания с независимой выдержкой времени (действует на сигнал). Принимаем уставку сигнального органа:

$$I_{*2\text{сигн}} = 0,07;$$

$$I_{2\text{сигн}} = 0,07 \cdot I_{\text{H}}. \quad (5.26)$$

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

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.27)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.28)$$

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

$$I_{2\text{пуск}} = 0,15 \cdot I_H. \quad (5.29)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока:

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

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

$$t_{\text{cp}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (5.30)$$

$$A_{\text{ио}} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{cp}}. \quad (5.31)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

Харктеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2) представлена на рисунке 5.3.

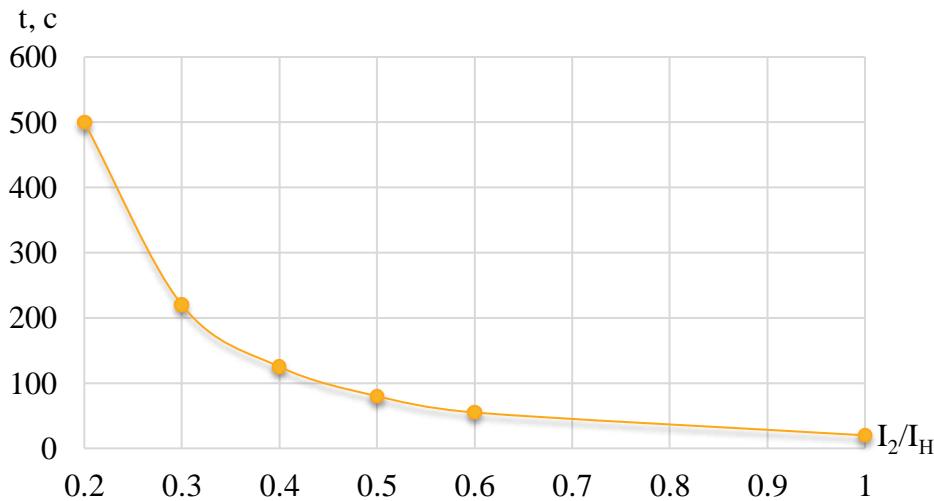


Рисунок 5.3- Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

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

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

Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ($t_{\text{охл}} = 100\text{с}$).

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1. Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;

2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на отходящих воздушных линиях;

3. Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами воздушных линий.

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

По второму условию:

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

$$I^{* \text{ 2C.3.}} \leq \frac{I_2^{(2)} \text{ мин}}{K_q} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_d''_{\text{ВН}} + X_t + X_n)}, \quad (5.32)$$

$$I^*_{2C.3.} \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (70,73 + 0,094 + 0,05)} = 0,0054267 \text{ о.е.},$$

где X_g – сопротивление обратной последовательности генератора;
 X_t – сопротивление трансформатора в относительных единицах;
 X_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси.

$$X^*_{\text{л}} = X_{\text{л}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 30,67 \cdot \frac{85,5}{230^2} = 0,05 \text{ о.е.}, \quad (5.33)$$

$$X''_{d \text{ вн}} = X_d'' \cdot \left(\frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} \right)^2 = 0,23 \cdot \left(\frac{242}{13,8} \right)^2 = 70,73, \quad (5.34)$$

$$X_t = \frac{U_{\text{к%}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном}}} = \frac{13,8}{100} \cdot \frac{85,5}{125} = 0,094. \quad (5.35)$$

б) При двухфазном коротком замыкании в конце воздушных линий, напряжением 220 кВ:

$$I^*_{2C.3.} \leq \frac{I^{(2)}_{2 \text{ мин}}}{K_q} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X''_{d \text{ вн}} + X_t)} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (70,73 + 0,094)} = 0,0054306 \text{ о.е.} \quad (5.36)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2C.3.} = I^*_{2C.3.} \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} = 0,0054306 \cdot 2 \cdot \frac{242}{13,8} = 0,19 \text{ о.е.} \quad (5.37)$$

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

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

5.3.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.38)$$

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 0,9$ с.

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

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H. \quad (5.39)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

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

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1) представлена на рисунке 5.4.

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

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

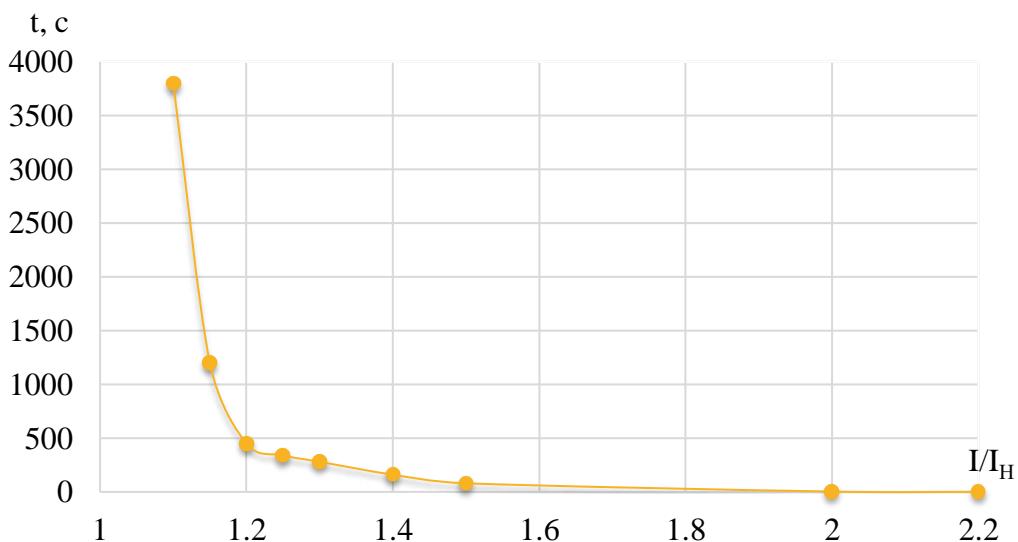


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{ном}}}{0,98} = 1.53 \cdot I_{\text{ном}}, \quad (5.40)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению ($U_\Gamma <$).

Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{\text{ср}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{ном}}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 13800 / 100,0} = 66 \text{ В.} \quad (5.41)$$

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

5.3.6 Дистанционная защита генератора ($Z_1 <$), ($Z_2 <$)

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

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

1) Сопротивление срабатывания первой ступени выбирается по условию обеспечения действия с выдержкой времени не более 1с. Указанная

выдержка времени принимается по условию согласования с первыми ступенями защиты линий, отходящих от шин ГЭС.

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

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

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1\text{л}} = 0,8 \cdot 64,65 + \frac{0,8}{4} \cdot 32,55 = 58,25 \text{ Ом}, \quad (5.42)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий параллельность линий;

Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220 кВ.

$$Z_T = \frac{13,8 \cdot 242^2}{100 \cdot 125} = 64,65 \text{ Ом}. \quad (5.43)$$

Сопротивление линии:

$$Z'_{1\text{л}} = \sqrt{x_{\text{л}}^2 + r_{\text{л}}^2} = \sqrt{30,67^2 + 10,89^2} = 32,55 \text{ Ом}. \quad (5.44)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1\text{o.e.}} \leq 0,8 \cdot \frac{13,8}{100} \cdot \frac{85,5}{125} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{85,5}{242^2} \cdot 32,55 = 0,085 \text{ o.e.}, \quad (5.45)$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1\text{o.e.}} \cdot Z_6 = 0,085 \cdot 2,23 = 0,19 \text{ Ом}, \quad (5.46)$$

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{нг}}} = \frac{13,8^2}{85,5} = 2,23, \quad (5.47)$$

где Z_6 – базисное сопротивление.

Уставка на реле равна:

$$Z_{1\text{cз}} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,19 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 1,1 \text{ Ом}. \quad (5.48)$$

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

1) Функция ΔZ отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции ΔZ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается исходя из данных, рассчитанных ранее, $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{нагр}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{нагр}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 3568,45} = 2,23 \text{ Ом}, \quad (5.49)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{в.н.}} - 0,95}{I_{\text{в.х.}}} \cdot x_d}{x_d} = \frac{2 \cdot 1,99 - 0,95}{0,87} = 3,74 \text{ о. е.}, \quad (5.50)$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

С учетом насыщения машины величина тока статора генератора в режиме форсировки составит $2,5 \cdot I_{\text{ном}}$. Принимаем $I_{\Phi} = 2,5$, соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{нагр.ф}}^* = \frac{0,95 \cdot U_{\text{н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,29 \text{ о. е.}, \quad (5.51)$$

$$Z_{\text{нагр.ф}} = Z_{\text{нагр.ф}}^* \cdot Z_6 = 0,29 \cdot 2,23 = 0,65, \quad (5.52)$$

$$\cos \varphi_{\text{нагр.ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,358. \quad (5.53)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{нагр.ф}} = 69,02^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{c3II}^* = \frac{Z_{\text{нагр.ф}}^*}{K_{\text{н}}} = \frac{0,29}{1,1} = 0,26 \text{ о. е.}, \quad (5.54)$$

$$Z_{c3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,26 \cdot \frac{13,8^2}{85,5} = 0,58 \text{ Ом}. \quad (5.55)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{c3II} \cdot n_T}{n_{\text{н}}} = \frac{0,58 \cdot 4000 / 5}{13800 / 100} = 3,36 \text{ Ом}. \quad (5.56)$$

Принимаем уставку $Z_H = 3,36 \Omega$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,15 \cdot 0,19 = 0,03 \Omega$, $Z_{CM2} = 0,15 \cdot 0,58 = 0,09 \Omega$.

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8 с на отключение МШВ, 220 кВ, с выдержкой времени 8,5 с на отключение выключателей 0,4 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

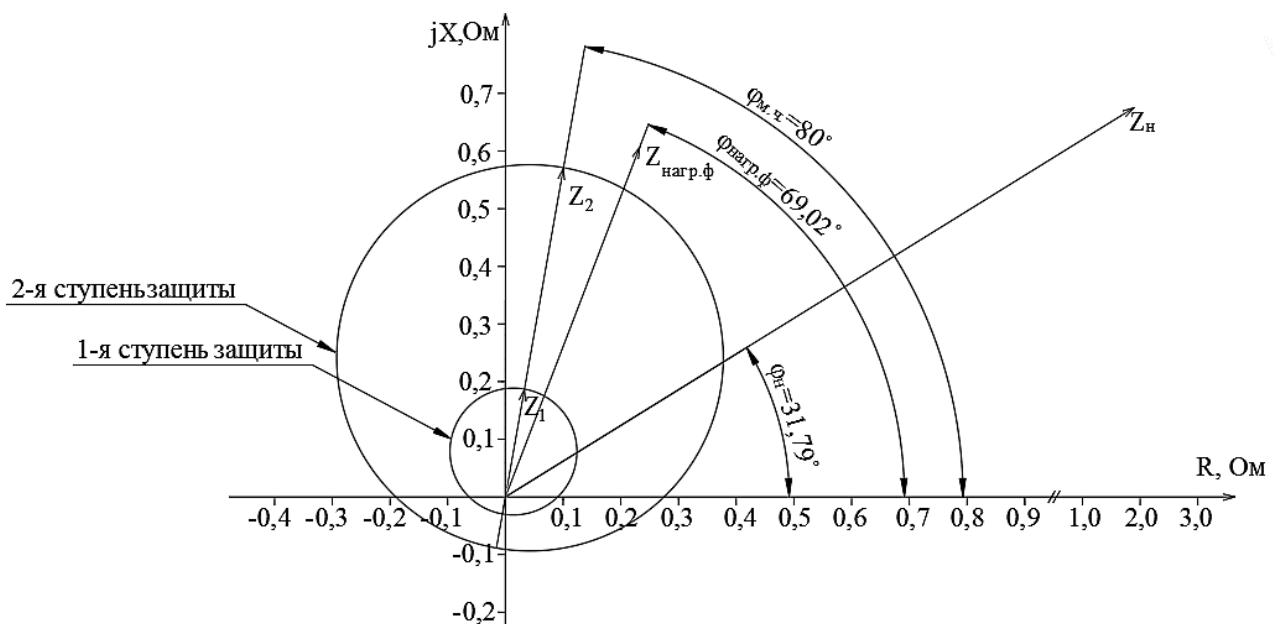


Рисунок 5.5- Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.3.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{P \text{ сигн.}} = \frac{K_h \cdot I_{\text{ном.р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{ном.р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{ном.р.}} \quad (5.57)$$

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

$$I_{P \text{ пуск.}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{ном.р.}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{ном.р.}} \quad (5.58)$$

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

Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

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

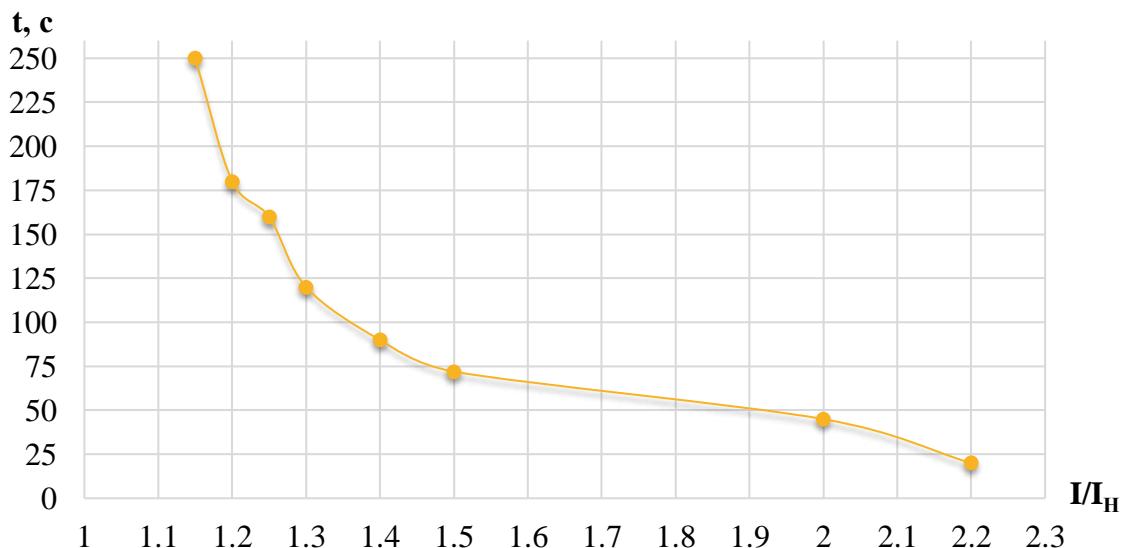


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ пуск.}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{ном.р.}}}{0,98} = 2,245 \cdot I_{\text{ном.р.}} \quad (5.59)$$

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

5.4 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления генератором, предназначенное для защиты, управления, измерения и контроля генераторов малой и средней величины производства ООО НПП «ЭКРА» [16].

5.5 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит и матрица отключений приведены в приложении Г, таблицы Г.1 и Г.2 соответственно

6 Компоновка и сооружения гидроузла

6.1 Компоновка гидроузла

Исходя из определенной ранее установленной мощности, высоты сооружения и типа грунтов основания (скельное основание, гранит) определяем класс гидротехнического сооружения на основании СП 58.13330.2012.

- 1) По высоте (40 м) и грунту основания (гранит) – II класс;
- 2) По установленной мощности ($N_{уст} = 283 \text{ МВт}$) – III класс;
- 3) По числу постоянно проживающих людей ниже створа плотины – II класс.

Ниже по течению находится посёлок Оронгой, с населением 1061 человек в 26 км от створа.

По наибольшему классу ответственности относим данное гидротехническое сооружение ко II классу.

6.2 Проектирование сооружений напорного фронта

6.2.1 Определение отметки гребня глухой грунтовой плотины

Отметку гребня грунтовой плотины вычисляем по формуле:

$$\nabla ГГП = \nabla НПУ + h_s, \quad (6.1)$$

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

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

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

Δh_{set} – высота ветрового нагона, (формула 6.3);

a – конструктивный запас, принят равным 0,6 для II класса сооружения.

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

где k_w – коэффициент, принял равным $2,1 \cdot 10^{-6}$;

v_w – расчётная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, принята равной 20 м/с;

L – длина разгона волны, $L = 3840 \text{ м}$;

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

g – ускорение свободного падения, $\text{м}/\text{с}^2$;

d – условная расчётная глубина воды в водохранилище, м.

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дно}}}{2} = \frac{558 - 518}{2} = 20 \text{ м}, \quad (6.4)$$

$$\Delta h_{set} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{20^2 \cdot 3840}{9,81 \cdot 20} = 0,0164 \text{ м.}$$

Вычисляем безразмерные комплексы $\frac{gL}{v_w^2}$ и $\frac{gt}{v_m}$ следующим образом:

$$\frac{gL}{v_w^2} = \frac{9,81 \cdot 3840}{20^2} = 94,176 = 94, \quad (6.5)$$

$$\frac{gt}{v_m} = \frac{9,81 \cdot 21600}{20} = 10594,8 = 10595, \quad (6.6)$$

где t – период развития волн на водохранилище, равный 6 ч.

Из графика [18, приложение 1, рис.1] определяем следующие параметры:

$$1) \quad \frac{g\bar{h}}{v_w^2} = 0,017 \text{ и } \frac{g\bar{T}}{v_w} = 1,55;$$

$$2) \quad \frac{g\bar{h}}{v_w^2} = 0,08 \text{ и } \frac{g\bar{T}}{v_w} = 4.$$

Для вычисления среднего периода \bar{T} и средней высоты волны \bar{h} используем меньшие, из выше определенных значений:

$$\bar{T} = \frac{min \cdot v}{g} = \frac{1,55 \cdot 20}{9,81} = 3,16 \text{ с,} \quad (6.7)$$

$$\bar{h} = \frac{min \cdot v^2}{g} = \frac{0,017 \cdot 20^2}{9,81} = 0,69 \text{ м.} \quad (6.8)$$

Высота волны 1% обеспеченности определяется по формуле:

$$h_{1\%} = k_i \cdot \bar{h} = 2,07 \cdot 0,69 = 1,43 \text{ м,} \quad (6.9)$$

где K_i – коэффициент, определяем по графику [18, приложение 1, рис.2], $K_i=2,07$.

Определяем среднюю длину волны:

$$\overline{\lambda_d} = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,16^2}{2 \cdot 3,14} = 15,6 \text{ м.} \quad (6.10)$$

Выполняем проверку на глубоководность:

$$d \geq \frac{\bar{\lambda}}{2}, \quad (6.11)$$

$$20 \geq \frac{15,6}{2} \rightarrow 20 \geq 7,8; \text{ делаем вывод, что зона глубоководная.}$$

Высота набега волн 1% обеспеченности на откос грунтовой плотины:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,5 \cdot 1,2 \cdot 1,43 = 6,03 \text{ м,}$$

где k_r и k_p - коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, определяемые по СП [17], $k_r = 1$, $k_p = 0,9$ для откоса грунтовой плотины, укрепленного железобетонными плитами;

k_{sp} – коэффициент, определяемый по СНиП [17], равен 1,5;

k_{run} – коэффициент, определяемый по графику [18], равен 1,2.

Отметку гребня грунтовой плотины определяем по формуле:

$$\nabla ГГП = \Delta h_{set} + h_{run1\%} + a + \nabla НПУ; \quad (6.12)$$

$$\nabla ГГП = 0,0164 + 6,03 + 0,6 + 558 = 564,64 \text{ м.}$$

6.3 Гидравлические расчеты

6.3.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяем расчетный расход через водосливную плотину при полных открытиях всех водопропускных сооружений:

$$\begin{aligned} Q_{p.osn} &= Q_{\max.osn} - Q_{ГЭС} - Q_{авар.водосброс} = Q_{1\%} - (n - 1) \cdot Q_{1агр} - \frac{V_{\text{пол}}}{t_{cp}} = \\ &= 4669 - (4 - 1) \cdot 250,75 - \frac{9,42 \cdot 10^9}{7 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 3397,57 \text{ м}^3/\text{с}, \end{aligned} \quad (6.13)$$

где $(n-1)$ - количество гидроагрегатов ГЭС, участвующих в пропуске максимального расхода основного расчетного случая, при $n \leq 6$;

n – число гидроагрегатов ГЭС;

$Q_{\max.osn}$ – максимальный расход для основного расчетного случая ($Q_{1\%}$);

$Q_{авар.в}$ – расход через аварийный водосброс, $\text{м}^3/\text{с}$;

$Q_{1агр}$ – расход через один гидроагрегат, $\text{м}^3/\text{с}$;

$V_{\text{пол}}$ – полезный объем водохранилища, м^3 ;

t_{cp} – время сработки водохранилища, с.

Ширина водосливного фронта определяем из следующего выражения:

$$B = \frac{Q_{\text{п.осн.}}}{q_B}; \quad (6.14)$$

Удельный расход на водосливе равен:

$$q_B = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 51,3 = 64,13 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (6.15)$$

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}} = 5 \cdot 10,26 = 51,3 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.16)$$

где $[v_h]$ – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, для гранита $v_h = 5 \text{ м/с}$;

$h_{\text{НБ}}$ – глубина воды в нижнем бьефе.

$$h_{\text{НБ}} = \nabla \text{УНБ} - \nabla \text{дно} = 528,26 - 518 = 10,26 \text{ м}; \quad (6.17)$$

$$B = \frac{3397,57}{64,13} = 52,98 \text{ м.}$$

Ширина водосливного фронта должна быть целым числом, кроме того, $B = b \cdot n$, где n – число пролетов, b – стандартная ширина пролета.

Принимаю ширину пролета $B = 60 \text{ м}$, $n = 6$, $b = 10 \text{ м}$.

6.3.2 Определение отметки гребня водослива

Толщина быка по Березинскому определяется по выражению:

$$\delta_B \geq (0,12 \div 0,16) \cdot b = (0,12 \div 0,16) \cdot 10 = (1,2 \div 1,6) \text{ м}. \quad (6.18)$$

Принимаю разрезной бык с толщиной $\delta_B = 3 \text{ м}$.

Напор на гребне водослива без учета сжатия и подтопления:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{п.осн.}}}{m B \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{3397,57}{0,49 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,80 \text{ м}, \quad (6.19)$$

где m – коэффициент расхода водослива, для безвакуумного водослива практического профиля типа А, принимается равный 0,49.

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \varepsilon \sigma_n B \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{3397,57}{0,49 \cdot 0,91 \cdot 1 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,34 \text{ м}, \quad (6.20)$$

где σ_n – коэффициент подтопления, принимается =1;
 ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{\xi_y + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \frac{0,7 + (6-1) \cdot 0,45}{6} \cdot \frac{8,80}{10} = 0,91, \quad (6.21)$$

где ξ_y – коэффициент формы боковых устоев, принимается 0,7;
 ξ_0 – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане и от формы верховой грани быка, принимаем 0,45.

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha v_0^2}{2g} = 9,34 - \frac{1,1 \cdot 1,13^2}{2 \cdot 9,81} = 9,27 \text{ м}, \quad (6.22)$$

где α – коэффициент Кориолиса, равный 1,1.

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дно})(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{3397,57}{(558-518)(60+(6-1)\cdot 3)} = 1,13 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (6.23)$$

где δ_B – принятая толщина разрезного быка.

Геометрический напор округляем до стандартного значения в соответствии с техническим регламентом $H_{\text{ст}} = 10$ м.

Определяем отметку гребня водослива:

$$\nabla \Gamma B = \nabla \text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 558 - 10 = 548 \text{ м}. \quad (6.24)$$

Отметка верха быка равна:

$$\nabla \Gamma B = \nabla \Gamma B + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 548 + 1,6 \cdot 10 = 564 \text{ м}. \quad (6.25)$$

Сравнивая отметки верха быка ($\nabla \Gamma B = 564$ м) и отметки грунтовой плотины ($\nabla \Gamma ГП = 564,64$ м), выбираем наибольшее значение. Следовательно, отметка гребня плотины равна $\nabla \Gamma ГП = 564,64$ м.

6.3.3 Построение оголовка профиля водосливной грани

Определяем координаты оголовка водослива по Кригеру-Офицерову. Далее табличные координаты [19, табл. 6-12] x и y умножаем на $H_{\text{ст}} = 10$ м, полученные значения занесены в таблицу 6.1. По данным таблицы строим кривую, приведенную на рисунке 6.1.

Таблица 6.1 – Координаты для построения оголовка водосливной плотины

x	y	$x \cdot H_{\text{ст}}$	$y \cdot H_{\text{ст}}$
0	0,126	0	1,26
0,1	0,036	1	0,36
0,2	0,007	2	0,07
0,3	0	3	0
0,4	0,006	4	0,06
0,5	0,027	5	0,27
0,6	0,06	6	0,6
0,7	0,1	7	1
0,8	0,146	8	1,46
0,9	0,198	9	1,98
1	0,256	10	2,56
1,1	0,321	11	3,21
1,2	0,394	12	3,94
1,3	0,475	13	4,75
1,4	0,564	14	5,64
1,5	0,661	15	6,61
1,6	0,764	16	7,64
1,7	0,873	17	8,73
1,8	0,987	18	9,87
1,9	1,108	19	11,08

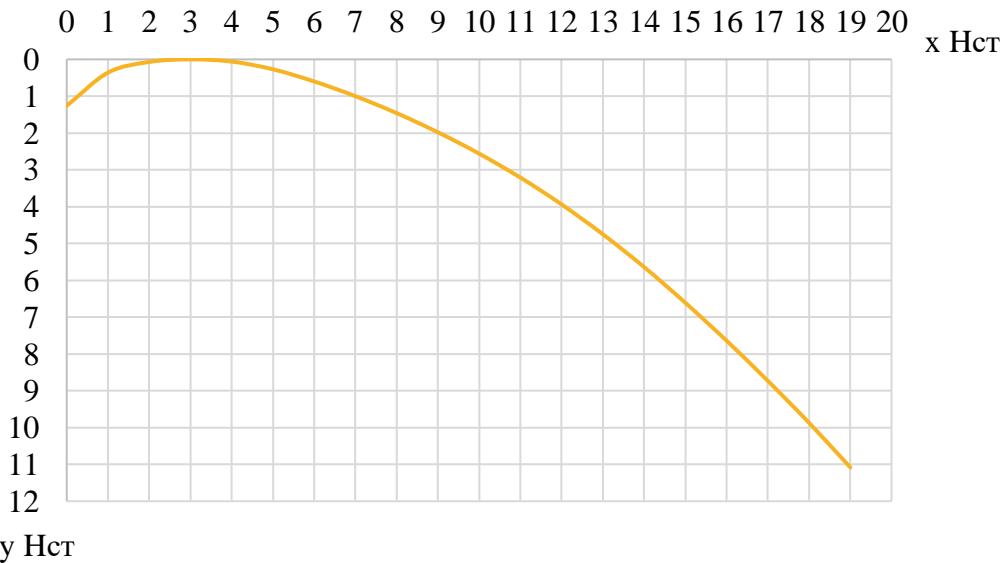


Рисунок 6.1 – Оголовок профиля водосливной плотины

6.3.4 Проверка на пропуск поверочного расхода при отметке ФПУ

$$Q_{\text{р.пов}} = Q_{\text{макс.пов}} - Q_{\text{ГЭС}} - Q_{\text{ав}} = Q_{0,1\%} - n_{\text{агр}} \cdot Q_{\text{ГА}} - \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{ср}}}, \quad (6.26)$$

где $Q_{\text{ГА}}$ – расход через один агрегат, равный $250,75 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$;
 $n_{\text{агр}} = 4$ – количество агрегатов;

$V_{\text{пол}}$ – полезный объем, равен $9,42 \text{ км}^3$;

$t_{\text{ср}}$ – время сработки 7 месяцев;

$$Q_{\text{макс.пov}} = Q_{0,1\%} = 5421 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

$$Q_{\text{р.пov}} = 5421 - 4 \cdot 250,75 - \frac{9,42 \cdot 10^9}{7 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 3600} = 3898,82 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Напор на гребне водослива без учета сжатия и подтопления H_{01} :

$$H_0 = \left(\frac{Q_{\text{р.пov}}}{\varepsilon \cdot \sigma_{\Pi} \cdot m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{3898,82}{1 \cdot 1 \cdot 0,49 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,64 \text{ м}, \quad (6.27)$$

где σ и ε – коэффициенты, равные 1;

$m=0,49$ – коэффициент расхода, зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля;

B – ширина водослива, м.

С учетом сжатия и подтопления рассчитываем H_{02} :

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{3898,82}{0,91 \cdot 1 \cdot 0,49 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,27 \text{ м}; \quad (6.28)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (6-1)0,45}{6} \cdot \frac{9,64}{10} = 0,91, \quad (6.29)$$

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

$\xi_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т. е. величины a и от формы верховой грани быка.

Геометрический напор на гребне водослива при пропуске поворочного расхода:

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha V_{0\text{пов}}^2}{2g} = 10,27 - \frac{1,1 \cdot 1,38^2}{2 \cdot 9,81} = 10,16 \text{ м}; \quad (6.30)$$

$$V_0 = \frac{Q_{\text{р.пov}}}{(\nabla \Phi \text{ПУ} - \nabla \text{дна}) \cdot (B + (n_{\text{арп}} - 1) \cdot \delta_6)} = \frac{3898,82}{(559 - 518) \cdot (60 + (4 - 1) \cdot 3)} = 1,38 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (6.31)$$

Определяем расчетную отметку форсированного подпорного уровня (ФПУ):

$$\nabla \Phi \text{ПУ}_p = \nabla \Gamma \text{В} + H_{\text{пов}} = 548 + 10,16 = 558,16 \text{ м}. \quad (6.32)$$

Расчетная отметка ФПУ = 558,16 м не превышает отметку заданного форсированного подпорного уровня, следовательно, заданной отметки ФПУ = 559 м достаточно для пропускной способности водосливной плотины.

6.3.5 Пропуск расходов через донный водосброс

Аварийный донный водосброс устраиваем рядом с основным поверхностным водосбросом, для пропуска аварийного расхода воды:

$$Q_{\text{ав}} = \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{ср}}} = \frac{9,42 \cdot 10^9}{7 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 3600} = 519,18 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.33)$$

где $V_{\text{пол}} = 9,42 \text{ км}^3$ – полезный объем;

$t_{\text{ср}}$ – время сработки 7 месяцев;

δ_b –ширина разрезного быка.

Назначаем предварительную высоту отверстий $h_{\text{отв}} = 3 \text{ м}$.

Определяем площадь одного водосбросного отверстия $\omega_{\text{бо}}$:

$$\omega_{\text{бо}} = \frac{Q_{\text{ав}}}{\mu \sqrt{2gH_{\text{бо}}}} = \frac{519,18}{0,81 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 36,5}} = 23,95 \text{ м}^2, \quad (6.34)$$

где $\omega_{\text{бо}}$ – площадь выходных отверстий, м^2 ;

μ – коэффициент расхода, в пределах $0,8 \div 0,82$.

$H_{\text{бо}}$ – напор над центром выходного отверстия;

$$H_{\text{бо}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ВО} = 558 - 521,5 = 36,5 \text{ м}; \quad (6.35)$$

$$\nabla \text{ВО} = \nabla \text{ПО} + \frac{h_{\text{бо}}}{2} = 520 + \frac{3}{2} = 521,5 \text{ м}; \quad (6.36)$$

где $\nabla \text{ВО}$ – отметка центра выходного водосбросного отверстия,

$h_{\text{бо}}$ - высота отверстия принятая предварительно 3 м.

Отметка порога отверстия равна:

$$\nabla \text{ПО} = \nabla \text{дно} + h_{\text{п}} = 518 + 2 = 520 \text{ м}, \quad (6.37)$$

где $h_{\text{п}} = 2 \text{ м}$ – высота порога, м.

Определяем ширину выходного отверстия:

$$b'_{\text{бо}} = \frac{\omega_{\text{бо}}}{h_{\text{бо}}} = \frac{23,95}{3} = 7,98 \text{ м}. \quad (6.38)$$

Принимаем количество донных водосбросов $n = 2$.

Ширина одного донного водосброса:

$$b_{\text{бо}} = \frac{b'_{\text{бо}}}{2} = \frac{7,98}{2} = 3,99 \text{ м}. \quad (6.39)$$

Окончательно принимаю ширину одного донного водосброса $b_{\text{бо}} = 4 \text{ м}$.

Донный водосброс устраиваем рядом с поверхностным, тогда ширина потока на водобое:

$$B_B = n \cdot b + (n - 1)\delta_b + n_{vo} \cdot b_{vo} + \delta \cdot n, \quad (6.40)$$

где n – количество пролетов;
 b – ширина пролетов;
 δ_b – толщина быка;
 n_{vo} – количество выходных отверстий;
 b_{vo} – ширина выходных отверстий.

$$B_B = 6 \cdot 10 + (6 - 1) \cdot 3 + 2 \cdot 4 + 3 \cdot 6 = 101 \text{ м.}$$

Рассчитываем гидравлический прыжок:

$$Q = Q_{\text{п.очн}} + Q_{\text{ав}} = 3397,57 + 519,18 = 3916,75 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (6.41)$$

Критическая глубина потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{kp} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q^2}{B_B^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 3916,75^2}{101^2 \cdot 9,81}} = 5,52 \text{ м}, \quad (6.42)$$

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

Определяем значение коэффициента скорости φ в зависимости от длины сливной грани [20, таблица 9-10]. При высоте плотины более 40 м, принимаем наибольшую длину водосливной грани. Следовательно, $\varphi = 0,9$.

Первая сопряженная глубина рассчитывается методом последовательных приближений:

$$h'_{c(1)} = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g \cdot (\text{НПУ} - \text{дно} - 0)}} = \frac{38,78}{0,9 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (558 - 518 - 0)}} = 1,538 \text{ м.} \quad (6.43)$$

Удельный расход в сжатом сечении:

$$q = \frac{Q}{B_{\text{полное}}} = \frac{3916,75}{101} = 38,78 \frac{\text{м}^2}{2}. \quad (6.44)$$

Уточняем величину первой сопряженной глубины h'_{c1} :

$$h'_{c(2)} = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g \cdot (\text{НПУ} - \text{дно} - h'_{c(1)})}} = \frac{38,78}{0,9 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (558 - 518 - 1,538)}} = 1,569 \text{ м.} \quad (6.45)$$

Рассчитываем вторую сопряженную глубину:

$$h_c'' = \frac{h'_{c(2)}}{2} \cdot \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{kp}}{h'_{c(2)}} \right)^3} - 1 \right) = \frac{1,569}{2} \cdot \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{5,52}{1,569} \right)^3} - 1 \right) = 13,88 \text{ м.} \quad (6.46)$$

Далее проводим сравнение второй сопряженной глубины и глубины потока в нижнем бьефе:

$$h_{\text{нб}} = \nabla \text{НБ} - \text{дно} = 528 - 518 = 10 \text{ м.} \quad (6.47)$$

$$13,88 > 10 \rightarrow h_c'' > h_{\text{нб}}.$$

Следовательно, прыжок не затоплен, требуется установка дополнительных гасителей энергии. В качестве гасителя энергии принимаем водобойную стенку.

6.3.6 Расчет водобойной стенки

Определяем высоту водобойной стенки:

$$h_{\text{ст}} = \sigma \cdot h_c'' - H_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 13,88 - 8,19 = 7,08 \text{ м,} \quad (6.48)$$

где $H_{\text{ст}}$ – напор над водобойной стенкой.

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{q}{m\sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{\sigma \cdot q^2}{2g(\sigma h_c'')^2} = \left(\frac{38,78}{0,35\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 38,78^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 13,88)^2} = 8,19 \text{ м,} \quad (6.49)$$

где q – удельный расход;

σ - коэффициент запаса, равный 1,1;

m – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива, принимается $m = 0,35$.

Рассчитываем толщину водобойной плиты за плотиной:

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h_c'} = 0,15 \cdot 24,72 \cdot \sqrt{1,569} = 4,64 \text{ м,} \quad (6.50)$$

$$v_c = \frac{q_B}{h_c'} = \frac{38,78}{1,569} = 24,72 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (6.51)$$

Принимаем толщину водобойной плиты 3 м и укрепляем плиту анкерами в скалу.

Длина водобойной плиты при наличии на ней гасителей определяется по формуле:

$$l_{\text{в}} = 0,8 \cdot l_{\text{пр}}, \quad (6.52)$$

где $l_{\text{пр}}$ — длина гидравлического прыжка.

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c'); \quad (6.53)$$

$$l_{\text{в}} = 0,8 \cdot 2,5 \cdot (1,9 \cdot 13,88 - 1,569) = 49,41 \text{ м.}$$

Выполняем проверку сопряжения бьефов за стенкой:

$$T_0 = H_{\text{ст}} + h_{\text{ст}} = 8,19 + 7,08 = 15,27 \text{ м.} \quad (6.54)$$

Определяем первую и вторую сопряженные глубины:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{38,78}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (15,27 - 0)}} = 2,49 \text{ м}; \quad (6.55)$$

$$\begin{aligned} h''_{c,2} &= \frac{h'_{c,1}}{2} \cdot \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{\text{кр}}}{h'_{c,1}} \right)^3} - 1 \right) = \frac{2,49}{2} \cdot \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{5,52}{2,49} \right)^3} - 1 \right) = \\ &= 10,44 \text{ м.} \end{aligned} \quad (6.56)$$

Сравнивая первую и вторую сопряженные глубины получаем $10,44 > 10 \rightarrow h''_{c,2} > h_{\text{нб}}$ и делаем вывод, что прыжок отогнанный, необходима установка дополнительных гасителей энергии.

6.3.7 Расчет второй водобойной стенки

Определяем напор над второй водобойной стенкой по формуле (6.49):

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{q}{m\sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{aq^2}{2g(\sigma h_c'')^2} = \left(\frac{38,78}{0,35\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 38,78^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 10,44)^2} = 7,91 \text{ м.}$$

Высоту второй водобойной стенки определяем по формуле (6.48):

$$h_{\text{ст}} = \sigma h_c'' - H_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 10,44 - 7,91 = 3,57 \text{ м.}$$

Толщина второй водобойной плиты перед второй стенкой и скорость потока по формуле (6.50) и (6.51):

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 15,57 \cdot \sqrt{2,49} = 3,69 \text{ м};$$

$$v_c = \frac{q_B}{h'_c} = \frac{38,78}{2,49} = 15,57 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

Принимаю толщину второй водобойной плиты 2 м и укрепляю плиту анкерами в скалу.

Длина водобойной плиты по формуле (6.52):

$$l_B = 0,8 \cdot 2,5(1,9 \cdot 10,44 - 2,49) = 34,69 \text{ м.}$$

6.3.8 Расчет сопряжения потока после второй водобойной стенки

Определим первую и вторую сопряженные глубины:

$$h'_{c(1)} = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{ct} + H_{ct} - h'_c)}} = \frac{38,78}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (3,57 + 7,91 - 0)}} = 2,87 \text{ м}; \quad (6.57)$$

$$h'_{c(2)} = \frac{38,78}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (3,57 + 7,91 - 2,87)}} = 3,32 \text{ м};$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \cdot \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{kp}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{3,32}{2} \cdot \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{5,52}{3,32} \right)^3} - 1 \right) = 8,54 \text{ м.}$$

Так как $h''_c < h_{HB}$ прыжок затопленный.

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Треугольный профиль гравитационной плотины, имеющий минимальную ширину подошвы, является наиболее экономичным. Из условия недопущения растягивающих напряжений, ширина подошвы плотины определяется:

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w}(1-n) + n(2-n) - a_1}}, \quad (6.58)$$

где a_1 – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей и шпунтов в условиях курсового проекта принимаем равным 0,5;

ρ_w – плотность воды, равная $1000 \text{ м}^3/\text{кг}$;
 ρ_b – плотность бетона, равная $2400 \text{ м}^3/\text{кг}$.

Высота плотины равна:

$$h = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{под} = 558 - 515 = 43 \text{ м}; \quad (6.59)$$

$$\nabla \text{под} = \nabla \text{дна} - \delta_{\text{в}} = 518 - 3 = 515 \text{ м}, \quad (6.60)$$

где $\delta_{\text{в}}$ – толщина водобойной плиты.

Исходя из условия устойчивости плотины сдвигу по основанию, определяю ширину подошвы плотины:

$$B_n^{\text{II}} = \frac{\gamma_n h}{\operatorname{tg}\varphi \cdot (\frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1)}, \quad (6.61)$$

где $\operatorname{tg}\varphi = 0,76$ – коэффициент трения бетона по грунту [21], принимаемый для скалы ($\varphi = 37^\circ$);

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, принимаемый для 2 класса сооружения равным 1,2.

Для нахождения n приравниваем B_n^I и B_n^{II} , сводим результаты в таблицу 6.2 и строим график для определения ширины подошвы, представленный на рисунке 6.2.

Таблица 6.2– Определение ширины подошвы плотины

n	0,1	0,13	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
B'	31,61	31,78	32,23	33,08	34,21	35,71	37,71	40,45	44,35	50,33
B''	33,95	33,45	32,33	30,86	29,52	28,29	27,16	26,11	25,15	24,25

Точка пересечения кривых определяет ширину подошвы водосливной плотины.

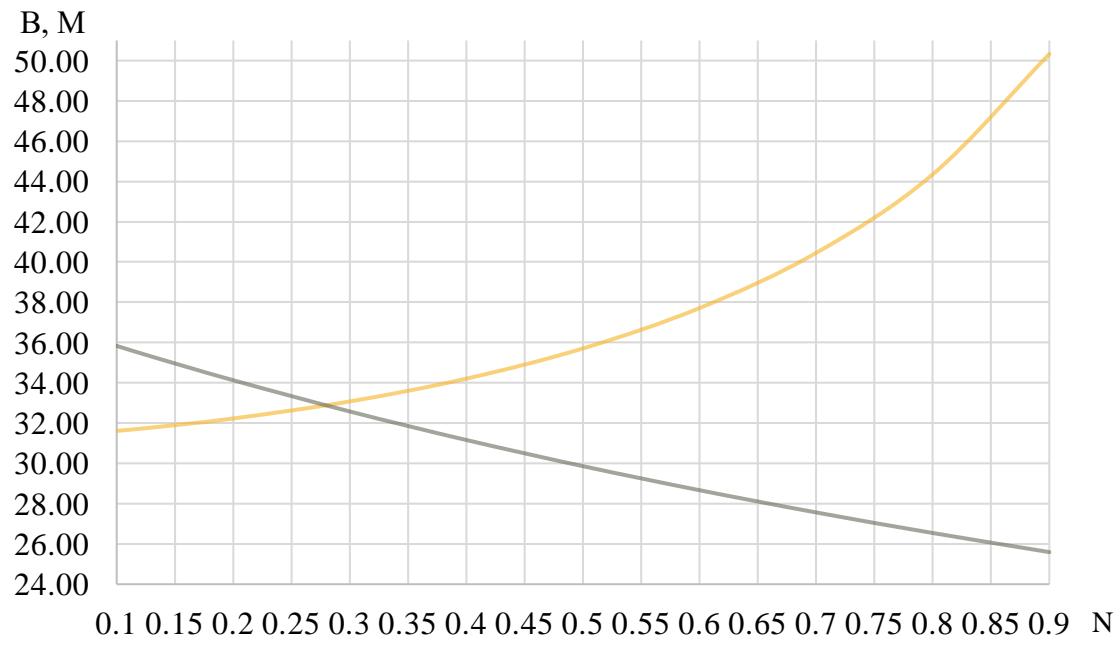


Рисунок 6.2 – Определение ширины подошвы плотины

Ширина подошвы в точке пересечения кривых равна $B = 33$ м. По предварительным расчетам видно, что проверка на сдвиг имеет большой запас. Исходя из этого принимаем ширину подошвы $B = 32$ м.

6.3.2 Разрезка бетонной плотины швами

В плотинах швы устраивают для обеспечения монолитности секций плотины при неравномерном распределении температуры в теле плотины. При проектировании бетонных плотин на прочных скальных основаниях предусматривают их разрезку поперечными межсекционными швами; швы принимают шириной 1 см на расстоянии 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри плотины 0,3 см.

Расстояние между секционными швами выбираем равным ширине секции на водосливной плотине:

$$l_c = b + \delta_b = 10 + 3 = 13 \text{ м.} \quad (6.62)$$

6.3.3 Быки

Быки предусмотрены для деления водосливного фронта на пролеты и для установки основных и аварийно-ремонтных затворов. Быки будут выдвинуты в верхний бьеф для установки крана и организации площадки хранения ремонтных затворов. Размеры быка представлены на рисунке 3.3.

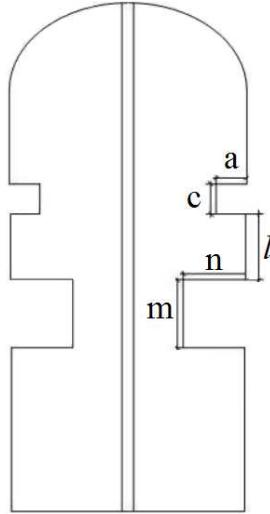


Рисунок 6.3 – Размеры быка

Толщина разрезного быка $\delta_b = 3$ м. Пазы аварийно-ремонтных затворов принимаем равными $a = c = 0,5$ м, пазы рабочих затворов $n = m = 0,7$ м. Пазы аварийно-ремонтных затворов со стороны верхнего бьефа размещаем на расстоянии 1 м от рабочего затвора.

6.3.4 Устои

Устои предназначены для обеспечения защиты земляной плотины или берега от размыва водой, сбрасываемой через водослив. На проектируемо ГЭС устраиваем разделительный устой, который отделяет водосливную плотину от станционной части. Кроме этого, устраиваем сопрягающий устой, который служит для сопряжения водосливной плотины с грунтовой.

6.3.5 Дренаж тела бетонных плотин

Дренаж устраивается в виде вертикальных скважин. Диаметр вертикальных дренажных скважин принимаем 30 см, расстояние между осями дрен 3 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа должно быть не менее 2 м при соблюдении условия:

$$a_{dp} \geq \frac{H_{max} \cdot \gamma_n}{I_{kp,m}}, \quad (6.63)$$

где H_d – напор над расчётным сечением;

γ_n – коэффициент;

$I_{kp,m}$ – критический средний градиент напора, для бетонной плотины равен 25.

$$H_{max} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО} = 558 - 518 = 40 \text{ м.} \quad (6.64)$$

Минимальное допустимое расстояние от напорной грани до дренажа:

$$a_{\text{др}} \geq \frac{40 \cdot 1,2}{25} = 1,92 \text{ м.}$$

Расстояние от напорной грани до вертикальной дренажной скважины принимаем 2 м, что удовлетворяет условию $a_{\text{др}} \geq 2 \text{ м.}$

6.3.6 Галереи в теле плотины

В теле бетонной плотины устраиваем смотровые продольные и поперечные галереи. Шаг смотровых галерей по высоте 10 м.

Размеры продольных галерей принимаются:

- Смотровая галерея – 2,0 x 2,5 м;
- Цементационная галерея и для дренажа – 3,0 x 3,5 м.

6.3.7 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

В скальном основании плотины для уменьшения фильтрационного расхода устраиваем цементационную завесу.

Толщина противофильтрационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} > \frac{\Delta H_3 \gamma_n}{J_{\text{кр},m}}, \quad (6.65)$$

где ΔH_3 – потери напора на завесе;

γ_n – коэффициент надёжности;

$J_{\text{кр},m}$ – критический градиент напора на завесе, в скальных грунтах равный принимается равный 15.

Отношение напора на цементационной завесе и максимального напора:

$$\frac{H_3}{H_{\text{max}}} = 0,4; \quad (6.66)$$

Откуда $H_3 = 0,4 \cdot H_{\text{max}} = 0,4 \cdot 36,77 = 14,71 \text{ м};$

$$H_{\text{max}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{\text{мин}} = 558 - 521,23 = 36,77 \text{ м}, \quad (6.67)$$

где $\nabla \text{УНБ}_{\text{мин}}$ -уровень нижнего бьефа при пропуске минимального расхода, равный 521,23 м.

Тогда потери напора на цементационной завесе равны:

$$\Delta H_3 = H_{\text{max}} - H_3 = 36,77 - 14,71 = 22,06 \text{ м.} \quad (6.68)$$

Определяем толщину цементационной завесы:

$$\delta_{зав} \geq \frac{22,06 \cdot 1,2}{15} > 1,76 \text{ м.}$$

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B_{\pi} = (0,05 \div 0,1) \cdot 32 = (1,6 \div 3,2) \text{ м}, \quad (6.69)$$

где B_{π} – ширина подошвы плотины.

Принимаем $l_1 = 3$ м. Расстояние l_2 должно быть больше радиуса цементации и не менее 4 м, принимаем $l_2 = 5$ м.

Схема цементной завесы и вертикального дренажа приведена на рисунке 6.4.

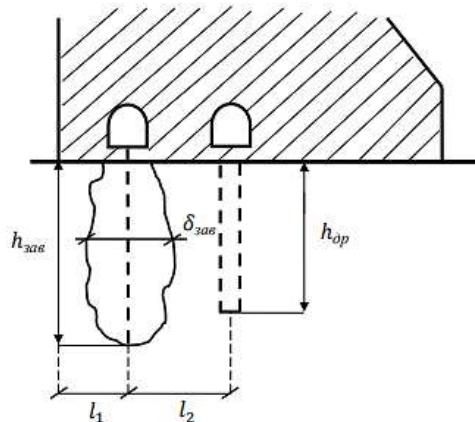


Рисунок 6.4- Схема цементационной завесы и вертикального дренажа

Рассчитываем глубину цементационной завесы:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{max} = (0,5 \div 0,8) \cdot 36,77 = (18,39 \div 29,42) \text{ м.} \quad (6.70)$$

Принимаем глубину цементационной завесы $h_{зав} = 20$ м.

Глубина дренажа:

$$h_{др} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{зав} = (0,5 \div 0,7) \cdot 20 = (10 \div 14) \text{ м.} \quad (6.71)$$

Принимаем глубину дренажа $h_{др} = 12$ м. Диаметр скважин для дренажа принимаем 0,2 м. с шагом 2 м. Расстояние от оси цементной завесы до оси дренажа принимаем 4 м.

6.3.8 Конструктивные элементы нижнего бьефа

Для гашения избыточной энергии водного потока устраиваем 2 водобойные стенки, расчет которых приведен в п.п. 6.3.6 и 6.3.7. Для защиты грунта основания от размыва потоком, сбрасываемым через плотину, устраиваем 2 водобойные плиты, расчеты которых приведены в п.п. 6.3.6 и 6.3.7 и рисберму.

За второй водобойной стенкой назначаем рисберму со следующими параметрами:

- Длина рисбермы:

$$l_p = (0,4 \div 0,5) \cdot l_B = (0,4 \div 0,5) \cdot 34,69 = (13,88 \div 17,35) \text{ м}, \quad (6.72)$$

где l_B – длина водобоя за второй стенкой.

Принимаем длину рисбермы $l_p = 15$ м.

- Толщина устанавливаемой рисбермы:

$$\delta_p = 0,5 \cdot \delta_B = 0,5 \cdot 2 = 1 \text{ м}, \quad (6.73)$$

где δ_B – толщина второй водобойной плиты.

6.4 Определение основных нагрузок на плотину

Расчеты выполняем для основного расчетного случая:

- отметка верхнего бьефа соответствует $\nabla_{\text{НПУ}} = 558,00 \text{ м};$
- минимальная отметка нижнего бьефа $\nabla_{\text{УНБ}}_{min} = 521,23 \text{ м};$
- при расходе в соответствии с участниками ВХК $Q_{\text{вхк}} = 500 \text{ м}^3/c.$

6.4.1 Вес сооружения и затворов

Для выполнения дальнейших расчетов необходимы площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующей силы $G_{\text{пл}}$, определяемые в программе AutoCAD. Площадь водосливной плотины $S_{\text{пл}} = 591,96 \text{ м}^2$.

Вес 1 п.м. водосливной части плотины:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_b}{b + \delta_B} = \frac{591,96 \cdot 10 \cdot 9,81 \cdot 2400}{10 + 3} = 10720,85 \text{ кН/м}, \quad (6.74)$$

где $S_{\text{пл}}$ – площадь поперечного сечения плотины, м^2 ;
 b – ширина пролёта, м;
 δ_B – толщина быка, м;
 ρ_b – плотность бетона, кг/ м^3 .

Аналогично определяем вес быка и его центр тяжести:

$$G_B = \frac{S_6 \cdot g \cdot \delta_B \cdot \rho_B}{b + \delta_B} = \frac{1143,2 \cdot 9,81 \cdot 3 \cdot 2400}{10+3} = 6211,27 \frac{\text{kH}}{\text{м}}, \quad (6.75)$$

где $S_6 = 1143,2 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения быка.

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

$$Q_3 \approx 0,055 f \sqrt{f} g \approx 0,055 \cdot 115 \cdot \sqrt{115} \cdot 9,81 = 665,39 \text{ кН}, \quad (6.76)$$

где f – площадь затвора, м^2 .

$$f = (\nabla \Phi_{ПУ} - \nabla ГВ + 0,5) \cdot b = (559 - 548 + 0,5) \cdot 10 = 115 \text{ м}^2. \quad (6.77)$$

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

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_B} = \frac{665,39}{10+3} = 51,18 \text{ кН}. \quad (6.78)$$

6.4.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

- Со стороны верхнего бьефа

$$W_{B6} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 43^2}{2} = 9069,35 \text{ кН}; \quad (6.79)$$

$$h_1 = \nabla \Phi_{ПУ} - \nabla \text{под} = 558 - 515 = 43 \text{ м}. \quad (6.80)$$

- Со стороны нижнего бьефа:

$$W_{H6} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 6,23^2}{2} = 190,38 \text{ кН}; \quad (6.81)$$

$$h_2 = \nabla \Phi_{H6} - \nabla \text{под} = 521,23 - 515 = 6,23 \text{ м}. \quad (6.82)$$

Определяем площадь поперечного сечения тела давления от уровня нижнего бьефа до низовой грани:

$$W_H = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{зп}}^H = 1000 \cdot 9,81 \cdot 18,64 = 182,86 \text{ кН}, \quad (6.83)$$

где $S_{\text{зп}}^H = 18,64 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения тела давления.

6.6.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Рассчитываем силу взвешивающего давления по формуле:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}} \cdot \rho_w \cdot g = 199,36 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 1955,72 \text{ кН}, \quad (6.84)$$

где $S_{\text{эп}} = 199,36 \text{ м}^2$ – площадь эпюры взвешивающего давления.

6.6.4 Сила фильтрационного давления

Эпюра фильтрационного давления построена в соответствии с [20]. Напор на цементационной завесе равен $H_3 = 14,71 \text{ м}$.

Определяем напор на дренаже:

$$H_{\text{др}} = H_d \cdot 0,15 = 36,77 \cdot 0,15 = 5,52 \text{ м}. \quad (6.85)$$

Эпюра пьезометрического напора по подошве плотины представлена на рисунке 6.5.

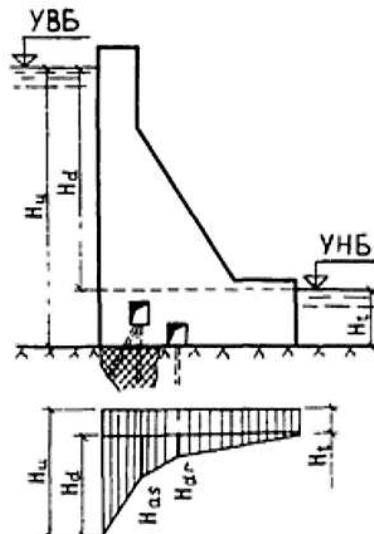


Рисунок 6.5 - Эпюра пьезометрического напора по подошве плотины

Фильтрационное давление, действующее на подошву, находим по формуле:

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 197,63 = 1938,75 \text{ кН}, \quad (6.86)$$

где $S_{\text{эп}}$ – площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины, равна $197,63 \text{ м}^2$.

6.6.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань определяется по формуле:

$$P_h = \gamma_h \cdot h_h \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_h}{2} \right) = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{20}{2} \right) = 9,81 \text{ кПа}, \quad (6.87)$$

где γ_h – удельный вес наносов во взвешенном состоянии, $\gamma_h = 10 \text{ кН/м}^3$;
 φ_h – угол внутреннего трения наносов, $\varphi_h = 20^\circ$;
 h_h – толщина слоев наносов на скальном основании, $h_h = 2 \text{ м}$.

Определяем равнодействующую давления наносов:

$$E_h = \frac{p_h \cdot h_h}{2} = \frac{9,81 \cdot 2}{2} = 9,81 \text{ кН}. \quad (6.88)$$

Активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа определяется следующим образом:

$$p'_{gp} = \gamma_h \cdot h_h \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{gp}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45^\circ - \frac{\varphi_{gp}}{2} \right), \quad (6.89)$$

где $\varphi_{gp} = 36^\circ$ – угол внутреннего трения скального грунта;
 $c = 103$ – сцепление грунта.

$$p'_{gp} = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{36}{2} \right) - 2 \cdot 103 \cdot tg \left(45^\circ - \frac{36}{2} \right) = -99,77 \text{ кПа}.$$

В точке на нижней границе слоя толщиной $h_{gp} = 3 \text{ м}$, где действуют и вес наносов, и вес грунта, давление равняется:

$$p''_{gp} = (\gamma_h \cdot h_h + \gamma_{gp}^{взв} \cdot h_{gp}) tg^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{gp}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45^\circ - \frac{\varphi_{gp}}{2} \right); \quad (6.90)$$

$$\gamma_{gp}^{взв} = \gamma_{gp} - (1 - n_0) \gamma_w = 24 - (1 - 0,002) \cdot 10 = 14,02 \text{ кН/м}^3, \quad (6.91)$$

где $\gamma_{gp} = 24 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес сухого грунта;
 $n_0 = 0,002$ – пористость скалы;
 $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды.

$$p''_{gp} = (10 \cdot 2 + 14,02 \cdot 2) \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{36}{2} \right) - 2 \cdot 103 \cdot tg \left(45^\circ - \frac{36}{2} \right) = \\ = -92,49 \text{ кПа}.$$

Значение равнодействующей активного давления грунта:

$$E_{av} = \frac{p'_{gp} + p''_{gp}}{2} \cdot h_{gp} = \frac{-99,77 + (-92,49)}{2} \cdot 3 = -288,39 \text{ кН}. \quad (6.92)$$

Вследствие того, что E_{ab} отрицательное, боковое давление скального грунта не учитываем.

6.6.6 Волновое давление

Рассчитываем равнодействующую волнового давления, используя формулу А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.93)$$

где $h_{1\%} = 1,43$ м – высота волны 1% обеспеченности;
 $\bar{\lambda} = 15,6$ м – средняя длина волны.

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,43 \cdot \left(\frac{15,6}{3,14} + \frac{0,41}{2} \right) = 36,27 \text{ кН};$$

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,43^2}{15,6} = 0,41 \text{ м}. \quad (6.94)$$

Линия равнодействующей $W_{\text{волн}}$ находится ниже $\nabla\text{НПУ}$ на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{15,6}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,43 = 1,95 \text{ м}. \quad (6.95)$$

Одна вершина треугольника эпюры волнового давления, лежащая на основании, расположена не выше 1,57 м над $\nabla\text{НПУ}$, а другая не ниже $\nabla\text{НПУ}$ на 11,44 м.

6.6.7 Оценка прочности плотины

Все напряжения определяются на гранях в горизонтальном сечении на отметке подошвы.

В таблице 6.3 приведены действующие на плотину нагрузки.

Таблица 6.3 –Нагрузки и воздействия на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Для основного сочетания нагрузок и воздействий		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
$W_{\text{вб}}$	1	→	9069,35	14,33	129963,79
$W_{\text{нб}}$	1	←	190,38	2,08	-395,99
$W_{\text{пр}}$	1	↓	182,86	12,94	2366,21
G_b	0,95	↓	5900,71	8,85	-52221,25
$G_{\text{пл}}$	0,95	↓	10184,81	5,73	-58358,95
$W_{\text{взв}}$	1	↑	1955,72	0	0
W_Φ	1	↑	1938,75	8,83	17119,16
E_h	1,2	→	11,77	3,71	43,67
$W_{\text{волн}}$	1	→	36,27	1,97	71,45
q_3	0,9	↓	46,06	12,90	-594,17
Сумма			$\sum N \uparrow\downarrow = 12419,97$	$\sum M = 37993,91$	

Расчёт краевых напряжений для основного сочетания нагрузок и воздействий в горизонтальном сечении плотины на отметке подошвы:

- Для верховой грани:

Нормальное напряжение, действующее по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{12419,97}{32} + \frac{6 \cdot 37993,91}{32^2} = -165,50 \text{ кПа}, \quad (6.96)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину относительно середины подошвы;

B – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение, действующее по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \rho_w \cdot g \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.97)$$

где ρ_w – плотность воды,

H_d^u – напор над расчётым сечением со стороны верхнего бьефа,

$m_u = \tan \alpha_1$,

Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $m_u = 0$.

$$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{подошвы} = 558 - 515 = 43 \text{ м}, \quad (6.98)$$

$$\sigma_x^u = -165,50 \cdot 0^2 - 1000 \cdot 9,81 \cdot 43 \cdot (1 - 0^2) = -421,83 \text{ кПа}.$$

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\rho_w \cdot g \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (1000 \cdot 9,81 \cdot 43 - 165,50) \cdot 0 = 0. \quad (6.99)$$

Главное минимальное сжимающее напряжение:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \rho_w \cdot g \cdot H_d^u \cdot m_u^2, \quad (6.100)$$

$$\sigma_1^u = -165,50 \cdot (1 + 0) + 9,81 \cdot 1000 \cdot 43 \cdot 0 = -165,50 \text{ кПа.}$$

Главное максимальное сжимающее напряжение:

$$\sigma_3^u = -\rho_w \cdot g \cdot H_d^u = -10 \cdot 43 = -421,83 \text{ кПа.} \quad (6.101)$$

- Низовая грань:

Нормальное напряжение, действующее по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{12419,97}{32} - \frac{6 \cdot 37993,91}{32^2} = -610,74 \text{ кПа.} \quad (6.102)$$

Нормальное напряжение, действующее по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \rho_w \cdot g \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.103)$$

где $m_t = \operatorname{ctan} \alpha_2 = 0,65$;

α_2 – угол между низовой гранью и подошвой, $\alpha_2 = 57^\circ$;

H_d^t – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{min} - \nabla \text{подошвы} = 521,23 - 515 = 6,23 \text{ м;} \quad (6.104)$$

$$\sigma_x^t = -610,74 \cdot 0,65^2 - 1000 \cdot 9,81 \cdot 6,23 \cdot (1 - 0,65^2) = -293,33 \text{ кПа.}$$

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\rho_w \cdot g \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t; \quad (6.105)$$

$$\tau_{xy}^t = -(1000 \cdot 9,81 \cdot 6,23 - 610,74) \cdot 0,65 = 357,26 \text{ кПа.}$$

Главные напряжение:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \rho_w \cdot g \cdot H_d^t \cdot m_t^2; \quad (6.106)$$

$$\sigma_3^t = -610,74 \cdot (1 + 0,65^2) + 1000 \cdot 9,81 \cdot 6,23 \cdot 0,65^2 = -842,96 \text{ кПа};$$

$$\sigma_1^t = -\rho_w \cdot g \cdot H_d^t = -1000 \cdot 9,81 \cdot 6,23 = -61,12 \text{ кПа}. \quad (6.107)$$

Все расчёты сведены в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 - Краевые напряжения на гранях плотины

Грань	Напряжение	Значение, кПа
Верховая	σ_y^u	-165,50
	σ_x^u	-421,83
	τ_{xy}^u	0
	σ_1^u	-165,50
	σ_3^u	-421,83
Низовая	σ_y^t	-610,74
	σ_x^t	-293,33
	τ_{xy}^t	357,26
	σ_1^t	-61,12
	σ_3^t	-842,96

6.6.8 Критерии прочности плотины

Необходимо проверить соблюдение критериев прочности:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.108)$$

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения,

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного случая [22], $\gamma_{lc} = 1$;

γ_{cd} – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая, $\gamma_{cd} = 0,9$;

$R_b = 2800 \text{ МПа}$ –расчетное сопротивление бетона сжатию класса В5.

В проекте предварительно назначается класс бетона по прочности – бетон класса В5 [23]. Выполним проверку бетона по прочности на сжатие:

$$1,2 \cdot 1 \cdot |-842,96| \leq 0,9 \cdot 2800 \text{ МПа},$$

$1011,55 \text{ МПа} < 2520 \text{ МПа}$, условие прочности выполняется.

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

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.109)$$

$-165,50 \text{ кН/м}^2 < 0$ - условие выполнено.

3. Запас на температурное воздействие:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \rho_w \cdot g \cdot H_d^u, \quad (6.110)$$

$$|-165,50| \geq 0,25 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 43,$$

$$165,50 \text{ кН/м}^2 > 105,46 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

6.9 Расчёт устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин определяется несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины рассчитывают на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности. При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n; \quad (6.111)$$

$$R = (G_{nl} + G_B + W_{np} - W_{\phi} - W_{\phi} + q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega; \quad (6.112)$$

где $\tan \varphi = 0,72$ – коэффициент внутреннего трения для скалы основания;
 $c = 103 \text{ кН/м}^2$ – сцепление скалы,
 ω – проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр,
 $\gamma_{cd} = 0,95$ – коэффициент условий работы,
 $\gamma_{lc} = 1$ – коэффициент сочетания нагрузок.

$$R = (10184,81 + 5900,71 + 182,86 - 1955,72 - 1938,75 + 46,06) \cdot \\ \cdot 0,72 + 103 \cdot 32 = 12238,38 \text{ кН/м};$$

$$\omega = B_n \cdot 1 = 32 \text{ м}^2; \quad (6.113)$$

$$F = W_{\phi} - W_{\phi} + W_{\phi, \text{н}} + E_h = 9069,35 - 190,38 + 36,27 + 11,77 = \\ = 8927,01 \frac{\text{кН}}{\text{м}}; \quad (6.114)$$

Условие на сдвиг:

$$\frac{12238,38 \cdot 0,95}{8927,01 \cdot 1} = 1,30.$$

$1,30 > 1,2$ – условие выполняется.

Из вышеизложенного следует, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и устойчивости при основном сочетании нагрузок и воздействий.

7 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Селенгинского гидроузла. Охрана труда и противопожарная безопасность

7.1 Общие сведения о районе строительства

Селенгинский гидроузел находится в республике Бурятия на реке Селенга в 20 км выше по течению от поселка Оронгой. При впадении в Байкал река образует обширную дельту. Дельта Селенги с ее растительностью и наносами — своеобразный природный фильтр, для речных вод перед их попаданием в Байкал. Вода Селенги, ранее отличавшаяся чистотой и прозрачностью, все больше загрязняется промышленными и бытовыми стоками.

Дельта служит домом и приютом для 298 видов птиц, из которых 70 - охраняемые виды, занесенные в Красную книгу. К наиболее редким видам птиц, обитающих в дельте, можно отнести: черного и даурского журавлей, орлана-белохвоста, сапсана, азиатского бекасовидного веретенника, серощекую поганку, большую выпь, черную крякву, орла-карлика, усатая синица. Также здесь обитают многие виды рыб: преобладает здесь окунь, плотва, язь и щука. С наступлением осени Селенгу посещает готовящийся к нересту байкальский омуль, который является главным объектом ловли. Можно встретить также налима, гольяна, хариуса, сазана, сома, карася, сибирскую плотву, из земноводных – сибирскую и остромордую лягушку.

Флора дельты реки представляет собой сообщества плавающих и прикрепленных ко дну растений. Распространены кустарниковые виды ив, встречается черёмуха, шиповник, боярышник. Семейство кувшинковых представляют кубышки малая и желтая, а также кувшинка четырехугольная.

Животный мир в районе строительства Селенгинской ГЭС достаточно разнообразен, здесь обитает 29 видов млекопитающих. Обычными видами считаются: ондатра, сибирская косуля, лисица, барсук. Также, отмечен рост численности американской норки. Нередко можно встретить зайца-беляка, колонка, горностая, ласку, летучих мышей, землероек и мышевидных грызунов.

Влияние Селенгинской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период последующей эксплуатации гидроэлектростанции.

7.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимальному снижению влияния на окружающую среду непосредственно от строительства.

В ходе строительства Селенгинского гидроузла будут выполнены следующие виды работ:

- Выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- Отсыпка перемычек;

- Подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- Расчистка и планировка территории;
- Возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- Строительство основных сооружений;
- Строительство поселка эксплуатирующего персонала.

Воздействие на окружающую среду в период строительства Селенгинского гидроузла:

- Создание водохранилища, видоизменения ландшафтов, изменения климата;
- Подготовка ложа водохранилища, в том числе сводка леса и санация территории;
- Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- Опасности и риски для населения и персонала, которые связаны с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в ходе проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие виды работ:

- Очистка территории от остатков строений и мусора;
- Вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- Санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- Засыпка искусственных углублений.

Также необходимо провести очистку ложа от древесной и кустарниковой растительности.

Влияние на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

7.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Площадь затопления территории для создания Селенгинского водохранилища составляет 385 км^2 . Объем грунта, для строительства правобережной грунтовой плотины, составляет 675000 м^3 . На территории затопления не имеется населенных пунктов и социально-культурных объектов. Главные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ».

Основные мероприятия по охране окружающей среды в период подготовки ложа:

- Создание и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух;

- Создание и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение;
- Создание, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов веществ и микроорганизмов в водные объекты;
- Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
- Организация и проведение производственного экологического контроля.

7.4 Отходы, образующиеся при строительстве

Во время строительства Селенгинской гидроэлектростанции будет осуществляться значительный объем строительно-монтажных работ, при которых будет образовываться большое количество отходов, таких как:

- Лом бетонных изделий. Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{115463 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 5196 \text{ т}, \quad (7.1)$$

где N - объем бетонных работ, м³;
 q - удельный норматив образования, %;
 ρ - плотность бетона, т/м³.

- Лом и отходы, в которых содержатся незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные. Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{1039 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 21 \text{ т}. \quad (7.2)$$

Следовательно, в процессе строительства Селенгинской ГЭС будет образовано 5196 т лома бетонных изделий и 21 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

7.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В эксплуатационный период Селенгинского гидроузла воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- Сбросом дренажных, дождевых и талых вод;

- Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- Образованием отходов при эксплуатации, техническом обслуживании и текущих ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- На среду обитания населения ближайших населенных пунктов, которые связаны с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации Селенгинской ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

- Регулирование водным режимом водотока;
- Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
- Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
- При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

Вследствие того, что на расстоянии 20 км от ГЭС находится поселок Оронгой, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов», требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических и физических факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения», требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Селенга от сбросов Селенгинской гидроэлектростанции ниже по течению реки.

7.6 Пожарная безопасность

Станционные помещения, подлежащие оснащению пожарной сигнализацией, должны быть оборудованы датчиками обнаружения пожара и системами, которые обеспечивают прием от датчиков сигналов и формируют необходимые сигналы управления, а также сигналы на центральный пункт управления о пожаре с указанием конкретного места [25].

Оборудование и помещения, подлежащие оснащению автоматическим пожаротушением, должны иметь датчики обнаружения пожара и системы, обеспечивающей прием от датчиков сигналов и формирование необходимых сигналов управления запорно-пусковыми органами подачи воды, вентиляционными системами, а также сигналов на ЦПУ о пожаре с указанием конкретного оборудования. Применяются несколько типов датчиков: реагируют на появление дыма, реагируют на дым и повышение температуры, реагируют на повышение температуры.

В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние энергетических предприятий возлагается на

руководителей этих предприятий и организаций. Руководители структурных подразделений предприятий, начальники цехов, подстанций, лабораторий, мастерских, складов и т.п., а также другие должностные лица, ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- Обеспечить на вверенных им участках производства соблюдение противопожарного режима и выполнение в установленные сроки мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- Обеспечить исправность технологического оборудования в соответствии с техническими требованиями и проектными решениями. Немедленно принимать меры к устраниению обнаруженных неисправностей, которые могут привести к пожару;
- Организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности, особенно по технологии производства;
- Обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом цеха и подрядными организациями. Установить режим уборки рабочих мест и помещений, а также отключения электросети после окончания работы, за исключением дежурного освещения, системы обнаружения и тушения пожаров и оборудования с непрерывным технологическим процессом;
- Установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В целях уменьшения рисков, связанных с пожарами на проектируемой Селенгинской ГЭС должны быть предусмотрены следующие меры:

- Все помещения сооружений и помещения с оборудованием ГЭС должны удовлетворять требованиям пожарной безопасности;
- Должны проводиться регулярные проверки состояния пожарной безопасности предприятия, исправности технических средств тушения пожара, систем водоснабжения, оповещения, связи и других систем противопожарной защиты.
- Курение разрешается только в специально отведенных для этого местах, при соблюдении необходимых мер пожарной безопасности. Эти места должны иметь указательные знаки безопасности;
- Огневые работы должны выполняться в соответствии с требованиями правил безопасности при работе с инструментом и приспособлениями;
- На основании действующих Правил для каждого цеха, лаборатории, мастерской, склада, административных помещений и других сооружений должна быть разработана конкретная инструкция о мерах пожарной безопасности, которая вывешивается на видном месте;

– Проведение инструктажей персонала по противопожарной безопасности ответственными с проверкой знаний правил работников энергетических предприятий.

Автоматическим водяным пожаротушением на ГЭС оснащены:

- трансформаторы;
- гидрогенераторы;
- кабельные секции;
- реакторы;
- подпультовые помещения;
- помещения маслозхозяйства.

Трансформаторы на гидроэлектростанции являются главными объектами пожарной безопасности, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. Пуск системы пожаротушения трансформатора осуществляется дифференциальными и газовыми защитами. По периметру трансформатора устанавливаются на безопасном расстоянии кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители. Также должны быть установлены специальные емкости, куда будет сливаться водно-масляная смесь, которая образуется во время тушения пожара. В этом маслосборнике предусматривается устройство для разделения воды и масла. Вода, поступившая в маслосборник, сливается в нижний бьеф, отделенное масло задерживается, а затем сливается в масляное хозяйство ГЭС.

Кабельные сооружения гидроэлектростанции должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковых устройств (ЗПУ).

Гидрогенераторы должны быть оснащены автоматической системой пожаротушения распыленной водой, действие запорных устройств осуществляется с запуском от дифференциальной защиты генератора, либо при одновременном срабатывании дифференциальной защиты и специальных датчиков пожаротушения. Использование для тушения пожара внутри гидрогенераторов пенных и химических огнетушителей не допускается. Для подачи воды для тушения пожара вокруг обмотки статора располагаются кольцевые трубопроводы с установленными в них распылителями. Распыленная под давлением вода гасит пламя. Если произошло очаговое возгорание обмотки, пожар тушат с помощью углекислотных ручных огнетушителей. Система пожаротушения гидрогенераторов должна предусматривать отвод использованной воды в дренажную систему.

Для создания необходимого рабочего давления в системе противопожарного водоснабжения могут использоваться водозаборы из верхнего бьефа или насосные установки.

7.7 Требования по охране труда и технике безопасности

Все сотрудники ГЭС, а также работники подрядных организаций, привлекаемых для работ на территорию ГЭС, должны знать и выполнять требования в области охраны труда (правил безопасности). До начала работы руководители структурных подразделений должны проверить выполнение всех требований безопасности, относящихся к предстоящей работе. Перед началом выполнения работ, сотрудник обязан получить инструктажи по безопасному производству работы, пройти необходимую проверку знаний по охране труда, а также проверить свое рабочее место на наличие и достаточность средств индивидуальной защиты, ограждающих устройств, средств оказания первой медицинской помощи [24].

Подразделения ГЭС должны быть оснащены испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, системами автономных устройств жизнеобеспечения, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Сотрудник обязан знать, выполнять и нести персональную ответственность за нарушение требований нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда при эксплуатации оборудования и сооружений гидроэлектростанции является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасному проведению работ, методам оказания первой помощи при несчастных случаях, разработка и осуществление организационных и технических, а также санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению и снижению травматизма на производстве.

Эксплуатируемые гидротехнические сооружения должны быть укомплектованы следующими техническими средствами, обеспечивающими безопасность труда:

- проходы по сооружениям и на высоте, переходные мостки с одного сооружения к другому должны иметь ограждение;
- сооружения должны быть оснащены спасательными средствами на возможные падения персонала в воду;
- обслуживание сооружений без постоянного эксплуатационного персонала должно производиться группой не менее 2-х человек.

Для каждого сооружения и каждого рабочего места должна быть разработана инструкция по технике безопасности при проведении эксплуатационных работ.

На проектируемой Селенгинской ГЭС должен быть оборудован кабинет охраны труда и безопасности с материалами по тематике охраны труда и безопасного производства работ. На каждом рабочем месте должны быть производственные и должностные инструкции и инструкции по охране труда в необходимом объеме. Организация ГЭС несет ответственность за состояние охраны труда и безопасности на ГЭС и должны обеспечить контроль соблюдения требований настоящего стандарта, требований инструкций по охране труда,

проведением инструктажей и тренировок для отработки навыков по эвакуации работников в случае появления чрезвычайных ситуаций.

На Селенгинской ГЭС должен быть организован участок по охране труда, который будет являться организационным центром по работе с персоналом. Организация ГЭС должны обеспечивать контроль и систематические проверки:

- соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте или в резерве оборудования и сооружений ГЭС требованиям безопасности;
- знаний сотрудниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их применения на практике;
- знаний работниками средств индивидуальной защиты, средств коллективной защиты и систем автономных установок жизнеобеспечения, навыков их применения по назначению;

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

8 Технико-Экономические показатели

8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Объемы продаж электроэнергии в первоначальные годы эксплуатации Селенгинской гидроэлектростанции представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта			
		2022	2023	2024	2025
Установленная мощность	МВт	283	283	283	283
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии	МВт·ч	1132000	1132000	1132000	1132000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	11320	11320	11320	11320
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	1120680	1120680	1120680	1120680
Тариф на электроэнергию	руб/МВт·ч	1077	1110	1143	1175
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	1206,97	1243,95	1280,94	1316,80
НДС к выручке	млн.руб	201,16	207,33	213,49	219,47

В соответствии с Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» [26] тариф на электроэнергию с каждым годом увеличивается, вследствие чего увеличивается и выручка от реализации электроэнергии.

8.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) [26] с учетом реализованной электроэнергии.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами. Себестоимость продукции зависит от текущих затрат компании.

Текущими расходами по гидроузлу являются:

- амортизационные отчисления;

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

Амортизационные отчисления формируются по каждому виду актива, в соответствии с вычисленной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере 0,08%.

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

Эксплуатационные расходы гидроузла представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы Селенгинского гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	53,37
Прочие затраты	274	764,57
Итого по ГЭС	529,2	817,94

Отчисления на ремонт основных производственных фондов формируются исходя из величины инвестиций. Удельные значения затрат на ремонт в процентах представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этапы	Величина
От 1 до 5	0,06
От 6 до 15	0,09
От 16 до 25	0,14
Свыше 25	0,2

Затраты на услуги регулирующих организаций определены исходя из ставок в соответствии едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро». Результат расчета представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО "СО ЕЭС"	135,38 тыс.руб./МВт	38,31
ОАО "АТС" (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./МВт·ч	2,68
ОАО "ЦФР" (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./МВт·ч	0,78
Итого		41,77

Налог на воду в соответствии с Налоговым кодексом РФ [27] для реки Селенга составляет 13,2 руб. на 1 тыс. кВт·ч. Текущие затраты по ГЭС в первоначальные годы эксплуатации (с 2022 по 2025 гг.) сведены в таблицу 8.5.

Таблица 8.5– Текущие затраты по ГЭС

Наименование	Год реализации проекта			
	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления, млн.руб.	366,70	726,24	764,57	764,57
Расходы на страхование, млн.руб.	43,46	76,15	71,72	64,38
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	112,31	149,74	149,74	149,74
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	54,33	95,19	89,65	80,48
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	31,33	41,77	41,77	41,77
Налог на воду, млн.руб.	21,52	32,28	32,28	32,28
Итого, млн.руб.	629,63	1121,37	1149,73	1133,21

Анализируя таблицу 8.5. делаем вывод, что наибольшие затраты приходятся на амортизационные исчисления, далее расходы на страхование, и малая часть приходится на налог на воду.

8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после окончания строительства проектируемой ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет.

Учитываем следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%;
- Налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 13,2 руб.

Предполагаемые налоговые расходы в период с 2022 по 2026 гг. при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6– Налоговые расходы с 2022 по 2026 гг

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Налог на прибыль, млн.руб.	188,57	271,82	276,72	293,54	309,89
НДС, млн.руб.					445,86
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	13,52	13,52	13,52	13,52	13,52
Налог на имущество, млн.руб.	71,31	165,66	168,56	151,74	134,92
Итого, млн.руб.	273,4	451	458,8	458,8	904,19

Исходя из вышеперечисленного, можно сделать вывод о том, что налог на прибыль и НДС составляют основную часть затрат. Ежегодно происходит увеличение налога на прибыль, НДС. Соответственно, увеличиваются и затраты. Налог на имущество достигает пикового значения в 2024 году, далее постепенно идет на спад.

8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль в общем виде представляет разницу между ценой производимой продукции и её себестоимостью. Годовая прибыль первых лет эксплуатации (с 2022 по 2025 г.г.) представлена в таблице 8.7. Динамика суммы чистой прибыли показана на рисунке 8.1.

Таблица 8.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта			
	2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто), млн.руб.	1697,46	2332,09	2405,7	2472,43
Текущие расходы, млн.руб.	629,63	1121,37	1149,73	1133,21
EBITDA (валовая прибыль), млн.руб.	1673,25	2299,82	2373,43	2440,16
EBIT (до налогообложения), млн.руб.	1153,58	1345,69	1391,13	1474,68
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	213,06	269,14	278,23	294,94
NOPAT (чистая прибыль), млн.руб.	940,52	1076,55	1112,9	1179,74
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20

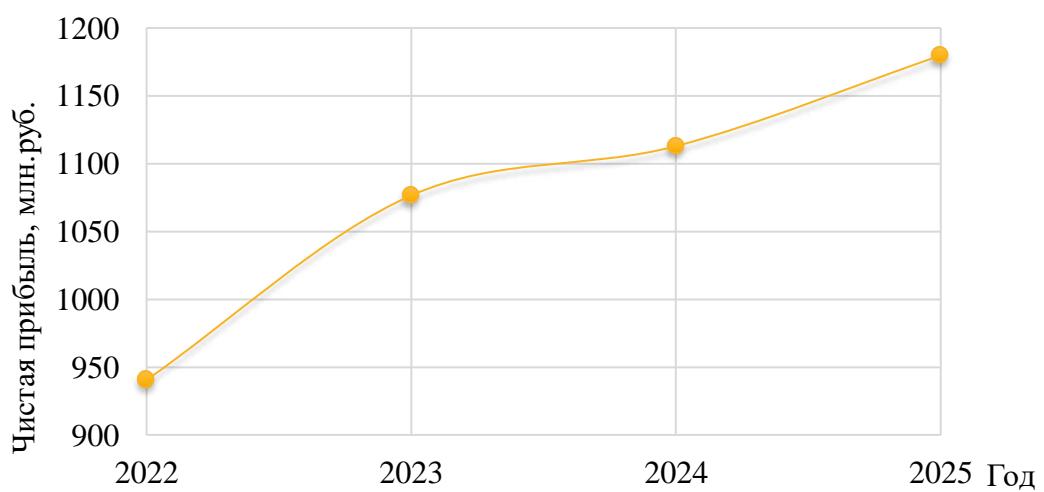


Рисунок 8.1-Динамика суммы чистой прибыли

Рост прибыли с каждым годом происходит постепенно, увеличивается по мере ввода оборудования в эксплуатацию. Также рост прибыли обусловлен увеличением выручки от продаж электроэнергии и мощности.

8.5 Анализ денежных потоков

Анализ денежных потоков производится по итоговой строке вкладки КЭШ-ФЛО. График КЭШ-ФЛО представлен на рисунке 8.2.

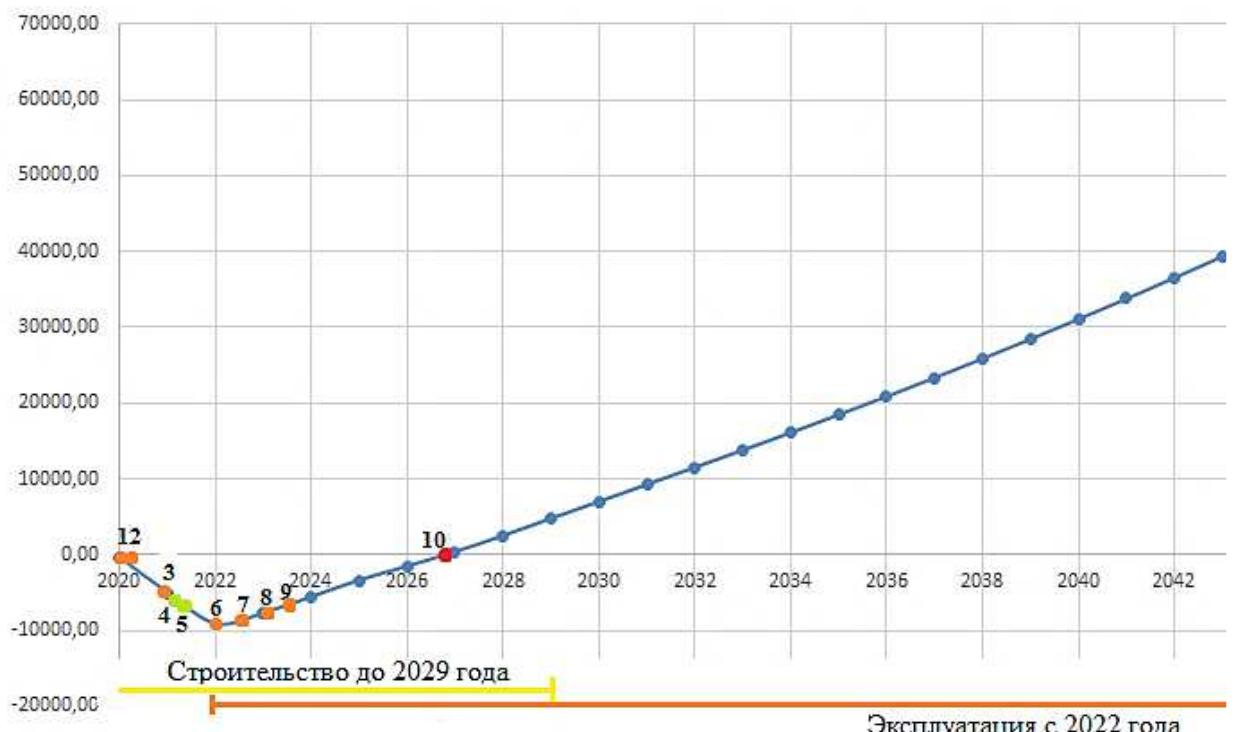


Рисунок 8.2-График КЭШ-ФЛО

На графике обозначены следующие этапы:

- 1- Начало земельных работ;
- 2- Начало бетонных работ;
- 3- Начало строительных работ;
- 4- Начало строительства ОРУ;
- 5- Начало строительства ЛЭП;
- 6- Начало выработки электроэнергии, пуск первого гидроагрегата;
- 7- Пуск второго гидроагрегата;
- 8- Пуск третьего гидроагрегата;
- 9- Пуск четвертого гидроагрегата;
- 10- Окупаемость проекта.

Ввод в работу первого гидроагрегата происходит в апреле 2022 года, соответственно, с этого момента начинается выработка и продажа электроэнергии. Прибыль начинает увеличиваться. К концу 2026 года проект окупается.

8.6 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»).

8.6.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «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;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.».

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

8.6.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.7.

Таблица 8.7 - Показатели эффективности реализации проекта «Селенгинская ГЭС на реке Селенга»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,6
Дисконтированный период окупаемости -DPV,мес	93
Чистый приведенный доход-NPV, млн.руб.	7271,73
Индекс прибыльности - PI	1,94
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	20,04
Себестоимость эл.энергии, руб/КВт·ч	1,26
Удельные капиталовложения, руб/КВт	44717,31

8.6.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. К притокам бюджетных средств относится притоки от налогов, установленных действующим законодательством.

Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	Год реализации проекта			
	2022	2023	2024	2025
В федеральный бюджет, млн.руб.	223,61	317,62	322,51	339,34
В региональный бюджет, млн.руб.	71,31	165,66	168,56	151,74
Итого налоговых поступлений, млн.руб.	294,92	483,28	491,08	491,08

С увеличением выручки растут и налоговые выплаты. Вследствие этого увеличиваются и поступления в федеральный и региональный бюджеты.

8.7 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности. Под анализом чувствительности проекта понимается оценка влияния изменения исходных параметров инвестиционного проекта на его конечные характеристики.

В ходе выполнения работы был проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к следующим изменениям:

- Ставки налогов;
- Объема инвестиций;
- Объем сбыта;
- Ставки дисконтирования.

Влияние изменения данных параметров представлено в виде динамики изменения PI на рисунке 8.3-8.5.

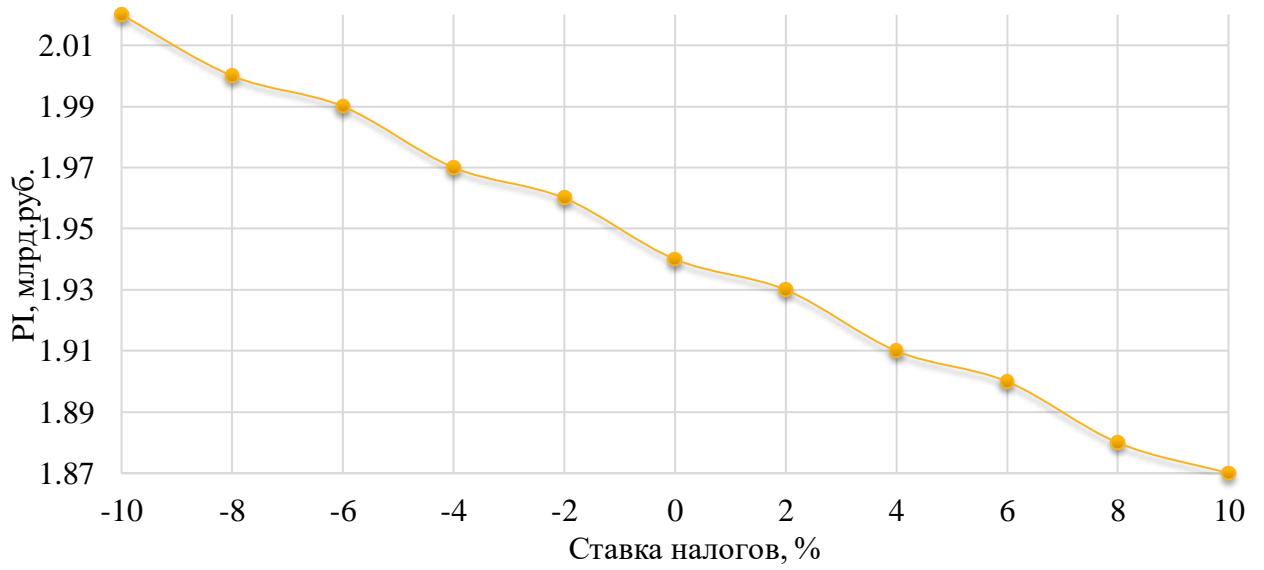


Рисунок 8.3-Динамика изменения PI от ставки налога

На графике показана обратная зависимость. С увеличением ставки налога величина PI уменьшается и наоборот.

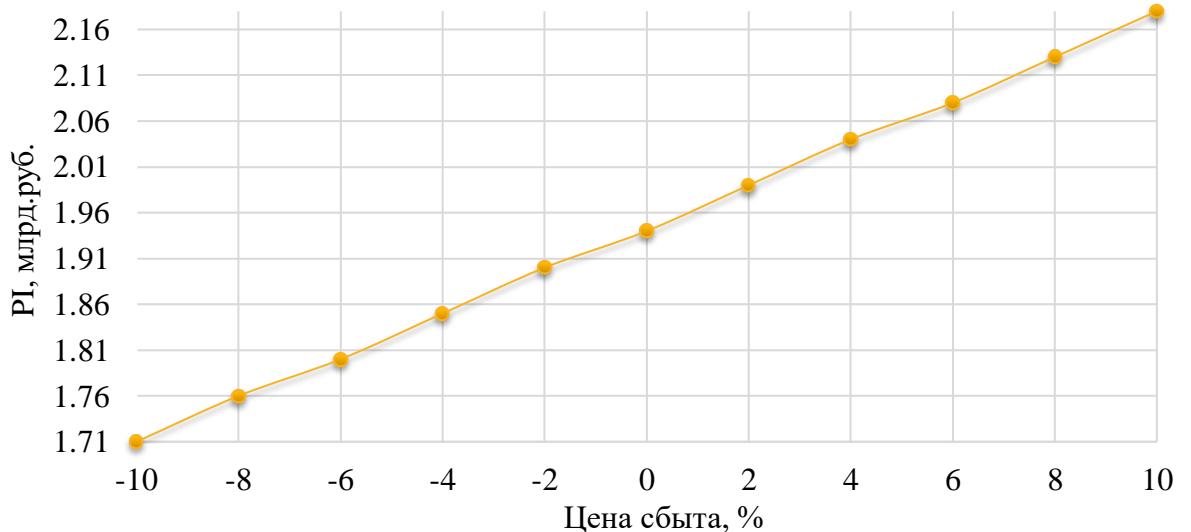


Рисунок 8.4-Динамика изменения PI от цены сбыта

Здесь представлена прямая зависимость. С увеличением цены сбыта индекс прибыльности также увеличивается.

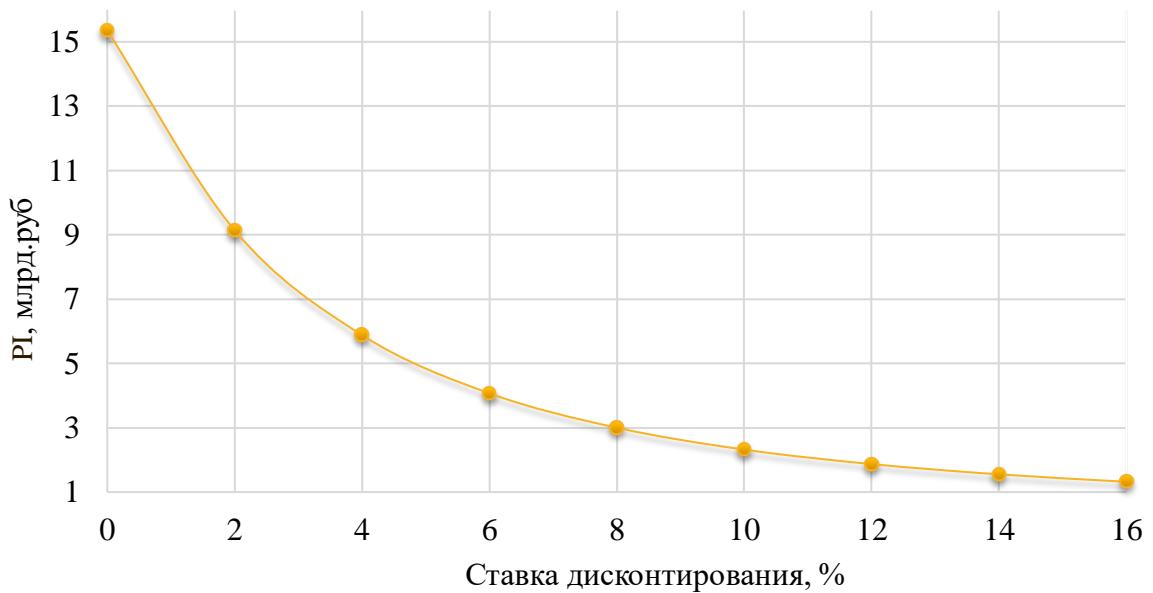


Рисунок 8.5-Динамика изменения PI от изменения ставки дисконтирования

На графике показана обратная зависимость величины индекса прибыльности PI от ставки дисконтирования. С увеличением ставки дисконтирования величина индекса прибыльности PI уменьшается.

9 Современные подходы к мониторингу, диагностике и управлению состоянием гидротехнических сооружений ГЭС

Мониторинг осуществляется с целью обеспечения непрерывного контроля за состоянием безопасности гидротехнических сооружений и их воздействием на окружающую среду, а также для предотвращения возникновения аварийных ситуаций и создания условий для безопасной эксплуатации.

Современные подходы к мониторингу, диагностике и управлению состоянием оборудования ГТС предоставляют возможность своевременно обнаружить возникновение дефектов и предотвратить последующее их развитие, из чего следует, что будут минимизированы риски возникновения чрезвычайных ситуаций.

Автоматизация мониторинга предоставляет возможность собственнику оптимизировать количество используемых материальных и человеческих ресурсов, а также получать достоверную информацию о состоянии гидротехнического объекта в режиме реального времени.

Для решения данной проблемы необходимо в обязательном порядке оснащать каждый потенциально опасный объект высокотехнологичными измерительно-аналитическими информационными средствами.

9.1 Основные понятия и определения

- **Система мониторинга состояния гидротехнических сооружений** - совокупность измерительных приборов и других взаимодействующих технических устройств, обеспечивающих получение, передачу, сбор и обработку информации регулярных наблюдений диагностических показателей технического состояния сооружения;
- **Мониторинг технического состояния гидротехнических сооружений** - система регулярных инструментальных и визуальных наблюдений за показателями работы и технического состояния сооружений, за проявлением и развитием опасных для сооружений техногенных и природных процессов и явлений, проводимых по определенной программе с целью объективной оценки эксплуатационной надежности и безопасности сооружений, своевременной разработки и проведения ремонтных мероприятий;
- **Техническая диагностика** - область знаний, охватывающая теорию, методы и средства определения технического состояния объекта;
- **Система технического диагностирования** - совокупность средств, объекта и исполнителей, необходимая для проведения диагностирования по правилам, установленным в технической документации;
- **Достоверность технического диагностирования (контроля технического состояния)** - степень объективного соответствия результатов диагностирования (контроля) действительному техническому состоянию объекта;

- **Комплексный анализ состояния гидротехнического сооружения**
 - анализ технического состояния сооружения по результатам годичных (многолетних) циклов наблюдений путем оценки соответствия его диагностических показателей критериям безопасности, нормам и проекту, характера (тенденции) их изменения во времени, адекватности реакции сооружения на изменения нагрузок и воздействий.

9.2 Основные действующие нормативные документы

Мониторинг технического состояния и безопасности должен проводиться на всех гидротехнических сооружениях, повреждения которых могут привести к возникновению чрезвычайной ситуации в соответствии с Федеральным законом от 21.07.1997 № 117-ФЗ.

- Федеральный закон от 21.07.1997 N 117-ФЗ (ред. от 29.07.2018) "О безопасности гидротехнических сооружений";

Собственник гидротехнического сооружения и (или) эксплуатирующая организация обязаны:

— обеспечивать контроль (мониторинг) за показателями состояния гидротехнического сооружения, природных и техногенных воздействий и на основании полученных данных осуществлять оценку безопасности гидротехнического сооружения, в том числе регулярную оценку безопасности гидротехнического сооружения и анализ причин ее снижения;

— развивать системы контроля за состоянием гидротехнического сооружения.

- Федеральный закон "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений" от 30.12.2009 N 384-ФЗ. Статья 16. Требования к обеспечению механической безопасности здания или сооружения;

— расчетные модели (в том числе расчетные схемы, основные предпосылки расчета) строительных конструкций и основания должны отражать действительные условия работы здания или сооружения, отвечающие рассматриваемой расчетной ситуации.

- СТО 70238424.27.140.035-2009. Гидроэлектростанции. Мониторинг и оценка технического состояния гидротехнических сооружений в процессе эксплуатации. Нормы и требования;

— основными задачами наблюдений за гидротехническими сооружениями являются: комплексное изучение их основных показателей работы; проверка соответствия этих показателей проектным предпосылкам, критериям безопасности и нормативным требованиям; объективная оценка эксплуатационной надежности и безопасности сооружений. Для решения указанных задач гидротехнические сооружения должны оснащаться контрольно-измерительной аппаратурой (КИА). В проектах сооружений I, II и III классов соблюдение требования по установке КИА для проведения наблюдений и исследований является обязательным.

- СТО 17330282.27.140.004-2008. Контрольно-измерительные системы и аппаратура гидротехнических сооружений ГЭС. Условия создания. Нормы и требования;

— АСО КИА (автоматизированная система опроса контрольно-измерительной аппаратуры) – система, состоящая из средств автоматизации и компьютерных устройств, должна включать в себя измерительные устройства, используемые для контроля состояния и безопасности ГТС электростанции. Программно-технический комплекс АСО КИА создается на основе современных микропроцессорных устройств и датчиков серийного производства, при необходимости и на основе индивидуально разработанных средств измерения.

9.3 Современные варианты для ведения мониторинга, диагностики и управления состоянием ГТС

Автоматизация мониторинга и проведение диагностики гидротехнических сооружений имеет возможность расширения методов проведения наблюдений с прогрессирующим развитием точных наук и технологий.

К современным возможностям ведения мониторинга и диагностики можно отнести следующие блоки:

- Информационно-диагностические системы (ИДС);
- КЭ-модели;
- ВМ – модели;
- Методы Data Mining (адаптация и прогнозирование) для анализа состояний, метод группового учета аргументов, позволяющие выявить шаблоны поведения и построить модели динамики изменения свойств;
- Комплексная виртуальная PLM- модель.

Далее проведем рассмотрение каждого блока в отдельности.

9.3.1 Информационно-диагностическая система

Информационно-диагностическая система (ИДС), представляет собой аппаратно-программную платформу, в которой осуществляется сбор и анализ данных натурных наблюдений.

Эта платформа позволяет частично автоматизировать сбор и обработку данных и предоставляет инженеру-гидротехнику широкий набор инструментов для анализа информации.

Основными функциями платформы ИДС являются:

- осуществление автоматического опроса дистанционной контрольно-измерительной аппаратуры в соответствии с программой натурных наблюдений;
- ручной ввод данных замеров;
- производение автоматического расчета необходимых физических величин и показателей состояния сооружения на основе полученных данных;

- расчет критериев для диагностики и сравнение фактических значений показателей состояния со значениями этих критериев;
- формирование и подача предупредительных сигналов при превышении диагностических критериев;
- ведение журналов визуальных наблюдений;
- составление и ведение отчетных таблиц;
- построение графиков, эпюров, векторных полей и пр.

Характерной особенностью ИДС является использование 3D-моделирования для представления модели, а также размещения пространственных графических форм представления данных.

Основные этапы при работе ИДС на объекте наблюдения:

- разработка и создание трехмерной модели сооружения;
- заполнение базы данных имеющейся КИА, с привязкой к трехмерной модели, паспортные данные, ход и порядок пересчета замеров в физические величины;
- создание экранных форм для ручного ввода данных, расписания автоматического опроса, шаблоны отчетных форм;
- подготавливается расчет диагностических показателей в соответствии с декларацией безопасности объекта и доставка сообщений пользователям об изменении диагностических показателей.

Наиболее подходящими для реализации представляются, например, ПК ANSIS, NASTRAN, ABAQUS, SCAD, из отечественных - ПК «Лира», «СТАДИО», ввиду их высокой степени автоматизации генерирования сетки конечных элементов и возможности формирования и решения огромного числа алгебраических уравнений, а также эффективными средствами задания исходных данных и визуализации результатов.

В настоящее время преимущественно используют ИДС Дедал и ИДС Бинг.

Платформа ИДС Дедал успешно используется на Усть-Илимской ГЭС, Чиркейской ГЭС, Бурейской ГЭС. Модель Чиркейской ГЭС в программном комплексе представлена на рисунке 9.1.

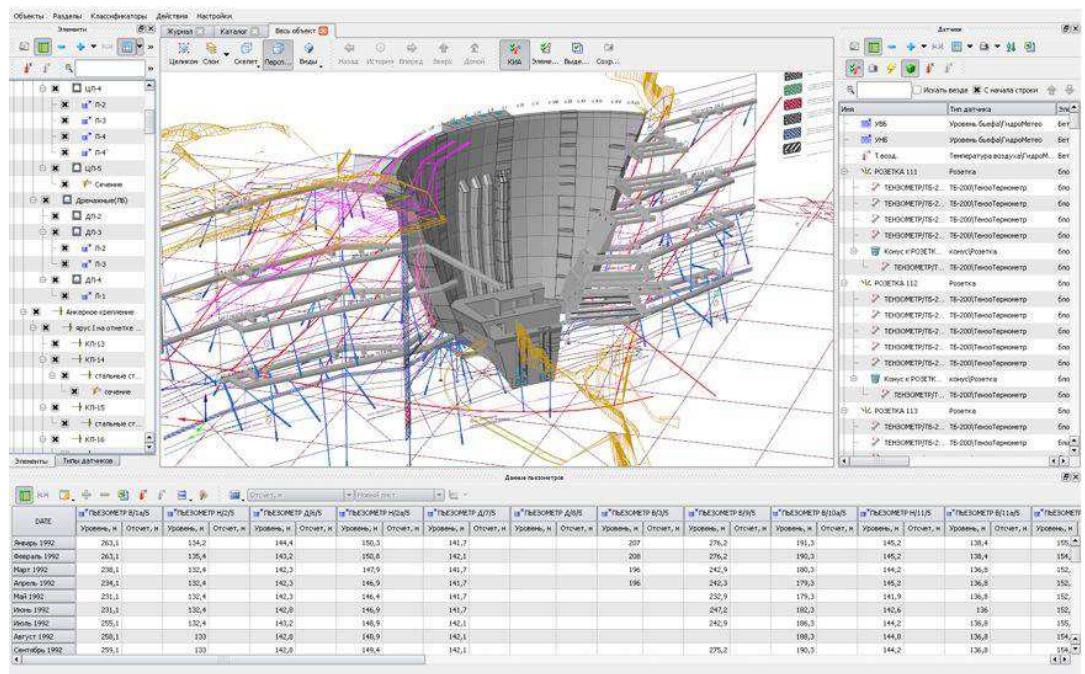


Рисунок 9.1 – 3D модель Чиркейской ГЭС

9.3.2 BIM – модель

Building Information Modeling (BIM) – в переводе на русский: информационное моделирование сооружения. Представляет собой комплекс мероприятий и работ по управлению жизненным циклом сооружения, начиная от проекта и заканчивая демонтажем. BIM технологии охватывают проектирование, строительство, эксплуатацию, ремонт сооружения.

BIM-проектирование осуществляет сбор и обработку данных об архитектурно-планировочных, конструктивных, экономических, технологических, эксплуатационных характеристиках объекта, объединенных в едином информационном поле (BIM – модели). Все данные, заложенные в информационную модель объекта, связаны между собой и взаимозависимы.

Технологии BIM основаны на виртуальной 3D-модели, которой заданы реальные физические свойства. Это позволяет рассчитать и определить параметры процессов строительства еще до начала строительных работ на объекте. Управление данными модели позволяет сократить сроки реализации проекта, упрощает эксплуатацию спроектированного объекта и продлевает срок его службы. Информационная модель меняет свое содержание и конфигурацию на протяжении всего жизненного цикла объекта. К 3D характеристикам добавляются временные показатели. Тогда ее называют 4D моделью BIM.

Основными преимуществами использования BIM – модели следующие:

- 3D модель – это централизованное хранилище всех необходимых данных о здании. Позволяет быстро и эффективно вносить изменения в проектные решения, прослеживая результат;

- снижение вероятных ошибок с использованием BIM технологии, которая может выявить нестыковки в инженерных системах и коммуникациях в рамках проектирования;
- управление и контроль необходимых показателей в данный момент времени;
- автоматическая выгрузка результатов изысканий и испытаний, проектной документации и отчетов в электронном виде;
- возможность автоматизировать процессы управления строительной техникой, пользуясь введенными в машину проектными параметрами.

Впервые в России в гидротехническом строительстве технология BIM использована на Нижне-Бурейской ГЭС (рисунки 9.2), именно здесь с 2016 г. реализуется проект по применению данной технологии. Уникальность этого проекта в том, что внедрение BIM на Нижне-Бурейской ГЭС происходило одновременно со строительством станции. Поэтому все те преимущества, которые дает данная технология были достигнуты на проекте в значительно меньшей степени, чем это могло быть.



Рисунок 9.2 – Информационная модель Нижне-Бурейской ГЭС

9.3.3 Методы Data Mining и МГУА

Data Mining – это технология анализа информации с целью нахождения в уже накопленных предприятием данных ранее неизвестных, но практически полезных знаний, необходимых для принятия решений в различных областях человеческой деятельности. Можно сказать, что это комплекс методов и средств, позволяющих извлекать из данных неочевидные знания. В основу современной технологии Data Mining положена концепция шаблонов, отражающих фрагменты многоаспектных взаимоотношений в данных. Эти шаблоны представляют собой закономерности, свойственные подвыборкам данных, которые могут быть компактно выражены в понятной человеку форме.

Алгоритмы Data Mining позволяют эффективно осуществить кластеризацию объектов, выявить некоторые шаблоны в поведении объектов (необязательно периодические) и на их основе делать прогнозы.

Другая возможность – метод группового учёта аргументов (МГУА), позволяющий эффективно строить аналитические модели процессов, которые можно использовать для прогнозирования состояния гидротехнических сооружений. Использование МГУА требует базы статистических данных, которую также удобнее располагать на удалённом сервере.

Данный блок предназначен для адаптации моделей к новым условиям и прогнозированию.

9.3.4 PLM - управления жизненным циклом сооружения

PLM (Product Lifecycle Management) – программа, направленная на объединение отдельных участков автоматизации предприятия в едином информационном пространстве и реализацию цикла - от подготовки проекта до окончания его строительства, его эксплуатации и утилизации. С помощью PLM можно организовать и обеспечить быстрый и безопасный доступ к информации о продукции всем, кто в ней нуждается, - конструкторам, технологам, инженерам, сотрудникам технического обслуживания, а также партнерам.

Технология PLM содержит:

- базовые стандарты и технологии;
- инструменты автоматизации конструирования, инженерных расчетов, управления производством, разработки программ, проектирования электронных приборов и т. д.;
- вспомогательные программы (для хранения данных, управления информацией, документооборота и др.);
- функциональные приложения (для управления конфигурациями, версиями, знаниями и пр.);
- специализированное отраслевое ПО.

Таким образом, PLM - некоторая концепция для объединения существующих разработок в единое интегрированное решение.

Основу такого решения составляет система управления инженерными данными (Product Data Management, PDM), которая связывает все перечисленные компоненты, а также служит для взаимодействия с другими корпоративными приложениями.

Одним из важнейших результатов реализации комплексного решения является оптимизация многих процессов на предприятии. Внедрение PLM приводит к повышению эффективности разработки, снижению расходов и времени на проектирование, при одновременном повышении качества проектно-конструкторских работ, сокращение ошибок. А это, в свою очередь, влияет на финансовые показатели компаний, следовательно, и на повышение прибыль.

Преимущества технологии PLM:

- повышение качества выпускаемой продукции;

- сокращение сроков проектирования и производства;
- снижение себестоимости проектирования и производства продукции
- повышение уровня защиты данных от несанкционированного доступа;
- акумулирование интеллектуальной собственности предприятия в рамках единого информационного пространства;

Комплексное решение реализовано на базе продуктов минской компании "Интермех", таких, как Search, Cadmech, Cadmech Desktop, TechCard, AVS и ImBase.

9.4 Использование новых технологий в передаче данных

9.4.1 Пример использования современных возможностей автоматизации мониторинга ГТС

Одним из примеров может служить Санкт-Петербургский государственный университет водных коммуникаций (СПГУВК) в виде следующей последовательности действий.

1. Создание сетевой системы сбора информации от первичных преобразователей на основе веб-камер и радиомодемов, автоматически передаваемой через мобильную связь на удалённый сервер, где будет производиться обработка информации.

Это позволит организовать непрерывный процесс наблюдения, своевременно принимать решения, снизить капитальные затраты при информатизации, т. к. использование удалённого сервера позволит не устанавливать ЭВМ на каждый объект, а использование радиомодемов повысит точность передачи данных.

2. Разработка комплекса моделей изменения параметров состояния судоходных гидротехнических сооружений (СГТС) и определение на их основе законов изменения и предельных значений критериев безопасности СГТС.

Модели будут включены в контур мониторинга и непрерывно уточняться по его результатам, что позволит получить показательный ряд наблюдений. Расположение моделей на удалённом сервере позволит использовать более трудоёмкие и точные алгоритмы.

3. Формализация законов управления техническим состоянием СГТС на основе прогнозных моделей.

Это позволит сформировать обоснованные планы проведения ремонтных работ для обеспечения требуемого уровня надёжности и безопасности СГТС.

9.4.2 Сеть LoRaWAN

LoRaWAN —расшифровывается как Low-power Wide-area Network — «энергоэффективная сеть дальнего радиуса действия». Представляет собой совокупность шлюзов, пересылающих сообщения между оконечными

устройствами и центральным сервером. Сеть является беспроводной и имеет широкий радиус охвата, основной плюс таких сетей является низкое энергопотребление.

Сеть имеет четыре ключевых элемента:

1) Устройства - конечные устройства которые отправляют и получают сообщения в беспроводной сети LoRA;

2) Шлюзы - шлюз работает как ретранслятор и его задача отправлять все сообщения от конечных устройств и передавать их на сервер сети и обратно;

3) Сетевой сервер - занимается управлением и обслуживанием сети LoRA;

4) Сервер приложений - все устройства отправляют сообщение с payload в конечное приложение клиента.

Топология сети имеет тип «звезда» (звезда — базовая топология компьютерной сети, в которой все устройства сети присоединены к центральному узлу, образуя физический сегмент сети) с сетевым сервером, соединяющим несколько шлюзов, которые в свою очередь соединяются с устройствами по беспроводной сети LoRA. Связь является двунаправленной, но преобладающий тип связи принятие данных от конечных устройств.

Шлюзы действуют как мост между беспроводной сетью LoRA и IP сетью. Шлюзы работают как беспроводные базовые станции для различных устройств. Поскольку шлюз имеет беспроводной интерфейс LoRA, он должен соответствовать требованиям связи (мощность передатчика 25 мВт с частотным планом 864-870 МГц), распределению каналов и скорости передачи данных. Сенсоры LoRaWAN могут передавать информацию на дистанции 15 км, обеспечивая скорость обмена данными от 300 бит/сек до 100 кбит/сек.

Сетевой сервер со всеми конечными устройствами, который настроен как неотъемлемая часть приложения и подключен к базовым станциям. Сетевой сервер бывает встроен в шлюз или располагается на выделенном сервере вместе с ПО диспетчера. Сетевой сервер получает сообщения от устройств, управляет их аутентификацией, маршрутизацией данных и управлением шлюзами. Сетевой сервер самостоятельно выбирает лучший шлюз для маршрутизации данных от устройства, а также исключает дубликаты сообщений.

Для защиты от несанкционированного доступа и искажения, либо перехвата данных, передаваемых оконечными устройствами, в сетях предусмотрено обязательное двухуровневое шифрование данных двумя разными AES-128 ключами по RFC-4493. Обеспечивается полная конфиденциальность данных при прохождении всех задействованных в цепочке устройств, поэтому содержимое пакета доступно только конечной точке и приложению сервис-провайдера.

Основные преимущества сетей LoRaWAN:

- совместимы с существующими сетями/технологиями беспроводной передачи данных;
- обладают высокой помехоустойчивостью;
- способны обслуживать десятки и сотни тысяч устройств;

- обеспечивают большую зону охвата и малое энергопотребление оконечных устройств;
- позволяют подключать очень большое количество внешних как датчиков, так и контроллеров оборудования;
- низкое энергопотребление для передачи данных;
- расстояние передачи (при отсутствии внешних помех, 25 километров без потерь);
- малая чувствительность сигнала к помехам, слабое воздействие погодных условий на условия приема\передачи;
- не нужно получать лицензию для использования. Параметры беспроводного оборудования полностью находятся в пределах разрешенных диапазонов Российской Федерации;
- безопасность сети.

Возможное применение сетей LoRaWAN:

- считывание показаний датчиков;
- контроль состояния емкостей на производстве;
- мониторинг производственного оборудования (уменьшение простоя, контроль параметров, обеспечение безопасности персонала);
- умное освещение (удаленное управление, контроль состояния);
- сбор данных о состоянии окружающей среды (загрязнение, шум, дождь, ветер и пр.);
- пожарная, охранная сигнализация;
- автоматизация зданий (контроль температуры, влажности, управление воротами, жалюзи).

Использование информационных технологий для мониторинга технического состояния гидротехнических сооружений является очень перспективным направлением, позволяющим решать ряд сложнейших задач: разработка эффективных систем мониторинга деформаций гидротехнических сооружений, использование оценочной функции для получения соизмеримых оценок для переменных с различными границами допустимых значений, оценка адекватности создаваемых прогнозных моделей сооружений. Применение современных методов позволяет перейти на новый уровень контроля и оценки состояния ГТС, что обеспечивает более безопасную эксплуатацию ГТС, а также минимизацию рисков возникновения ЧС. В целом, современный подход – это комплексный подход к диагностике состояния сооружения, с применением всех перечисленных или части перечисленных блоков контроля состояния. Выбор применения того или иного блока зависит от класса ГТС и необходимом уровне безопасности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном дипломном проекте рассчитаны и определены показатели, выбраны основные элементы и параметры Селенгинской ГЭС на реке Селенга, которая является сооружением II класса.

В ходе проведения водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность электростанции, равная 283 МВт и среднемноголетняя выработка 1,931 млрд. кВт·ч. Также были определены такие параметры, как полезный объем водохранилища, равный 9,3 км³, уровень мертвого объема, отметка которого 550,02 м. Для последующего расчета было построено режимное поле (область допустимых режимов работы), по которому были определены напоры:

- максимальный – 37,37 м;
- расчетный – 31,10 м;
- минимальный – 25,70 м.

В результате расчетов была выбрана гидротурбина ПЛ 40а-В-600, с диаметром рабочего колеса 6 м. Выбрано оптимальное количество устанавливаемых гидротурбин - 4. По справочным данным для выбранной поворотно-лопастной гидротурбины с синхронной частотой вращения 125 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-850/190-48 с номинальной активной мощностью 72,5 МВт.

Далее была выбрана главная электрическая схема гидроэлектростанции с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства с двумя системами сборных шин и одной обходной. По справочным данным и каталогам было подобрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы: ТДЦ-125000/220-У1, трансформаторы собственных нужд: ТСЗ-3200/20, для ВЛЭП – сталеалюминиевые провода марки АС-240/32.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла - русловая. В состав Селенгинского гидроузла входят:

- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля;
- правобережная грунтовая плотина;
- станционная часть бетонной плотины;
- левобережная глухая бетонная плотина.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 32 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 515 м;
- число водосливных отверстий – 6;
- ширина водосливных отверстий в свету – 10 м;
- отметка гребня – 564,64 м;

– ширина гребня – 24,73 м.

Для гашения энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяются гасители энергии – 2 водобойные стенки. Также в этом разделе в результате расчетов определили, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и устойчивости при основном сочетании нагрузок и воздействий. Рассчитанные сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям надежности.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 7 лет 9 месяцев;
- себестоимость – 1,26 руб/кВт·ч;
- индекс прибыльности – 1,94;
- удельные капиталовложения – 44717,31 тыс. руб./кВт.

Таким образом, строительство Селенгинского гидроузла в настоящее время является обоснованным, в том числе и с точки зрения экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Системный оператор ЕЭС [Электронный ресурс]// Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири. – Режим доступа: http://so-ups.ru/index.php?id=odu_siberia.
2. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силаев; СШФ КГТУ. – Саяногорск, 2005. – 114 с.
3. Использование водной энергии: учебное пособие в задачах и упражнениях. В 2 ч. 1. Водно-энергетические расчеты режимов ГЭС / сост. Ю.А. Секретарев, А. А. Жданович, Е. Ю. Затеева, С. В. Митрофанов. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. – 108 с.
4. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: в 2т./Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева – Т.2. Основное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 400 с.
5. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс]// НПО «ЭЛСИБ» ПАО г. Новосибирск. – Режим доступа: <http://www.elsib.ru/ru/katalog-godrogeneratorov/>.
6. Каталог «Тольяттинский трансформатор» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор» г. Тольятти. – Режим доступа: <https://www.transformator.com.ru>.
7. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» [Электронный ресурс] // АО группа «СВЭЛ» г. Красноярск. – Режим доступа: <http://www.svel.ru/ru>.
8. СТО56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. – Введ. 16.06.2010 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2010 – 128 с.
9. Каталог «Электроаппарат» [Электронный ресурс] // «ОА ВО Электроаппарат» г. Санкт-Петербург. – Режим доступа: <http://www.electroapparat.ru>.
10. Каталог «Микропроцессорные автоматические анализаторы» [Электронный ресурс] // «ООО АСУ-ВЭИ» г. Москва. – Режим доступа: <http://www.asu-vei>.
11. Каталог «Системы электропитания для энергетики» [Электронный ресурс] // «ООО Промсвязькомплект» г. Екатеринбург. – Режим доступа: <http://www.pskt.ru>.
12. Каталог «Трансформаторы напряжения» [Электронный ресурс] // АО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара» г. Самара. – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru>.
13. Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // ЗАО «ЗЭТО» г. Великие Луки. – Режим доступа: <http://www.prosoftsystems.ru>.

14. Каталог «Распределительные устройства» [Электронный ресурс] // АО «УЭТМ» г. Екатеринбург. – Режим доступа: <https://www.uetm.ru>.
15. Каталог «Трансформаторы напряжения» [Электронный ресурс] // АО «ПО «МЗ «Молния» – Режим доступа: <https://molniya.centeratom.ru>.
16. Каталог «РЗА станционного оборудования» [Электронный ресурс] // ООО НПП «ЭКРА». – Режим доступа: <https://www.ekra.ru>.
17. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)». Актуализированная редакция СНиП 2.06.04 – 82. – М.: Минрегион России, 2012.
18. Л.Н. Рассказов и др. Гидротехнические сооружения. В двух частях. Ч.1. – М.: Стройиздат, 1996. – 440 с.
19. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П.Г. Киселева. – М.: Энергия, 1974. – 312 с.
20. СНиП 2.06.04-82. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). - М.: ФГУП ЦПП, 2004.
21. СП 23.13330.2011 «Основания гидротехнических сооружений». Актуализированная редакция СНиП 2.02.02 – 85. – М.: Минрегион России, 2012.
22. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. - М.: ФГУП ЦПП, 2012.
23. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.
24. ПОТР М-016-2013 РД 153-34.0-03.150-00. Межотраслевые правила по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок [Электронный ресурс]: от 24.07.2013 N 328 // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
25. РД 153.-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий [Электронный ресурс] : от 21.12.99 N 20/2-3/3806 // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
26. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.».
27. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117-ФЗ // Текст части второй Налогового кодекса опубликован в «Российской газете» от 10 августа 2000 г. N 153-154.
28. «Информационно-диагностическая модель» [Электронный ресурс] // Режим доступа: http://www.vniig.rushydro.ru/company/org_units/departament-informatsionno-analiticheskiy-tsentr-po-bezopasnosti-gidrotekhnicheskikh-sooruzheniy/otdel-sistemy-avtomatizirovannogo-kontrolya-gts-/.
29. «Комплексный подход» [Электронный ресурс] // Режим доступа: <https://vestnik-rushydro.ru/articles/8-avgust-2015/nauka-i-tehnologii/kompleksnyy-podkhod/>.
30. «Сеть ЛоРаВАН» [Электронный ресурс] // Режим доступа: <https://future2day.ru/set-lorawan/>.

31. «LoRaWAN. Технология и спецификация» [Электронный ресурс] // Режим доступа: <https://telemetric.tech/lorawan-технология-и-спецификации/>.
32. «Внедрение PLM» [Электронный ресурс] // Режим доступа: <https://www.itweek.ru/industrial/article/detail.php?ID=71287>
33. «ИДС Бинг» [Электронный ресурс] // Режим доступа: <https://www.npp-geos.com/ids-bing>.
34. «Информационно-диагностическая система Бинг-3» [Электронный ресурс] // Режим доступа: <https://docplayer.ru/63899994-Informacionno-diagnosticheskaya-sistema-bing-3-dalee.html>.
35. «Жизненный цикл сооружений PLM» [Электронный ресурс] // Режим доступа: <https://www.itweek.ru/industrial/article/detail.php?ID=71287>.
36. «Перспективы использования информационных технологий для мониторинга технического состояния ГТС ГЭС» [Электронный ресурс] // Режим доступа: https://cyberleninka.ru/article/n/perspektivy-ispolzovaniya-informatsionnyh-tehnologiy-dlya-monitoringa-tehnicheskogo-sostoyaniya-gidrotehnicheskikh-sooruzheniy/viewerp://baltmp.ru/stati_i_publikacii/article_post/nauchnyy_monitoring_.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Селенга

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{ср. год}$
1939	133	131	142	608	2496	2244	2714	1341	735	624	395	174	978
1940	179	163	147	585	1793	2607	1703	1485	1130	750	498	229	939
1941	190	172	155	719	2490	3465	2221	1537	1303	908	687	248	1175
1942	153	149	161	393	1616	3318	2111	1839	972	703	442	204	1005
1943	134	134	149	656	1872	2710	1822	1405	782	545	395	172	898
1944	137	133	144	487	1801	2830	2245	1329	924	624	422	188	939
1945	115	114	137	908	1866	1343	1172	1169	624	466	340	152	701
1946	291	235	218	624	1468	3460	2234	1962	1872	1382	798	392	1245
1947	158	142	158	585	2078	3239	3179	1798	1098	735	472	205	1154
1948	126	125	142	585	1768	2700	2166	1337	750	608	371	158	903
1949	136	133	142	561	2018	2828	2108	1294	845	577	395	174	934
1950	139	133	150	332	2729	2607	1672	1423	924	545	406	174	936
1951	112	111	134	561	1946	1330	1265	973	513	458	340	147	658
1952	144	139	156	442	2335	3555	2880	1709	987	561	415	180	1125
1953	126	123	142	408	1904	2149	1393	1059	719	498	378	164	755
1954	155	119	158	393	921	3366	2588	1435	1035	577	452	199	950
1955	142	126	147	442	2160	1880	1226	1133	940	624	427	193	787
1956	166	104	93	529	2068	3097	2188	1360	1109	790	463	215	1015
1957	205	212	185	452	1234	3255	1928	1806	1070	793	449	218	984
1958	205	190	112	502	1907	3378	3868	2240	1338	822	553	269	1282
1959	155	145	315	820	3805	4075	3690	2150	1270	915	610	237	1516
1960	158	166	213	770	2845	3397	3430	2027	1272	719	479	196	1306
1961	324	269	226	861	3666	3065	2332	1842	1359	766	569	395	1306
1962	142	134	153	585	2351	1730	1294	1175	711	513	466	239	791
1963	134	104	142	371	1352	2520	1537	1123	569	545	521	207	760
1964	115	134	150	434	2515	3480	3170	1955	820	704	412	182	1173
1965	232	223	174	513	2163	1810	1427	1168	1161	829	577	438	893
1966	166	188	142	506	1563	3920	2774	1502	893	624	419	188	1074
1967	177	174	174	608	1593	1343	1741	1931	1224	837	472	220	875
1968	117	122	153	577	2368	1411	1463	921	640	496	401	188	738
1969	174	152	149	529	2645	4124	2809	1438	1166	967	585	300	1253
1970	174	145	115	608	2340	3105	2198	1548	1090	853	498	205	1073
1971	145	134	145	545	2251	3280	3370	2000	1145	840	411	153	1202
1972	174	126	134	640	2199	2433	1629	1264	877	624	406	190	891
1973	158	145	153	735	1773	4108	2441	1514	924	624	444	207	1102
1974	119	119	142	735	1570	1169	1204	942	613	469	340	150	631
1975	112	119	144	403	1180	3713	1967	1237	701	731	447	142	908
1976	180	204	204	450	2218	1942	1561	1303	837	1000	431	221	879
1977	215	210	212	798	1833	2555	1845	1637	891	863	556	262	990
1978	185	198	177	689	1528	2049	1476	1327	676	583	403	153	787
1979	186	171	153	458	1924	2770	1733	1212	968	752	632	223	932
1980	171	163	171	433	2272	2296	1746	1147	886	592	442	185	875
1981	169	144	144	615	2299	1864	1400	1049	831	583	370	198	806

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср. год}
1982	174	142	163	602	1841	1548	1223	1141	728	793	496	174	752
1983	182	153	152	396	1839	2537	1967	1608	998	861	553	250	958
1984	180	161	158	409	1795	3313	2457	1995	1098	777	482	190	1085
1985	185	169	180	501	1995	2555	2078	1476	975	709	485	234	962
1986	172	166	160	498	2180	1913	1709	1375	858	701	427	191	863
1987	209	175	174	450	2220	3850	3521	1980	1415	1142	542	256	1328
1988	215	175	193	645	1861	3117	2278	1836	1100	765	543	265	1083

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водно-энергетические расчеты

Таблица Б.1 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году (1 итерация)

№ мес	Qбыт	Qлёд	Qисп	Qфильт	Qпб	Qнб	Qводохр	Qвхк	Q xc	Qгэс
10	664	0	3	8	653	663	2	500	0	655
11	452	15	2	8	427	809	374	500	0	801
12	159	15	1	8	135	919	776	500	0	911
1	130	15	1	8	106	960	846	500	0	952
2	149	15	1	8	125	915	782	500	0	907
3	204	0	1	8	195	804	601	500	0	796
4	549	-23	3	8	561	701	132	500	0	693
5	1743	-37	9	8	1763	500	-1271	500	0	492
6	1466	0	7	8	1451	500	-959	500	0	492
7	1158	0	6	8	1144	500	-652	500	0	492
8	1081	0	5	8	1068	500	-576	500	0	492
9	678	0	3	8	667	500	-175	500	0	492

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.1

Объемы			Уровни воды				НГЭС, м	N _{ГЭС} , МВт	N _{ГАР} , МВт	Э, млн кВт ч
Vнач	dV	Vкон	Z _{Н(ВБ)}	Z _{К(ВБ)}	Z _{ср(ВБ)}	Z _{Нб}				
17,00	0,01	16,99	558,00	558,00	558,00	522,54	35,13	202	202	146
16,99	0,97	16,03	558,00	557,48	557,74	523,10	34,32	242	242	174
16,03	2,01	14,01	557,48	556,38	556,93	523,47	33,14	266	266	191
14,01	2,19	11,82	556,38	555,03	555,70	523,59	31,79	266	266	192
11,82	2,03	9,79	555,03	553,25	554,14	523,46	30,36	242	242	175
9,79	1,56	8,24	553,25	551,16	552,21	523,09	28,80	202	202	145
8,24	0,34	7,89	551,16	550,59	550,88	522,70	27,85	170	170	122
7,89	-3,29	11,19	550,59	554,55	552,57	521,23	31,02	134		97
11,19	-2,49	13,67	554,55	556,18	555,37	521,23	33,82	146		105
13,67	-1,69	15,36	556,18	557,13	556,65	521,23	35,11	152		109
15,36	-1,49	16,86	557,13	557,93	557,53	521,23	35,98	156		112
16,86	-0,45	17,31	557,93	558,16	558,04	521,78	35,94	155		112

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году (2 итерация)

№ мес	Qбыт	Qлёд	Qисп	Qфильт	Qпб	Qнб	Qводохр	Qвхк	Q xc	Qгэс
10	664	0	3	8	653	673	12	500	0	665
11	452	15	2	8	427	822	387	500	0	814
12	159	15	1	8	135	934	791	500	0	926
1	130	15	1	8	106	974	860	500	0	966
2	149	15	1	8	125	932	799	500	0	924
3	204	0	1	8	195	827	624	500	0	819
4	549	-23	3	8	561	729	160	500	0	721
5	1743	-37	9	8	1763	500	-1271	500	0	492
6	1466	0	7	8	1451	500	-959	500	0	492
7	1158	0	6	8	1144	500	-652	500	0	492
8	1081	0	5	8	1068	500	-576	500	0	492
9	678	0	3	8	667	500	-175	500	0	492

Окончание таблицы Б.2

Vнач	dV	Vкон	Zн(ВБ)	Zк(ВБ)	Zср(ВБ)	Zнб	HГЭС, м	NГЭС, МВт	NГАР, МВт	Э, млн кВт ч
17,00	0,03	16,97	558,00	557,98	557,99	522,59	35,09	205	205	148
16,97	1,00	15,97	557,98	557,45	557,72	523,15	34,25	245	245	177
15,97	2,05	13,92	557,45	556,32	556,89	523,51	33,05	269	269	194
13,92	2,23	11,69	556,32	554,93	555,63	523,64	31,67	269	269	194
11,69	2,07	9,62	554,93	553,05	553,99	523,51	30,16	245	245	177
9,62	1,62	8,00	553,05	550,77	551,91	523,17	28,42	205	205	147
8,00	0,41	7,58	550,77	550,02	550,39	522,81	27,26	173	173	125
7,58	-3,29	10,88	550,02	554,30	552,16	521,23	30,61	133		95
10,88	-2,49	13,36	554,30	556,00	555,15	521,23	33,60	145		105
13,36	-1,69	15,05	556,00	556,95	556,48	521,23	34,93	151		109
15,05	-1,49	16,55	556,95	557,76	557,36	521,23	35,81	155		112
16,55	-0,45	17,00	557,76	558,00	557,88	521,78	35,78	155		111

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Сработка-наполнение водохранилища в средневодном году

№ мес	Qбыт	Qлёд	Qисп	Qфильт	Qполезн	Qнб	Qводохр	Qвхк	Q xc	Qгэс
10	728	0	3	8	716	755	31	633	0	747
11	496	15	2	8	471	835	356	633	0	827
12	175	15	1	8	151	885	726	633	0	877
1	142	15	1	8	118	1028	902	633	0	1020
2	206	15	1	8	182	954	764	633	0	946
3	235	0	1	8	226	832	598	633	0	824
4	602	-23	3	8	615	879	256	633	0	871
5	1881	-37	9	8	1901	638	-1271	633	0	630
6	2754	0	7	8	2739	1147	-1600	633	0	1139
7	2054	0	6	8	2040	2116	-582	633	650	1458
8	1379	0	5	8	1366	1907	-166	633	699	1200
9	751	0	4	8	739	733	-14	633	0	725

Окончание таблицы Б.3

объемы			уровни				HГЭС, м	NГЭС, МВт	Э, млн.кВт·ч
Vнач	dV	Vкон	Zн(ВБ)	Zк(ВБ)	Zср(ВБ)	Zнб			
17,00	0,08	16,92	558,00	557,96	557,98	526,35	31,23	205	147,88
16,92	0,92	16,00	557,96	557,47	557,71	526,73	30,58	223	160,25
16,00	1,88	14,12	557,47	556,43	556,95	526,96	29,60	228	164,50
14,12	2,34	11,78	556,43	554,99	555,71	527,51	27,81	250	179,71
11,78	1,98	9,80	554,99	553,25	554,12	527,24	26,49	221	158,82
9,80	1,55	8,25	553,25	551,18	552,22	526,72	25,10	182	131,03
8,25	0,66	7,58	551,18	550,02	550,60	526,93	23,27	178	128,39
7,58	-3,29	10,88	550,02	554,30	552,16	524,98	26,78	149	106,95
10,88	-4,15	15,02	554,30	556,94	555,62	527,09	28,13	282	202,93
15,02	-1,51	16,53	556,94	557,76	557,35	534,94	22,01	282	203,32
16,53	-0,43	16,96	557,76	557,98	557,87	530,72	26,75	282	203,33
16,96	-0,04	17,00	557,98	558,00	557,99	526,23	31,36	200	143,98

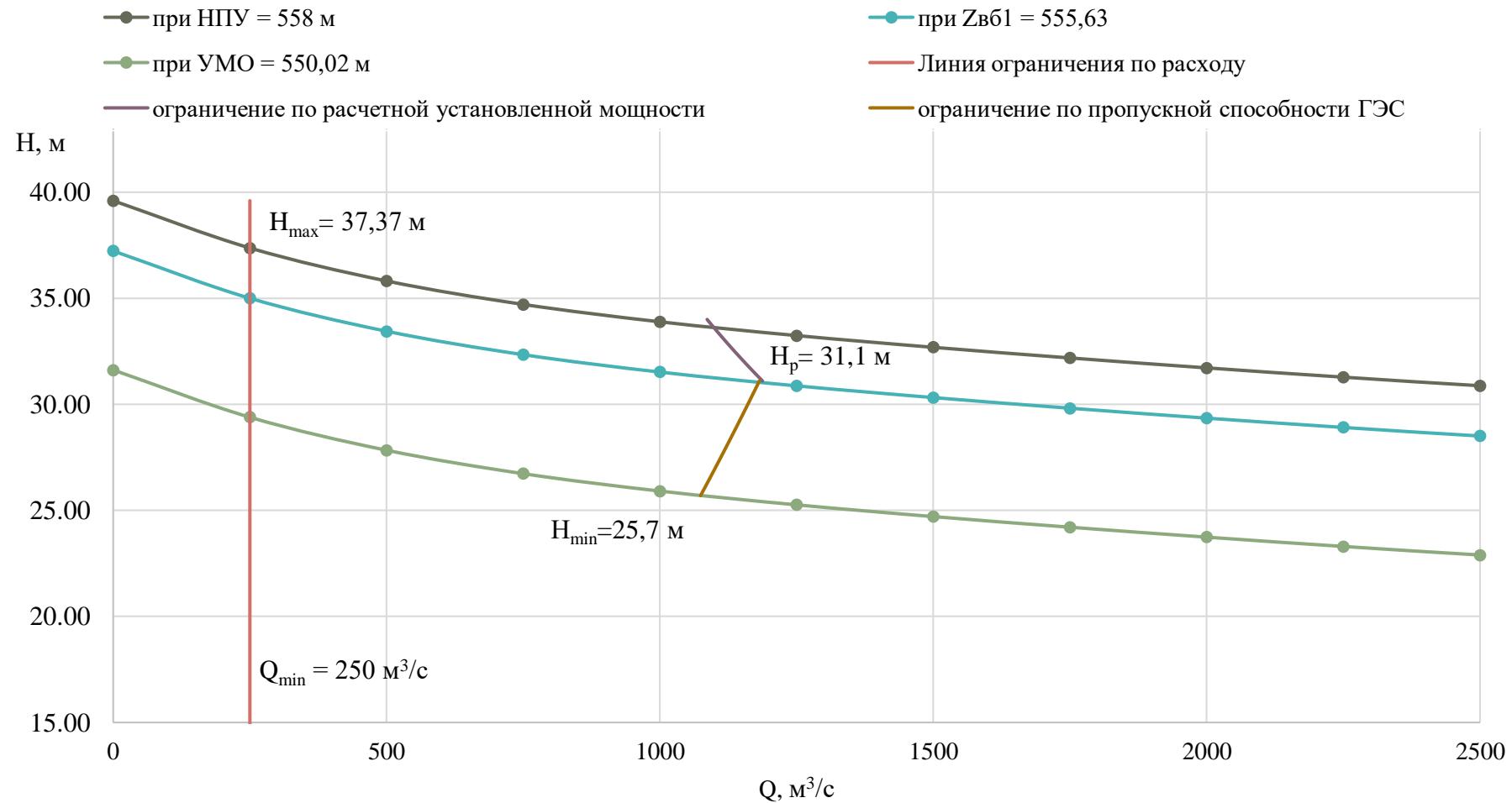


Рисунок Б.1 – Режимное поле Селенгинской ГЭС

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование ГЭС

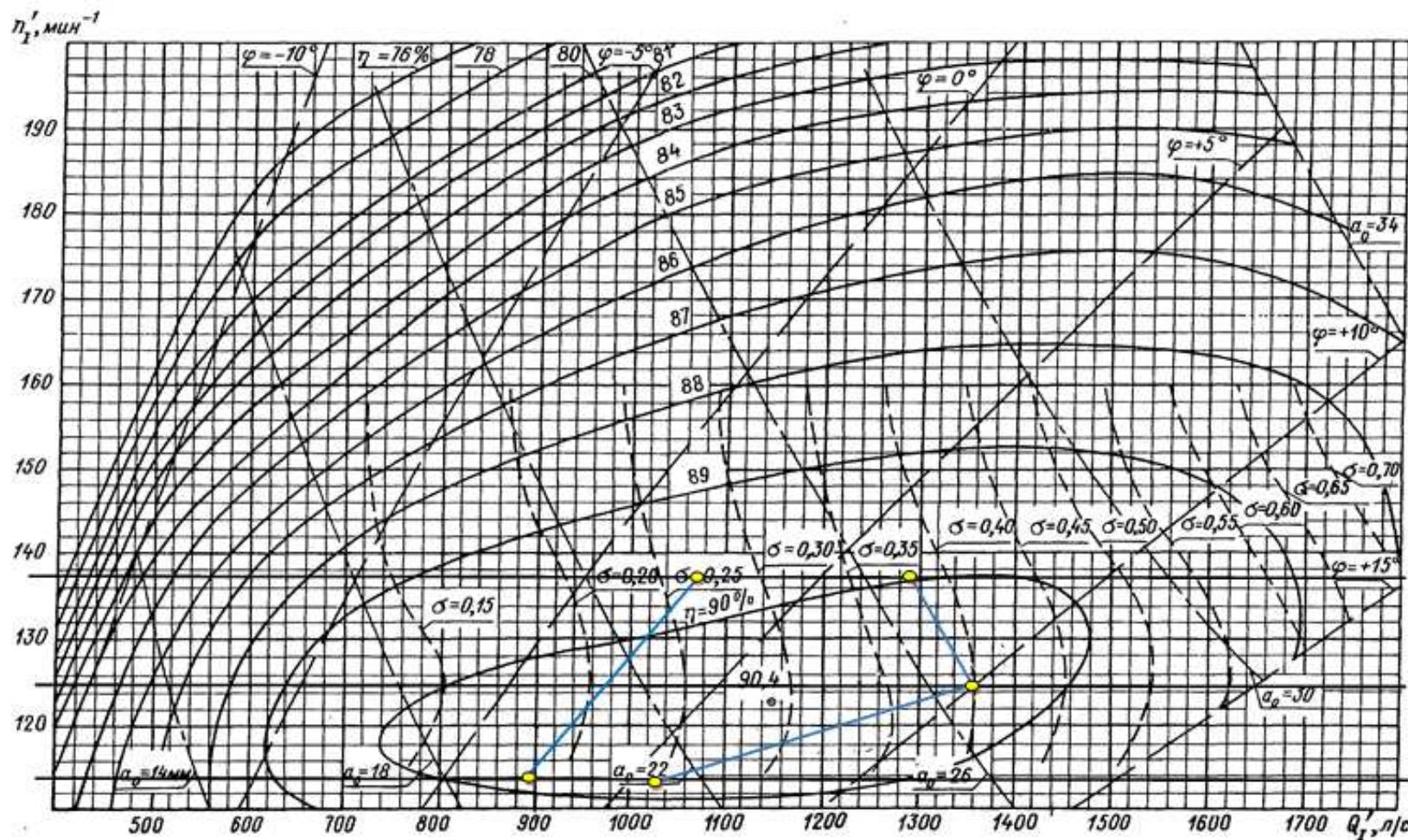


Рисунок В.1 – Зона работы ПЛ406-475

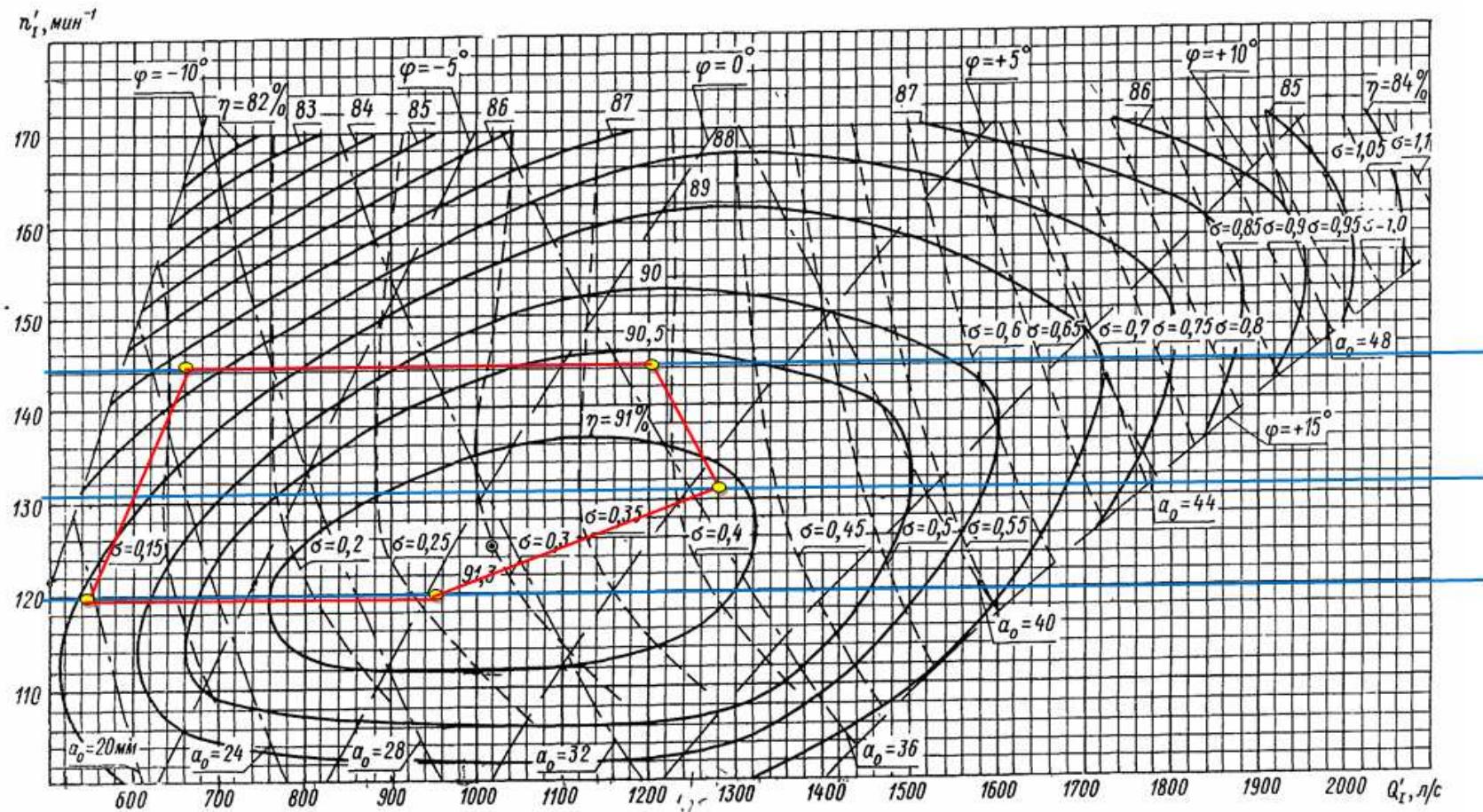


Рисунок В.2 – Зона работы ПЛ40а-600

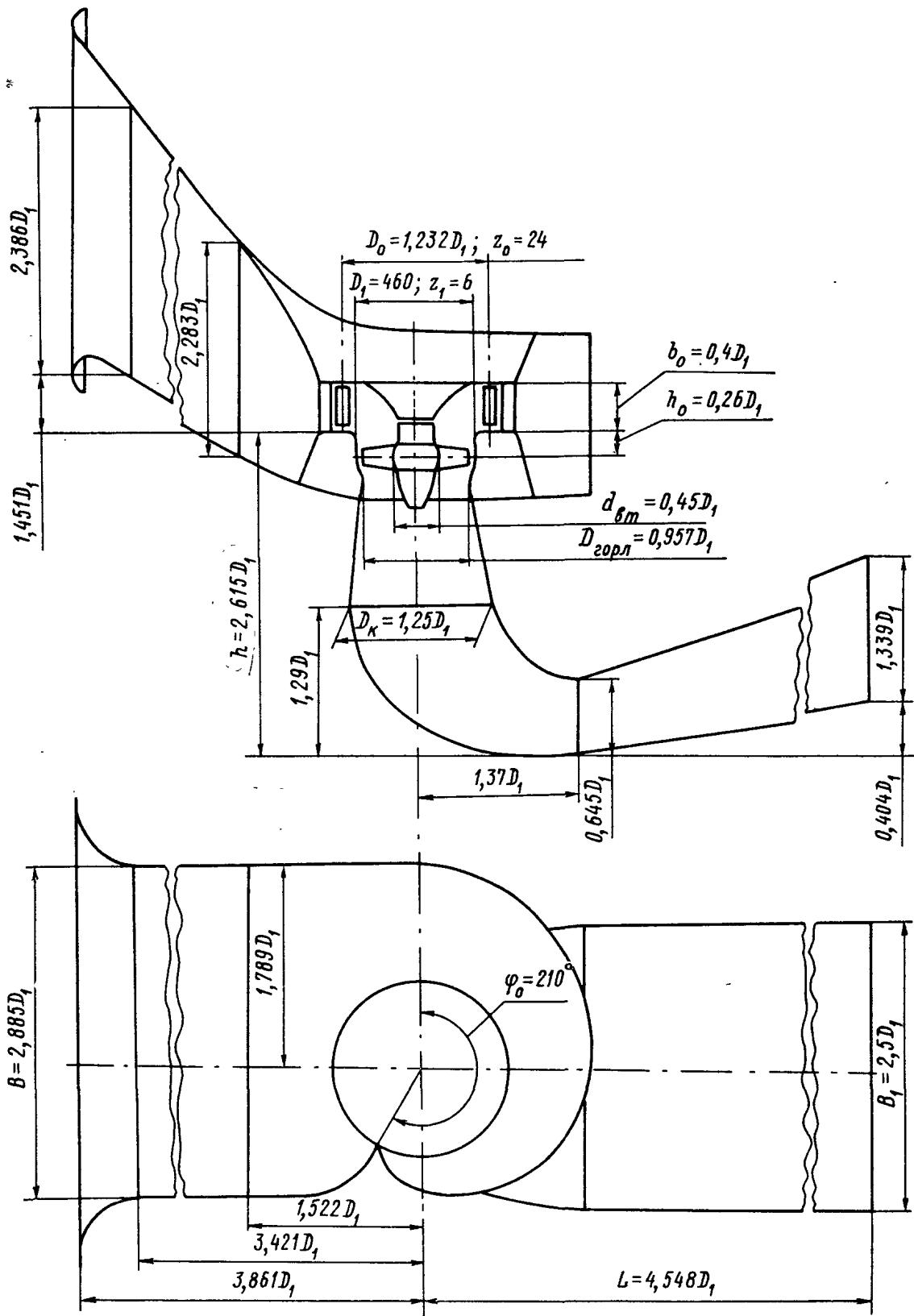


Рисунок В.3 – Проточная часть модели турбины ПЛ 40а-В

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Релейная защита и автоматика

Таблица Г.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,67 A
		Коэффициент торможения, K_T	0,35	-
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,23 A
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,69 A
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	- 5 B
		t_2	U_{0G}	- 15 B
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,2	-
ЗПН	$U >$	2ступень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$ 140 B
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$ 120 B
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2\text{СИГН}}$	$0,07 \cdot I_H$ 0,31 A
		ПО	$I_{2\text{ПУСК}}$	$0,15 \cdot I_H$ 0,67 A
		OTC I	$I_{2\text{С.З.}}$	$0,19 \cdot I_H$ 0,85 A
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{\text{СИГН}}$	$1,07 \cdot I_H$ 4,77 A
		ПО	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,1 \cdot I_H$ 4,91 A
		OTC	$I_{1\text{OTC}}$	$1,53 \cdot I_H$ 6,82 A
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,085 0,38 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,26 1,16 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_P \text{ СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{\text{ном.р}}$ 4,70 A
		ПО	$I_P \text{ ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{\text{ном.р}}$ 4,83 A
		Отсечка	$I_P \text{ ПУСК.}$	$2,25 \cdot I_{\text{ном.р}}$ 9,86 A

Продолжение приложения Г

Таблица Г.2 – Матрица отключений защит

Наименование	Обозначение			Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖГ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	Отключение МШВ
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$			+	+	+	+			
ЗЗГ	U_0	t_1								+
		t_2		+	+	+				
	U_0	t		+	+	+				
ЗПН	$U > V$	1 ступень t_1		+	+					
		2 ступень t_2		+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО								+
		ИО		+	+					
		OTC I	t_1							+
			t_2							
			t_3	+	+					
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО								+
		ИО		+	+					
		OTC	t_1						+	
			t_2	+	+					+
ДЗ	$Z \wedge$	1 ступень	t_1						+	
			t_2	+	+	+				
		2 ступень	t_1						+	
			t_2	+	+					+
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО								+
		ИО		+	+					
		Отсечка		+	+					

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

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических
систем и электрических сетей»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
 А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия

«02 » 02 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СЕЛЕНГИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ СЕЛЕНГА. СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К МОНИТОРИНГУ, ДИАГНОСТИКЕ И УПРАВЛЕНИЮ СОСТОЯНИЕМ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ ГЭС

Руководитель


подпись, дата

Инженер 1 категории СМГТС
Филиала ПАО «РусГидро» -
«Саяно-Шушенская ГЭС им.
П.С. Непорожнего»
должность

Т.С. Глущенко
ициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

С.С. Осипова
ициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Селенгинской ГЭС на реке Селенга. Современные подходы к мониторингу, диагностике и управлению состоянием гидротехнических сооружений ГЭС».

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР


подпись, дата


инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты


подпись, дата

инициалы, фамилия

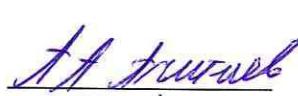
Основное и вспомогательное оборудование


подпись, дата


инициалы, фамилия

Электрическая часть


подпись, дата

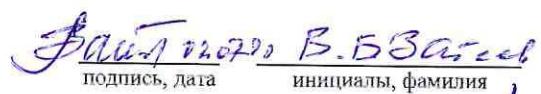

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика


подпись, дата


инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла


подпись, дата

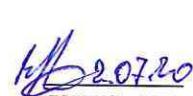
инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда


подпись, дата


инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды


подпись, дата


инициалы, фамилия

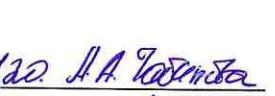
Технико–экономическое обоснование


подпись, дата


инициалы, фамилия

Нормоконтролер


подпись, дата


инициалы, фамилия