

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 АМУРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ БУРЕЯ. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕШЕНИЯ РЕЖИМНЫХ ЗАДАЧ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ГЭС НА БАЗЕ АЛГОРИТМОВ И ВИЗУАЛИЗАЦИИ ИНФОРМАЦИИ

Руководитель	_____	Начальник ОС Филиала ПАО «РусГидро» - «Саяно-Шушенская ГЭС <u>имени П.С. Непорожного»</u> должность, ученая степень	И.Ю. Погоняйченко инициалы, фамилия
Выпускник	_____		В.А. Доценко инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Амурской ГЭС на реке Бурей. Повышение эффективности решения режимных задач оперативного управления ГЭС на базе алгоритмов и визуализации информации».

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

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ АМУРСКОЙ ГЭС	6
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	9
1.1 Природные условия	9
3.1.2 1.1.1 Климат	9
3.1.3 1.1.2 Гидрологические данные.....	9
1.1.3 Инженерно-геологические условия	11
1.1.4 Сейсмические условия.....	11
1.2 Энерго – экономическая характеристика района	11
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла.....	12
2 Водноэнергетические расчеты.....	13
2.1 Регулирование стока воды	13
2.1.1 Исходные данные.....	13
2.1.2 Кривые обеспеченности расходов	13
2.1.3 Выбор расчётного маловодного и средневодного года	14
2.2 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований ВХК 16	
2.3 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС по маловодному году 16	
2.4 Определение установленной мощности ГЭС, баланс мощностей.....	17
2.5 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года.....	18
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	20
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	20
3.1.1 Построение режимного поля.....	20
3.1.2 Выбор номинального диаметра и основных характеристик гидротурбины, определение частоты вращения, рабочей зоны на универсальной характеристике.....	22
3.2 Гидротурбины и их проточная часть	24
3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины	24
3.2.2 Сопоставление турбин и выбор оптимального варианта	25
3.2.3 Определение геометрических размеров проточной части	26
3.3 Расчет на прочность вала гидроагрегата и подшипника гидротурбины	28
3.4 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки.....	29
3.5 Выбор электрогидравлического регулятора	29
4 Электрическая часть.....	30
4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд	30
4.2 Выбор трансформаторов	30
4.2.1 Главные повышающие трансформаторы.....	30
4.2.2 Выбор трансформаторов собственных нужд	31
4.3 Распределительное устройство	31
4.3.1 Выбор проводов отходящих воздушных линий.....	31

4.3.2	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	32
4.4	Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания враспределительного устройства высшего напряжения с применением программного комплекса RastrKZ.....	33
4.4.1	Расчёт исходных данных	33
4.4.2	Внесение исходных данных в программный комплекс RastrKZ	34
4.5	Выбор электрических аппаратов	35
4.5.1	Определение расчетных токов	35
4.5.2	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 15,75 кВ.....	36
4.5.3	Выбор трансформаторов тока и напряжения	37
4.5.4	Выбор выключателей и разъединителей 500 кВ.....	37
5	Релейная защита и автоматика	39
5.1	Перечень защит основного оборудования	39
5.2	Параметры защищаемого оборудования.....	40
5.3	Расчет номинальных параметров	41
5.4	Описание защит и расчет их уставок	42
5.4.1	Продольная дифференциальная защита генератора ($I\Delta G$)	42
5.4.2	Поперечная дифференциальная защита ($I\Delta >$).....	44
5.4.3	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_N (U_0))	44
5.4.4	Защита от повышения напряжения ($U1 >$), ($U2 >$).....	47
5.4.5	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ($I2$).....	47
5.4.6	Защита от симметричных перегрузок($I1$).....	51
5.4.7	Дистанционная защита генератора $Z1 <$, $Z2 <$	53
5.4.8	Защита от перегрузки обмотки ротора	56
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	57
6	Состав и компоновка сооружений.....	58
6.1	Исходные данные	58
6.2	Состав и компоновка сооружений гидроузла	58
6.3	Проектирование сооружений напорного фронта	58
6.3.1	Определение отметки гребня плотины.....	59
6.3.2	Гидравлический расчёт бетонной водосливной плотины	61
6.4	Конструирование бетонной плотины	72
6.4.1	Определение ширины подошвы плотины	72
6.4.2	Разрезка бетонной плотины швами	73
6.4.3	Быки.....	73
6.4.4	Устой	74
6.4.5	Дренаж тела бетонных плотин.....	74
6.4.6	Галереи в теле плотины	74
6.5	Элементы подземного контура плотины.....	75
6.6	Определение основных нагрузок на плотину	76

6.6.1	Вес сооружения.....	76
6.6.2	Сила гидростатического давления воды.....	77
6.6.3	Взвешивающее и фильтрационное давления.....	77
6.6.4	Давление наносов.....	79
6.6.5	Волновое воздействие.....	80
6.7	Расчёт прочности плотины.....	81
6.8	Расчёт устойчивости плотины.....	84
7	Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды.....	86
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	86
7.2	Требования по охране труда и техники безопасности для работников Амурской ГЭС.....	86
7.3	Пожарная безопасность.....	88
7.4	Охрана окружающей среды.....	90
8	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации.....	94
8.1	Оценка объемов реализации электроэнергии.....	94
8.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	94
8.3	Налоговые расходы.....	96
8.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	97
8.5	Оценка инвестиционного проекта.....	98
8.5.1	Коммерческая эффективность проекта.....	98
8.5.2	Бюджетная эффективность.....	98
8.6	Анализ чувствительности.....	99
9	Повышение эффективности решения режимных задач оперативного управления ГЭС на базе алгоритмов и визуализации информации.....	101
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	107
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	109
	ПРИЛОЖЕНИЕ А_Анализ исходных данных.....	112
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б_Водноэнергетические расчёты.....	114
	ПРИЛОЖЕНИЕ В_Основное и вспомогательное оборудование.....	118
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г_Геологический разрез по створу плотины реки Буря.....	120
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д_Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации.....	121
	ПРИЛОЖЕНИЕ Е_Таблица уставок и матрица отключений защит.....	122

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ АМУРСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки Бурья;
2. Местонахождение ГЭС Амурская область;
3. Тип проектируемой установки ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 940 м³/с;
 - б) максимальный с обеспеченностью:
 - 0,5% 6781 м³/с;
 - 0,1% 7539 м³/с;
 - 0,01% 8877 м³/с;
 - в) минимальный 480 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока годовой;
 - б) отметка: НПУ 250,00 м;
ФПУ 251,00 м;
УМО 209,90 м.
 - в) объемы:
 - полный 16,05 км³;
 - полезный 12,07 км³;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 113,60 м;
 - б) расчетный 99,40 м;
 - в) минимальный 72,40 м;
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
 - установленная 1017 МВт;
 - гарантированная 913 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 6,836 млрд. кВт·ч;
8. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
 - а) правобережная глухая 91,20 м / 124,0 м;
 - б) водосливная 144,00 м / 124,0 м;
 - в) стационарная 114,60 м / 124,0 м;
 - г) левобережная глухая 90,20 м / 124,0 м;
9. Водобросные сооружения
 - а) тип поверхностный водослив;
 - б) число и ширина пролетов 8 отверстий по 14 м;
 - в) общая длина 144 м;
10. Здание ГЭС:
 - а) тип здания приплотинное;
 - б) число агрегатов 4;
 - б) грунты в основании гранит;
 - в) тип спиральной камеры металлическая с круглыми сечениями;
 - г) тип отсасывающей трубы изогнутая;

11. Основное оборудование:

- а) тип турбины РО115-В-560;
- б) тип генератора СВ-1130/220-44 УХЛ4;
- в) мощность генератора 200 МВт;
- г) частота вращения 136,4 об/мин;
- д) тип трансформаторов ТДЦ-250000/500;

12. Техничко-экономические показатели:

- а) удельные показатели 98979,79 руб./кВт;
- б) себестоимость энергии 0,048 руб/кВт·ч;
- в) срок окупаемости 14,58 лет.

ВВЕДЕНИЕ

Россия обладает одним из самых мощных гидропотенциалов в мире. Гидроресурсы России оцениваются сегодня примерно в 900 млрд. кВт·ч, однако, по степени освоения экономически эффективных гидроресурсов Россия на сегодняшний день значительно уступает экономически развитым странам. Этот показатель в нашей стране равен 20 %, в то время как в США и Канаде составляет 50-55 %, а в ряде стран Западной Европы и Японии – от 60 % до 90 %. Гидропотенциал России используется на 50 % в Европейской части, на 20% в Сибири и на 4 % - на Дальнем Востоке.

Использование гидроэнергетических ресурсов имеет ряд преимуществ перед использованием других энергоресурсов:

1. Гидроэнергия – возобновляемый источник. Использование гидроэнергии позволяет сократить потребление углеводородного топлива для нужд электроэнергетики.

2. Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии, вырабатываемой на ГЭС намного меньше, чем на тепловой станции, отсюда быстрая окупаемость капитальных вложений затраченных на строительство ГЭС.

3. На выработку электроэнергии на ГЭС требуется значительно меньше рабочей силы, из-за простоты технологического процесса.

4. ГЭС обладает высокой маневренностью и гибкостью в работе. ГА может быть запущен на холостой ход и включен в работу в течении короткого времени.

5. По сравнению с турбоагрегатами, гидроагрегаты имеют более высокий КПД.

6. На ГЭС значительно меньше аварийность и износ оборудования, следовательно, они более надежны в эксплуатации.

7. Возможность получения электроэнергии в больших количествах и низкой стоимости, стимулирует развитие электроемких производств.

8. Одновременно со строительством ГЭС разрешаются вопросы комплексного использования рек для судоходства, орошения, водоснабжения.

Современная тенденция развития гидроэнергетики в мире подтверждает важную роль использования постоянно возобновляемого экологически чистого источника энергии – воды.

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

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

Бурея – река на Дальнем Востоке России. Протекает по территории Хабаровского края и Амурской области, через несколько параллельно идущих с севера к югу хребтов Турана, левый приток Амура.

Река образуется слиянием рек Правая Бурея и Левая Бурея. Исток Правой Буреи на южных склонах хребта Эзоп,левой – на западных склонах хребта Дуссе-Алинь. Длина – 623 км (от истоков Правой Буреи – 739 км), площадь бассейна – 70 700 км².

В бассейне реки около 1,5 тыс. озёр общей площадью свыше 51 км².

В верхнем течении Бурея – горная река, её среднее и нижнее течение приходится на Зейско-Буреинскую равнину.

Основные притоки – Ниман, Туюн, Тьрма, Ургал.

1.1 Природные условия

3.1.2 1.1.1 Климат

Район сооружений находится в области муссонного климата. Зимой преобладает ясная морозная погода при слабом ветре. Снежный покров незначителен. Лето теплое с большим количеством осадков. Переходные сезоны года относительно сухие. Среднегодовая температура воздуха колеблется от -3,0° до -4,6°. Самый холодный месяц январь с температурой от -29,9° до -34,2°. Самый теплый месяц – июль, средняя температура +19°. Амплитуда колебаний температуры от -50°, -58° до +36°, +41°.

Годовое количество осадков колеблется от 710 до 870 мм, суточный максимум от 78 до 141 мм. Сезонная величина испарения с водной поверхности водохранилища 500 мм, с поверхности суши 412 мм.

Среднегодовая скорость ветра меняется от 0,9 до 1,2 м/с. Максимальная скорость ветра до 20 м/с и более. Снежный покров, в среднем, устанавливается с 23/X до 8/XI, сходит снег во второй половине апреля. Высота снежного покрова от 54 до 65 см.

3.1.3 1.1.2 Гидрологические данные

Основное питание реки – дождевое. Водный режим характеризуется небольшим весенним половодьем и частыми дождевыми паводками с мая по октябрь и низкой зимней меженью. Вскрытие реки происходит в конце апреля – начале мая, ледоход сопровождается заторами. Зимняя межень длится с ноября по апрель. Летняя межень отсутствует. Ледостав наступает в начале ноября.

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Бурея за период 1930-1979 гг. представлен в приложении А, таблица А.1. Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.1, на рисунке 1.1 и 1.2.

Таблица 1.1 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
$z_{ВБ}, \text{ м}$	$W, \text{ км}^3$	зимняя		летняя	
		$z_{НБ}, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$z_{НБ}, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$
135	0	135,5	400	135,5	320
140	0,09	136	620	136	496
145	0,23	138	1760	138	1408
150	0,39	139	2500	139	2000
155	0,56	140	3330	140	2664
160	0,72	142	5100	142	4080
165	0,90	144	7040	144	5632
170	1,10	145	8150	145	6520
175	1,30	146	9370	146	7496
180	1,52	147	10700	147	8560
185	1,78	148	12050	148	9640
190	2,05	149	13500	149	10800
195	2,35	150	14900	150	11920
200	2,69	152	18000	152	14400
205	3,09	154	21200	154	16960
210	3,55	157	26800	157	21440
215	4,13	-	-	-	-
220	4,89	-	-	-	-
225	5,96	-	-	-	-
230	7,68	-	-	-	-
235	10,02	-	-	-	-
240	12,14	-	-	-	-

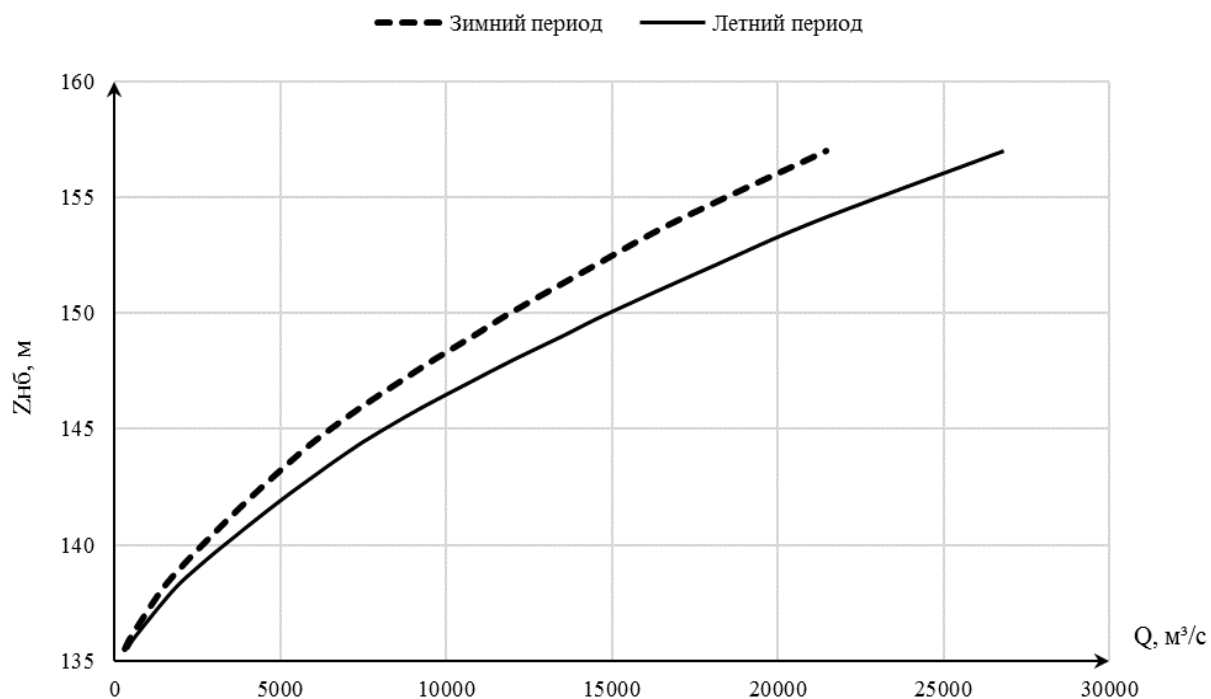


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

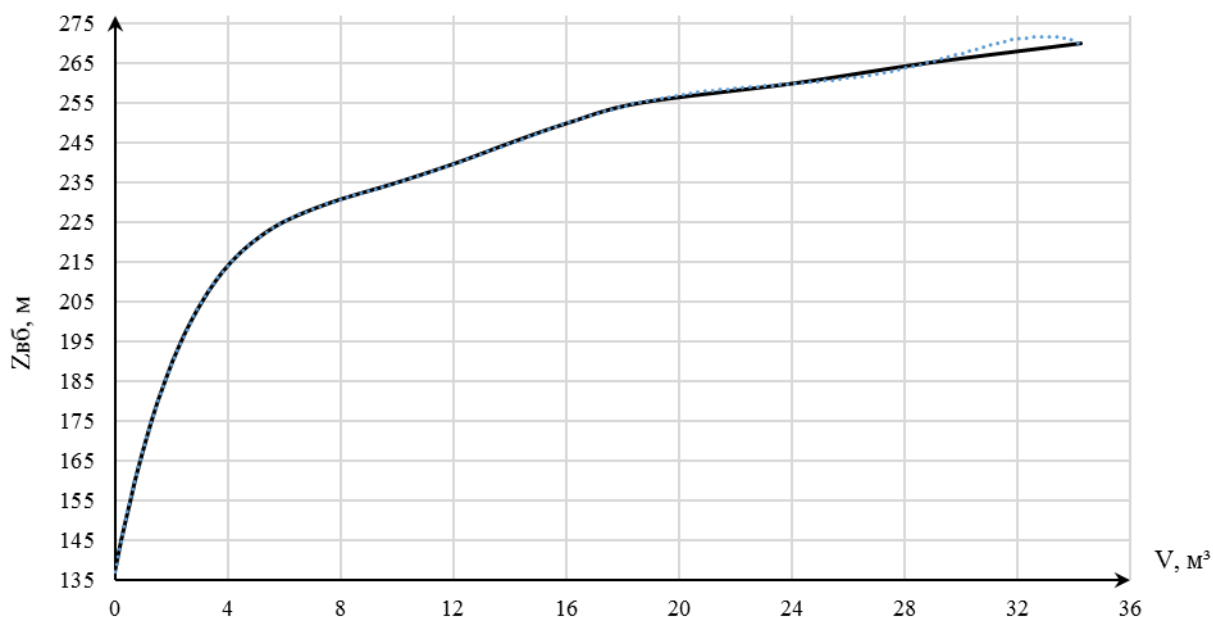


Рисунок 1.2 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

1.1.3 Инженерно-геологические условия

В основании сооружения залегает гранит. Дно находится на отметке 135,00 метров.

Физико-механические свойства:

- удельное сцепление грунта $c = 100 \text{ кН/м}^2$;
- допускаемые напряжения на сжатие для гранита $R_c = 51 \text{ Мпа}$.

1.1.4 Сейсмические условия

В соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации расчетная сейсмическая интенсивность района расположения ГЭС равна 8 баллам шкалы MSK-64.

1.2 Энерго – экономическая характеристика района

Проектируемая Амурская ГЭС относится к энергосистеме Восток, филиал АО «СО ЕЭС Амурское РДУ».

Операционная зона РДУ охватывает территорию 617,9 тыс. км² с населением 925 тыс. человек. В управлении и ведении Амурского РДУ находятся объекты генерации установленной электрической мощностью 4784 МВт. Наиболее крупными из них являются: Бурейская ГЭС, Зейская ГЭС, Нижнебурейская ГЭС – ПАО «РусГидро»; Нерюнгринская ГРЭС, Райчихинская ГРЭС – АО «ДГК».

Выработка электроэнергии в операционной зоне Амурского РДУ в 2019 году составила 18,666 млрд кВт·ч, потребление – 11,272 млрд кВт·ч.

1.3 Аналоги проектируемого гидроузла

В ходе проектирования были выбраны в качестве аналогов следующие станции:

- Бурейская ГЭС
- Зейская ГЭС
- Богучанская ГЭС

2 Водноэнергетические расчеты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Исходные данные

- кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа и объёмов водохранилища и уровней верхнего бьефа (таблица 1.2, рисунок 1.1 и 1.2);
- энергосистема – Амурское РДУ;
- коэффициент мощности: $k_N = 8,8$;
- потери напора в водоподводящих сооружениях: $\Delta h = 0,7$;
- НПУ Амурской ГЭС: НПУ = 250 м;
- ряд гидрологических наблюдений за рекой Бурей (приложение А, таблица А.1);
- требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1;
- суточные и годовые графики нагрузок (плакат «Использование водной энергии»).

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды из водохранилища

Q, м ³ /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	509	509	509	481	480	480	480	480	480	507	509	509
Рыба	0	0	0	0	20	20	20	0	0	0	0	0
Фильтрация	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Испарение	1	1	1	1	5	8	9	10	5	2	1	1
Льдообразование	13	0	0	-20	-33	0	0	0	0	13	13	13

2.1.2 Кривые обеспеченности расходов

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный и маловодный. В первом приближении можно считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу.

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

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

где m – порядковый номер расхода, ранжированного по убыванию;
 n – общее количество лет в статистическом ряду.

Результаты расчётов представлены в приложении Б, таблица Б.1. Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного года принимаются равным 90%, среднегодового – 50%. Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рисунке 2.1.

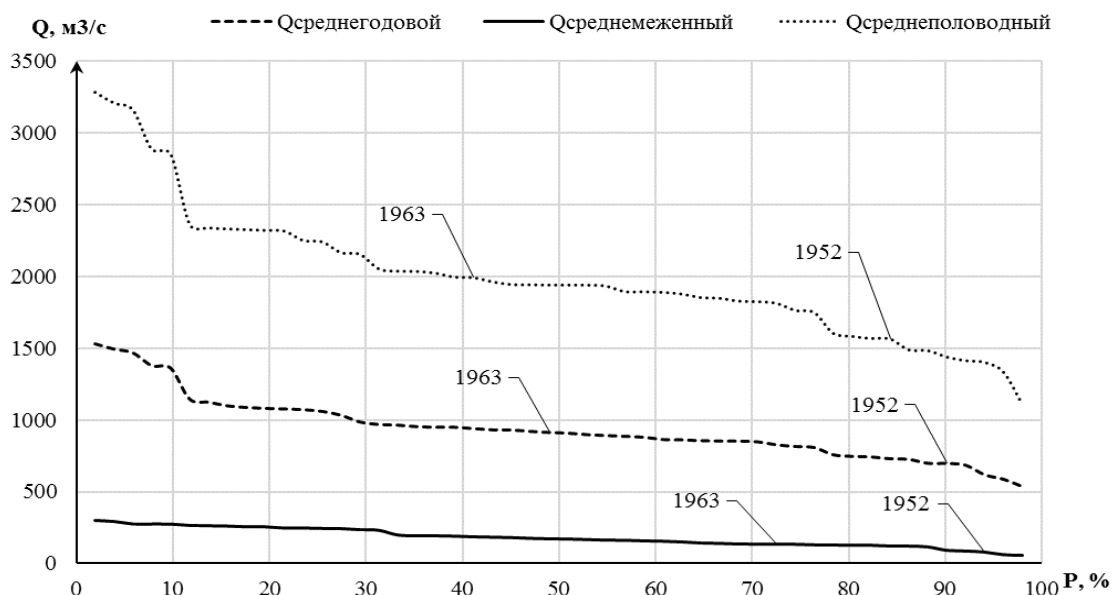


Рисунок 2.1 - Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

2.1.3 Выбор расчётного маловодного и среднегодового года

По расчетным обеспеченностям определяются маловодный и среднегодовой год. За маловодный принимается год со среднегодовой обеспеченностью 90%, в данном случае 1952 год.

Для обеспеченности (P=50%) отсутствует конкретный год, выбираем среди двух значений (1943, 1963 годы) (приложение Б, таблица Б.1). Вычисляем коэффициенты по межени и половодью для трех годов и выбираем тот, у которого коэффициенты приведения будут ближе к единице.

$$1943: \quad K_M = \frac{Q_{M \text{ баз}}}{Q_{M 1943}} = \frac{170}{258} = 0,66.$$

$$K_{II} = \frac{Q_{II \text{ баз}}}{Q_{II 1943}} = \frac{1943}{1831} = 1,06.$$

$$1963: \quad K_M = \frac{Q_{M \text{ баз}}}{Q_{M 1963}} = \frac{168}{133} = 1,26.$$

$$K_{II} = \frac{Q_{II \text{ баз}}}{Q_{II 1963}} = \frac{1943}{1994} = 0,97.$$

В качестве расчетного средневодного принимаем 1963 год, так как этот год требует меньшую корректировку расходов.

В средневодном году имеем расходы меньшие, чем маловодном. Необходима корректировка с обязательным соблюдением условия сохранения средневодного и сезонных расходов. После корректировки получаем:

Результаты приведения и корректировки представлены в таблице 2.2. Расчётные гидрографы представлены на рисунке 2.2.

Таблица 2.2 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

P, %	Год	Расходы в м ³ /с												$\bar{Q}_{\text{год}}$	$\bar{Q}_{\text{пол}}$	$\bar{Q}_{\text{меж}}$
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII			
$Q_i^{90\%}$, м ³ /с	1952	20	10	9	66	1210	1371	2158	2308	791	341	71	28	20	10	9
$Q_i^{\text{пр}90\%}$, м ³ /с	1952	24	11	10	76	1113	1261	1984	2122	727	395	82	32	24	11	10
$Q_i^{\text{кор}90\%}$, м ³ /с	1952	24	11	10	76	1013	1561	1784	1898	957	395	82	28	24	11	10
$Q_i^{50\%}$, м ³ /с	1963	31	18	15	127	1157	2693	1885	1189	3046	493	166	82	31	18	15
$Q_i^{\text{пр}50\%}$, м ³ /с	1963	40	23	19	161	1127	2624	1836	1158	2967	623	210	104	40	23	19
$Q_i^{\text{кор}50\%}$, м ³ /с	1963	40	23	19	161	1127	1884	2424	2456	1844	623	210	82	40	23	19

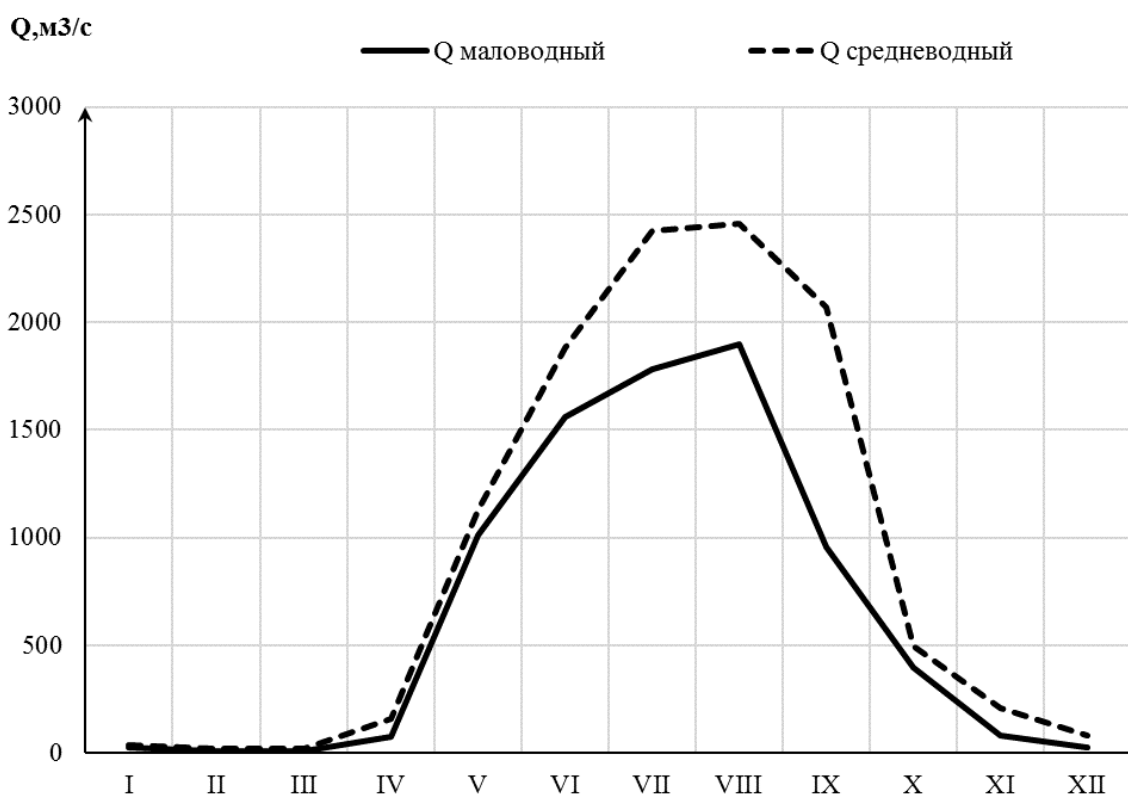


Рисунок 2.2 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

2.2 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований ВХК

Для маловодного года вычисляем значения мощностей на полезном бытовом стоке для каждого месяца. В данном расчёте определим мощность за каждый месяц в двух режимах работы. Условно принимаем, что вода в водохранилище находится на отметке НПУ (250 м), так как это упрощает расчет.

Первый режим – определение мощности при работе по водотоку, вся поступающая вода срабатывается без накопления в водохранилище.

Формула мощности ГЭС:

$$N_{\text{БЫТ}} = k_N Q_{\text{БЫТ.ПОЛ}} H, \quad (2.2)$$

где k_N – коэффициент мощности ($k_N = 8,8$);

$H = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h$ - напор, участвующий в выработке энергии;

$Q_{\text{БЫТ.ПОЛ}}$ - полезный бытовой расход.

Второй режим – определение мощности при работе по требованиям участников водохозяйственного комплекса (ВХК):

$$N_{\text{ВХК}} = k_N Q_{\text{ВХК}} H. \quad (2.3)$$

2.3 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС по маловодному году

Расчет работы водохранилища ГЭС производится на заданный режим среднемесячных мощностей. Обязательным условием для водно-энергетических расчётов является равенство уровней воды в водохранилище в начале и в конце расчётного периода регулирования. Это условие обусловлено необходимостью использования всей полезной ёмкости водохранилища. За начало сработки водохранилища принимается месяц после окончания половодья, в данном случае – это октябрь. Расчёт начинается с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нём равен НПУ. Целью ВЭР режима работы ГЭС в маловодном году является определение гарантированной мощности, проектируемой ГЭС, отметки УМО, и полезного объёма водохранилища. Результат расчета представлен в приложении Б. График сработки-наполнения водохранилища на рисунке 2.3.

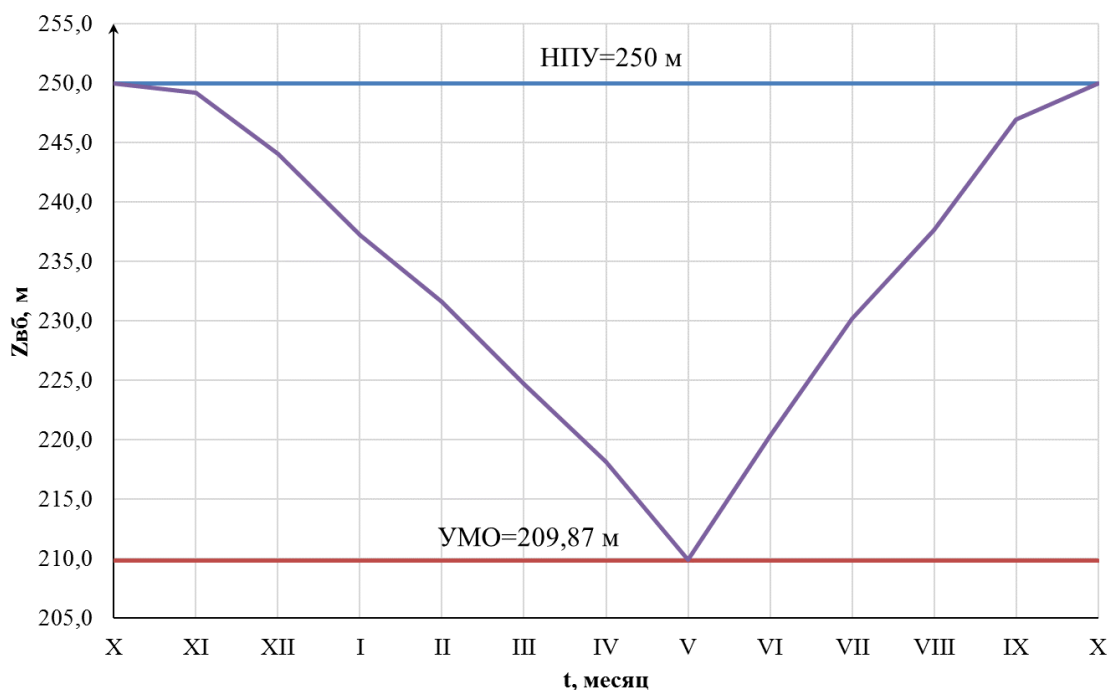


Рисунок 2.3 – График сработки-наполнения водохранилища

2.4 Определение установленной мощности ГЭС, баланс мощностей.

Определяем рабочую мощность ГЭС в энергосистеме по условию максимального вытеснения тепловых мощностей.

В энергосистеме Востока кроме проектируемой ГЭС есть Зейская ГЭС с установленной мощностью 1330 МВт и среднегодовой выработкой 4,910 млрд. кВт·ч, Бурейская ГЭС с установленной мощностью 2010 МВт и среднегодовой выработкой 7,100 млрд. кВт·ч и Нижне-Бурейская ГЭС с установленной мощностью 320 МВт и среднегодовой выработкой 1,670 млрд. кВт·ч.

Пересчитаем среднегодовую выработку Зейской ГЭС в среднесуточную:

$$\mathcal{E}_{\text{Зейская}}^{\text{ср.сут.}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ср.год.}}}{365} = 13,45 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.4)$$

Пересчитаем среднегодовую выработку Бурейской ГЭС в среднесуточную:

$$\mathcal{E}_{\text{Бурейская}}^{\text{ср.сут.}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ср.год.}}}{365} = 19,45 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.5)$$

Пересчитаем среднегодовую выработку Нижне-Бурейской ГЭС в среднесуточную:

$$\mathcal{E}_{\text{Нижне-Бурейская}}^{\text{ср.сут.}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ср.год.}}}{365} = 4,58 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.6)$$

Сперва произведем расчет для зимнего месяца, когда потребности энергосистемы выше.

Полученную максимальную гарантированную мощность по маловодному году выразим через электроэнергию:

$$\mathcal{E}_{\text{ср.сут.}}^{\text{пр}} = N_{\text{гар}} \cdot 24 = 913 \cdot 24 = 21,912 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.7)$$

Так как любая ГЭС должна обеспечить санитарный попуск в нижний бьеф независимо от времени года и выработки, а также учитывая, что существующая Зейская ГЭС покрывает практически все пики и полупики, выделим $\mathcal{E}_{\text{баз}} = 20,0$ млн. кВт · ч, остальное $\mathcal{E}_{\text{пик}} = 1,912$ млн. кВт · ч.

Найдем базовую мощность:

$$N_{\text{баз}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{баз}}}{24} = 833 \text{ МВт.} \quad (2.8)$$

Отложим по оси абсцисс $\mathcal{E}_{\text{пик}}$ проектируемой ГЭС и перпендикулярно вниз проведем линию до пересечения с графиком ИКН. Отообразим получившуюся мощность на графике почасовой нагрузки энергосистемы и определим количество часов работы в пике/

Определим пиковую мощность:

$$N_{\text{пик}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{пик}}}{11} = 174 \text{ МВт} \quad (2.9)$$

Найдем рабочую мощность на зимний месяц:

$$N_{\text{раб}}^{\text{зим}} = N_{\text{баз}} + N_{\text{пик}} = 1007 \text{ МВт.} \quad (2.10)$$

В летние месяцы энергопотребление меньше и всю пиковую мощность займут существующие ГЭС. Проектируемая же опустится в базовую часть, а значит рабочая мощность будет гарантированной:

$$N_{\text{раб}}^{\text{лет}} = 913 \text{ МВт.}$$

2.5 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года

Водно-энергетические расчеты в средних по водности условия проводятся с целью получения одной из важнейших характеристик проектируемого гидроузла – среднемноголетней выработки ГЭС.

При этом выполняются следующие условия:

- 1) Расходы в реке соответствуют 50% обеспеченности
- 2) Обязательная сработка водохранилища до УМО

По результатам ВЭР среднего по водности года определим выработку:

- Выработка 6,836 млрд. кВт·ч – по мощностям маловодного года.
- Выработка 6,770 млрд. кВт·ч – по отметкам маловодного года.

В качестве среднеегоголетней принимаем наибольшую выработку – 6,836 млрд. кВт·ч.

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

Рабочее поле – это пространство, ограниченное линиями H ($Z_{НПУ}$, $Q_{ГЭС}$) и H ($Z_{УМО}$, $Q_{ГЭС}$). Слева наносится ограничение по минимальному расходу, справа – ограничения по турбине и генератору. Максимальная мощность должна выдаваться станцией при расчётном напоре и всех напорах, выше расчетного. Режимное поле проектируемой ГЭС представлено на рисунке 3.1, расчётные данные внесены в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Данные для построения режимного поля

Кривые связи нижнего бьефа		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{НБ}$	$Z_{НБ}^{ЛЕТО}$	$H_{НПУ}$	$H_{УМО}$	$H_{ЗВБ}$	H	Q	H	Q
$м^3/с$	$м$	$м$	$м$	$м$	$м$	$м^3/с$	$м$	$м^3/с$
400	135,5	113,8	73,7	101,1	112,6	1026,4	99,5	1162,2
620	136	113,3	73,2	100,6	111,7	1034,7	97,8	1152,2
1760	138	111,3	71,2	98,6	110,8	1043,1	96,0	1141,6
2500	139	110,3	70,2	97,6	109,9	1051,6	94,2	1130,8
3330	140	109,3	69,2	96,6	109,0	1060,3	92,4	1119,9
5100	142	107,3	67,2	94,6	108,1	1069,2	90,6	1109,0
7040	144	105,3	65,2	92,6	107,2	1078,1	88,8	1097,9
8150	145	104,3	64,2	91,6	106,3	1087,3	87,0	1086,7
9370	146	103,3	63,2	90,6	105,4	1096,5	85,2	1075,4
10700	147	102,3	62,2	89,6	104,5	1106,0	83,4	1064,0
12050	148	101,3	61,2	88,6	103,6	1115,6	81,6	1052,5
13500	149	100,3	60,2	87,6	102,7	1125,4	79,8	1040,8
14900	150	99,3	59,2	86,6	101,8	1135,3	78,0	1029,0
18000	152	97,3	57,2	84,6	100,9	1145,5	76,2	1017,0
21200	154	95,3	55,2	82,6	100,0	1155,8	74,4	1005,0
26800	157	92,3	52,2	79,6	99,5	1161,6	72,4	991,4

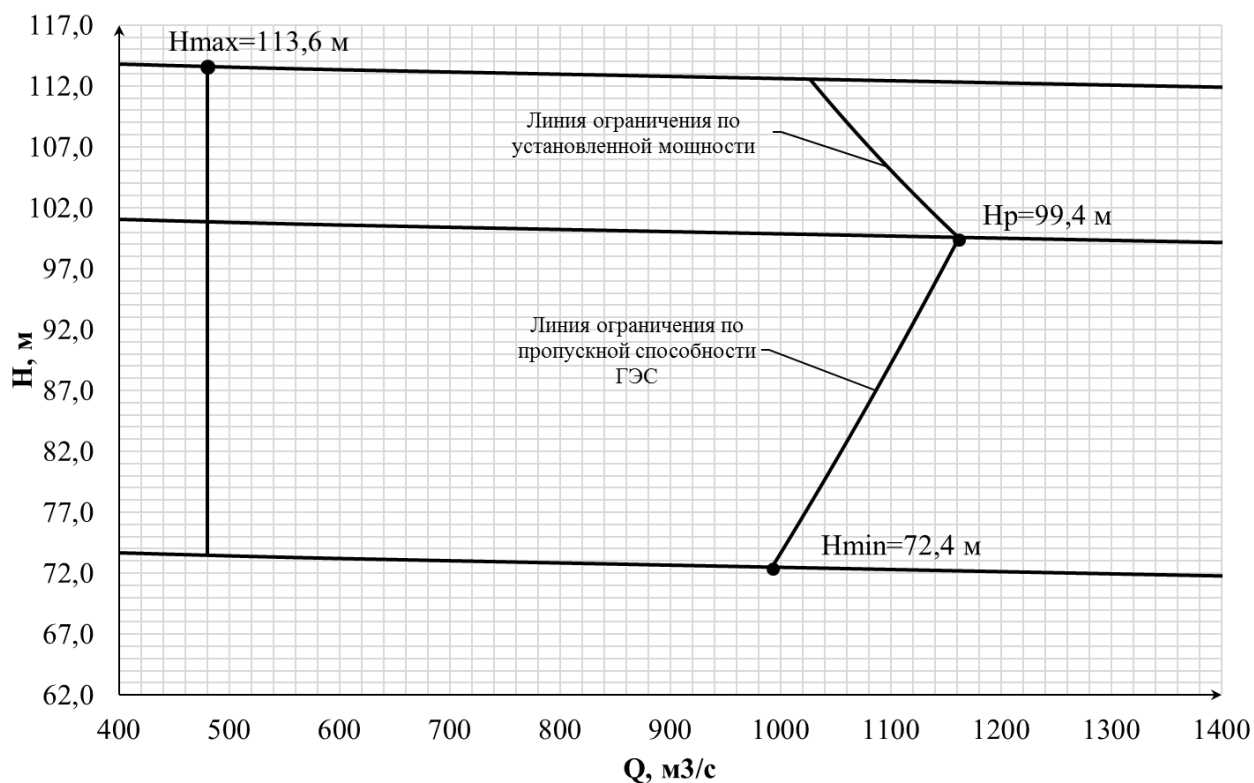


Рисунок 3.1 - Режимное поле проектируемой ГЭС по напору и расходу

Для максимального напора 113,6 м рассмотрена следующие гидротурбины:

- поворотной-лопастной диагональной ПЛД115-В60⁰ (не используется в расчетах так как в России турбины данного типа не производятся),
- радиально-осевая РО115-В.

$$\frac{H_{\min}}{H_{\text{пред}}} = \frac{72,4}{115} = 0,63 > 0,6. \quad (3.1)$$

Отношение $H_{\min}/H_{\text{пред}}$ находится в допустимых пределах. Принимаем для дальнейших расчетов гидротурбины РО115-В (Таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Марка	РО75а – В
$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	115
H_{\min}/H_{\max}	0,6
$n_{I \text{ opt}}, \text{ об/мин}$	75
$Q'_{I \text{ opt}}, \text{ м}^3/\text{с}$	900
$\eta_{\text{м opt}}$	0,927
$Q'_{I \text{ max}}, \text{ м}^3/\text{с}$	1080
$\sigma(Q'_{I \text{ max}})$	0,15
$D_{1 \text{ м}}, \text{ м}$	0,5156
$H_{\text{мод}}, \text{ м}$	4
$t_{\text{мод}}, \text{ }^\circ\text{C}$	2

3.1.2 Выбор номинального диаметра и основных характеристик гидротурбины, определение частоты вращения, рабочей зоны на универсальной характеристике

Для выбора диаметра рабочего колеса и количества агрегатов произведен расчет. Определены приведённые частоты вращения, построены рабочие зоны на Главной Универсальной Характеристике. Определим КПД натурной турбины:

$$\begin{aligned} \eta_T &= 1 - (1 - \eta_M) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p^N}} \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_M}} \right) = \\ &= 1 - (1 - 0,89) \cdot \left((1 - 0,75) + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,52}{5,6}} \sqrt[10]{\frac{4}{99,4}} \sqrt[5]{\frac{1,69}{1,11}} \right) = \\ &= 0,938, \end{aligned} \quad (3.2)$$

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

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

v_M, v_H – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий t_H и t_M ;

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям (для радиально-осевых гидротурбин $\varepsilon = 0,75$).

Мощность одного агрегата:

$$\begin{aligned} N_a &= 9,81 Q_{1p} D_1^2 H_p^N \sqrt{H_p^N \eta_T \eta_G^{cp}} = \\ &= 9,81 \cdot 1,08 \cdot 5,6^2 \cdot 99,4^{1,5} \cdot 0,938 \cdot 0,96 = 296,59 \text{ МВт}, \end{aligned} \quad (3.3)$$

где Q_{1p} – приведенный расход в расчетной точке;

η_G^{cp} – средний КПД генератора (предварительно принимаем $\eta_G = 0,96$).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z'_a = \frac{N_{ГЭС}^{уст}}{N_a} = \frac{1017}{296,59} = 3,43, \quad (3.4)$$

где $N_{ГЭС}^{уст} = 1017$ МВт – установленная мощность.

Рассчитанное число агрегатов Z'_a округляется Z_a , после чего уточняется мощность агрегата. Рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной.

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a} = \frac{1017}{4} = 254,3 \text{ МВт.} \quad (3.5)$$

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{I_p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1} = 75 \cdot \frac{\sqrt{99,4 \cdot 1,054}}{5,6} = 135,1 \text{ об/мин,} \quad (3.6)$$

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

Δ - поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели расчётной точки.

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

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

$$n'_{I_{min}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta}} = \frac{136,4 \cdot 5,6}{\sqrt{113,6 \cdot 1,054}} = 69,8 \text{ об/мин,} \quad (3.7)$$

$$n'_{I_{расч}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{расч} \cdot \Delta}} = \frac{136,4 \cdot 5,6}{\sqrt{99,4 \cdot 1,054}} = 74,6 \text{ об/мин,} \quad (3.8)$$

$$n'_{I_{max}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta}} = \frac{136,4 \cdot 5,6}{\sqrt{72,4 \cdot 1,054}} = 87,4 \text{ об/мин,} \quad (3.9)$$

где n_c – стандартное значение синхронной частоты вращения;

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

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{гсп}} = \frac{1017000}{9,81 \cdot 5,6^2 \cdot 99,4^{1,5} \cdot 0,96} = 0,86. \quad (3.10)$$

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии n'_{I_p} , чтобы произведение $Q'_I \cdot \eta_T$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства. Приведённый расход:

$$q'_{lmin} = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{min} \cdot \Delta}} = \frac{240}{5,6^2 \cdot \sqrt{72,4 \cdot 1,054}} = 0,876, \quad (3.11)$$

$$q'_{lmax} = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}} = \frac{240}{5,6^2 \cdot \sqrt{113,6 \cdot 1,054}} = 0,699, \quad (3.12)$$

где Q_{min} – минимальный расход через станцию.

Сведем результаты расчетов в таблицу 3.3

Таблица 3.3 - Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины РО115-В

$D_1, \text{м}$	5	5,3	5,3	5,6	6	6,3
η_T	0,938	0,938	0,938	0,938	0,939	0,939
$N_a^*, \text{МВт}$	236,24	265,56	265,56	296,59	340,64	375,69
$Z_a^*, \text{шт}$	4,30	3,83	3,83	3,43	2,99	2,71
$Z_a, \text{шт}$	6	4	4	4	4	4
$N_a, \text{кВт}$	169,5	254,3	254,3	254,3	254,3	254,3
$n_c^*, \text{об/мин}$	153,5	144,8	144,8	137,1	128,0	121,9
$n_c, \text{об/мин}$	150	142,9	150	136,4	125	115,4
$n'_{min}, \text{об/мин}$	85,9	86,7	91,0	87,4	85,8	83,2
$n'_p, \text{об/мин}$	73,3	74,0	77,7	74,6	73,2	71,0
$n'_{max}, \text{об/мин}$	68,6	69,2	72,7	69,8	68,5	66,4
$Q_1 \cdot \eta_T \cdot H_p$	0,72	0,96	0,96	0,86	0,75	0,68
$Q_1 \cdot \eta_T \cdot H_{max}$	0,59	0,79	0,79	0,70	0,61	0,56
$Q'_1 \cdot \frac{\text{м}^3}{\text{с}} (H_{max})$	878	781	781	699	609	552
$Q'_1 \cdot \frac{\text{м}^3}{\text{с}} (H_{min})$	1099	978	978	876	763	692

3.2 Гидротурбины и их проточная часть

3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

В результате построения рабочих зон гидротурбины РО115–В остаются: РО115-В-560 с частотой вращения 142,8 об/мин, РО115-В-530 с частотой вращения 150 об/мин, РО115-В-560 с частотой вращения 136,4 об/мин. Определим для данных диаметров высоты отсасывания и отметки установки рабочих колес. Отметку рабочего колеса для обеспечения его бескавитационной работы находим по формуле:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_S, \quad (3.13)$$

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

Высоту отсасывания рассчитывают для трех наиболее опасных случаев и выбирают наибольшую: работа одного агрегата с N_p при НПУ, работа одного

агрегата с N_p и H_p , работа одного агрегата на линии ограничения по турбине с N_p и H_{min} .

$$H_S = 10,33 - \frac{\nabla Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma H - 1,5 + \nabla Z_{x.пл.}, \quad (3.14)$$

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

$\Delta Z_{x.пл}$ - разность отметок характерных плоскостей (для РО половина высоты направляющего аппарата);

σ - коэффициент кавитации.

Результаты расчетов представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Высоты отсасывания.

-	РО115 – В		
	5,3 ($n_c=150$ об/мин)	5,3 ($n_c=142,8$ об/мин)	5,6
$D_1, \text{ м}$			
$H_S(H_{max}), \text{ м}$	-2,35	-2,35	-0,48
$H_S(H_p), \text{ м}$	-6,57	-6,57	-2,51
$H_S(H_{min}), \text{ м}$	-1,63	-1,63	-0,36
$\nabla Z_{p.к.}, \text{ м}$	132,95	132,97	134,84
$\nabla Z_{p.к.}, \text{ м}$	128,82	128,82	132,86
$\nabla Z_{p.к.}, \text{ м}$	133,74	133,69	135,67

За отметку установки рабочего колеса принимается наименьшая отметка среди вычисленных, так как такой выбор обеспечит бескавитационную работу на всех режимах работы гидротурбины.

3.2.2 Сопоставление турбин и выбор оптимального варианта

Сведем все варианты в одну таблицу для более четкого анализа (таблица 3.6).

Таблица 3.6 – Сравнение вариантов

-	РО115 – В		
	5,3 ($n_c=150$ об/мин)	5,3 ($n_c=142,8$ об/мин)	5,6
$D_1, \text{ м}$			
η_T	0,938	0,938	0,938
$Z_a, \text{ шт}$	4	4	4
$N_a, \text{ МВт}$	254,3	254,3	254,3
$\nabla Z_{p.к.}, \text{ м}$	128,82	128,82	132,86
$H_S, \text{ м}$	-6,57	-6,57	-2,51
Наличие гидрогенератора	-	-	СВ-1130/220-44

Выбираем гидротурбину (Таблица 3.6) РО115 – В – 560. Она является более подходящей, потому что для неё существует генератор (СВ-1130/220-44), имеет высокое КПД при оптимальном и расчётном режимах, диаметр $D_1 = 5,6$ м

при четырёх агрегатах даёт наиболее выгодное соотношение размеров. При всём этом расчётная высота отсасывания, соответствующая минимальной отметке установки рабочего колеса $Z_{р.к.} = 132,86$ м, такая, что заглубление не велико.

3.2.3 Определение геометрических размеров проточной части

Для выбранной гидротурбины необходимо рассчитать спиральную камеру. Расчет круглых сечений спиральной камеры. Определена высота направляющего аппарата с ГУХ:

$$b_0 = 0,316 \cdot D_1 = 0,35 \cdot 5,6 = 1,77 \text{ м.} \quad (3.15)$$

Основные параметры статора:

$$D_a = 8,6 \text{ м, } D_b = 7,4 \text{ м, } D_4 = 9 \text{ м, } R = 0,5 \text{ м, } b_1 = 1,97 \text{ м } h = 0,46 \text{ м.}$$

Полная высота статора:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h = 1,97 + 2 \cdot 0,46 = 2,89 \text{ м.} \quad (3.16)$$

Скорость во входном сечении спиральной камеры определяем по справочным зависимостям $v_{cp} = f(H)$, и принимаем $v_{cp} = 8,92$ м/с. Расход через входное сечение:

$$Q_{вх} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360} = 299 \cdot \frac{351}{360} = 292 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.17)$$

Площадь входного сечения:

$$F_{вх} = \frac{Q_{вх}}{v_{cp}} = \frac{292}{8,92} = 32,67 \text{ м}^2. \quad (3.18)$$

Радиус входного сечения:

$$r_{вх} = \sqrt{\frac{F_{вх}}{\pi}} = \sqrt{\frac{32,67}{3,14}} = 3,23 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a = R_4 + \sqrt{r_{вх}^2 + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 4,5 + \sqrt{3,23^2 + \left(\frac{2,89}{2}\right)^2} = 7,39 \text{ м.} \quad (3.20)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{\text{вх}} = a + p_{\text{вх}} = 7,39 + 3,23 = 10,61 \text{ м.} \quad (3.21)$$

Значение зависимости входного сечения:

$$\frac{\varphi}{c} = a - \sqrt{a^2 - p_{\text{вх}}^2} = 7,39 - \sqrt{7,39^2 - 3,23^2} = 0,74. \quad (3.22)$$

При принятом значении:

$$\frac{\varphi_{\text{вх}}}{c} = \frac{351}{360} \cdot \frac{0,75}{0,958} = 0,74.$$

Пользуясь значением $\frac{1}{c}$, произведем расчет сечений по таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Расчет круглых сечений спиральной камеры

$\varphi, ^\circ$	$\varphi/360$	φ/c	$p, \text{ м}$	$a, \text{ м}$	$R, \text{ м}$
351	0,975	0,758	3,272	7,441	10,71
336	0,933	0,726	3,183	7,341	10,52
321	0,892	0,693	3,091	7,238	10,33
306	0,850	0,661	2,999	7,133	10,13
291	0,808	0,629	2,905	7,025	9,93
276	0,767	0,596	2,809	6,913	9,72
261	0,725	0,564	2,711	6,799	9,51
246	0,683	0,531	2,611	6,680	9,29
231	0,642	0,499	2,509	6,556	9,06
216	0,600	0,467	2,404	6,426	8,83
201	0,558	0,434	2,296	6,290	8,59
186	0,517	0,402	2,185	6,145	8,33
171	0,475	0,369	2,071	5,988	8,06
156	0,433	0,337	1,951	5,816	7,77
141	0,392	0,305	1,825	5,620	7,45
126	0,350	0,272	1,690	5,381	7,07

Определяем размеры эллиптических сечений:

$$p_1 = \frac{\frac{H_1}{2}}{\sin 35} = \frac{2,89}{2 \sin 35} = 2,52 \text{ м.} \quad (3.23)$$

Значение p_1 сохраняем постоянным для всех эллиптических сечений. Величина p_2 переменна и зависит от радиуса R наружного контура спиральной камеры:

$$p_2 = \frac{R - [R_4 + p_1 \cdot (1 - \cos 35)]}{1,81}. \quad (3.24)$$

Приведем расчет эллиптических сечений в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Расчет эллиптических сечений спиральной камеры

$\varphi, ^\circ$	$p_1, \text{м}$	$R, \text{м}$	$p_2, \text{м}$
111	2,52	6,63	1,019
96		6,27	0,799
81		5,90	0,573
66		5,52	0,341
51		5,11	0,091
36		4,72	-0,147
21		4,31	-0,397
0		3,70	-0,769

Расчет угла потока. Постоянная спиральной камеры:

$$k = \frac{Q_p}{2 \cdot \pi \cdot \frac{1}{c}} = \frac{299}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,760} = 62,60 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (3.25)$$

Угол потока в спиральной камере (на входе в колонны статора):

$$\text{tg } \delta = \frac{Q_p}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot b_1} = \frac{299}{2 \cdot 3,14 \cdot 62,60 \cdot 1,97} = 0,386. \quad (3.26)$$

Получаем $\delta = 21^\circ$

3.3 Расчет на прочность вала гидроагрегата и подшипника гидротурбины

Вал является одним из наиболее ответственных элементов гидротурбины. Расчет вала на прочность производим с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий. Предварительный расчет наружного диаметра вала:

$$D_v^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot M_{кр}}{\tau_{доп}} \right)^{0,33}, \quad (3.27)$$

где $\tau_{доп} = 30 \div 35$ МПа.

$M_{кр}$ – крутящий момент, определяем по формуле:

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 235000}{136,4} = 16,78 \text{ кН} \cdot \text{м}. \quad (3.28)$$

Тогда:

$$D_B^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot 16,78}{30} \right)^{0,33} = 1,41 \text{ м}.$$

Полученное значение диаметра округляем в большую сторону до стандартного значения. Принимаем $D_g = 1,500 \text{ м}$.

3.4 Выбор типа и габаритных размеров маслonaпорной установки

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслonaпорная установка (МНУ), размещение которой должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания ГЭС.

Габаритные размеры МНУ определяются объёмом маслoвоздушного котла, зависящего от суммарного объёма сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По нанограмме Я.Л. Духовного и Л.М. Шифрина [10] определяется тип маслonaпорной установки: МНУ 10/1-40-12,5-2.

Маслonaпорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 10 м^3 , состоящим из 1 сосуда на давление 4 МПа (40 кгс/см^2), с маслonaсосным агрегатом ГА 10/1 – 40, имеющим сливной бак вместимостью $12,5 \text{ м}^3$ с 2 насосами.

3.5 Выбор электрогидравлического регулятора

По таблице [10] определяем тип ЭГР. Так как турбина РО, то выбираем ЭГР (для ГА с одним регулирующим органом). Диаметр главного золотника 100 мм . Выбранный регулятор ЭГР -2МП-100-11.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд

Основные требования, предъявляемые к главным схемам ГЭС:

1. Надежность и безотказность в работе
2. Маневренность схемы т.е. возможность лёгкого приспособления схемы к изменяющимся условиям работы, как в эксплуатации, так и при расширении станции, ремонтпригодность;
3. Простота и наглядность;
4. Экономичность, минимум затрат на ресурсы и времени на строительство РУ.

Уровень этих требований в современных условиях повышен в связи с высокой ролью и ответственностью гидроэлектростанций в обеспечении безопасности электроснабжения потребителей и надежности функционирования энергосистем, в том числе, в периоды возникновения и ликвидации аварийных ситуаций.

По карте-схеме размещения линий электропередачи подстанций было определено, что ближайшей является подстанция «Облучье» 500 кВ.

По условиям вышеперечисленных требований, а также для обеспечения бесперебойной работы энергосистемы, была выбрана схема с объединёнными блоками. На генераторном напряжении 15,75 кВ для питания собственных нужд выполняются ответвления.

Схема собственных нужд ГЭС должна выбираться с учетом обеспечения её надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах. Согласно стандарту [14] необходимо предусматривать не менее двух независимых источников питания при любом режиме работы станции, в том числе при отключении одного из независимых источников питания. На Амурской ГЭС в качестве источников питания приняты:

- от подстанции «Амурская» 35 кВ;
- от трансформаторов собственных нужд 6 и 0,4 кВ;
- дизель-генераторная установка (ДГУ).

4.2 Выбор трансформаторов

4.2.1 Главные повышающие трансформаторы

Выбор трансформаторов включает в себя определение их числа, типа и номинальной мощности.

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Гном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\text{Г}}} = \frac{200 - 200 \cdot 0,005}{0,85} = 234,0 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ 250000/500 УХЛ1. Каталожные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 -Каталожные данные трансформатора ТДЦ 250000/500 УХЛ1

$S_{\text{НОМ}}, \text{МВт}$	$U_{\text{Н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
250	525	15,75	13	600	250	0,45

4.2.2 Выбор трансформаторов собственных нужд

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

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot S_{\text{Гном}} = 0,005 \cdot 235 = 4,71 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.2)$$

По каталогу ЗАО «Энергомаш - Уралэлектротяжмаш» (Екатеринбург) выбираются трансформаторы ТСЗ-6300/20 УЗ. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 -Каталожные данные трансформатора ТСЗ-6300/20 УЗ

$S_{\text{НОМ}}, \text{МВт}$	$U_{\text{Н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$			
6,3	15,75	6,3	7,5	8,0	0,8

4.3 Распределительное устройство

4.3.1 Выбор проводов отходящих воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 500 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{\text{Г}} \cdot \left(\frac{P_{\text{Г}} - P_{\text{сн}}}{\cos\varphi_{\text{Г}}} \right) = 4 \cdot \left(\frac{200 - 200 \cdot 0,005}{0,85} \right) = 936,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.3)$$

где $n_{\text{Г}}$ – количество генераторов на ГЭС;

$P_{\text{Г}}$ – активная мощность генератора;

$P_{\text{сн}}$ – активная мощность потребляемая собственными нуждами с одного агрегата.

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 500 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 750 \text{ МВт}; K = 1,0; \cos\varphi_c = 0,85.$$

Число отходящих линий 500 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{(K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos\varphi_c)} = \frac{936,5}{(1,0 \cdot 750 / 0,85)} = 1,47 \text{ шт.} \quad (4.4)$$

Принимается число ВЛ 500 кВ равным $n_{\text{л}} = 2 + 1 = 3$.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{936,5}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 0,36 \text{ кА.} \quad (4.5)$$

По величине тока выбираем провод марки АС – 300/66. Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 680 \text{ А}$. Каталожные данные провода марки АС – 300/66 представлены в таблице 4.3 Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{936,5}{2\sqrt{3} \cdot 500} = 0,54 \text{ кА.} \quad (4.6)$$

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

Таблица 4.3 -Каталожные данные провода марки АС – 300/66

Число проводов в фазе	R_0 Ом/км	X_0 Ом/км	b_0 , См/км
3	0,033	0,31	0,000362

4.3.2 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Главные электрические схемы электростанций проектируются исходя из следующих требований:

- ремонт выключателей 500 кВ и выше производится без отключения присоединений;
- воздушная линия отключается от РУ не более чем двумя выключателями;
- трансформаторы блоков отключаются от РУ не более чем тремя выключателями;
- отказы выключателей РУ в нормальном и ремонтных режимах не должны приводить к одновременной потере двух транзитных параллельных линий, а также одновременному отключению нескольких линий, если при этом нарушается устойчивость параллельной работы ЭЭС;
- при отказах выключателей в нормальном режиме РУ не должно отключаться более одного блока, а в ремонтном режиме РУ – не более двух

блоков, при этом не должно возникать перегрузки линий и нарушения устойчивости.

Число присоединений РУ-500 кВ: 7 (3 ВЛЭП 500 кВ, 4 блока). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем вариант с двумя присоединениями на три выключателя (полупетля).

4.4 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в распределительном устройстве высшего напряжения с применением программного комплекса RastrKZ

4.4.1 Расчёт исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах. Синхронные генераторы:

$$x_{Г} = x_{d}'' \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0,21 \cdot \frac{15,75^2}{235} = 0,22 \text{ Ом.} \quad (4.7)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{Г} = E_{*}'' \cdot U_{\phi} = 1,13 \cdot 15,75 = 17,8 \text{ кВ.} \quad (4.8)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{Т} = \frac{U_{К\%} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = 143,33 \text{ Ом.} \quad (4.9)$$

Система:

$$x_{С} = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{кз}} = \frac{500^2}{500} = 500 \text{ Ом.} \quad (4.10)$$

Линии связи 500 кВ с энергосистемой:

$$x_{Л} = x_{0,уд} \cdot l = 0,31 \cdot 190 = 58,9 \text{ Ом.} \quad (4.11)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_{Т} = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = \frac{15,75}{525} = 0,0315. \quad (4.12)$$

Определим активные сопротивления всех элементов цепи в именованных единицах.

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,22}{0,045 \cdot 314} = 0,016 \text{ Ом.} \quad (4.13)$$

$$r_c = \frac{x_c}{T_{a,c} \cdot \omega} = \frac{500}{0,03 \cdot 314} = 45,50 \text{ Ом.} \quad (4.14)$$

$$r_l = r_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,033 \cdot 190 = 6,27 \text{ Ом.} \quad (4.15)$$

$$r_T = \Delta P_k \cdot \frac{U_6^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = 0,6 \cdot \frac{525^2}{250^2} = 2,65 \text{ Ом.} \quad (4.16)$$

4.4.2 Внесение исходных данных в программный комплекс RastrKZ

Ниже представлены таблицы с внесёнными в RastrKZ исходными данными (таблица 4.4, 4.5, 4.6).

Таблица 4.4 – Исходные данные по узлам

Номер	Название	$U_{\text{НОМ}}$, кВ
1	Г1	15,75
2	Г2	15,75
3	Г3	15,75
4	Г4	15,75
5	ТР1	15,75
6	ТР2	15,75
7	ТР3	15,75
8	ТР4	15,75
9	КРУЭ 500	500
10	Система	500

Таблица 4.5 - Исходные данные по ветвям

Тип	Узел начала	Узел конца	Название	R Ом	X, Ом	Коэффициент трансформации
Выкл	1	5	Г1 – ТР1	-	-	-
Выкл	2	6	Г2 – ТР2	-	-	-
Выкл	3	7	Г3 – ТР3	-	-	-
Выкл	4	8	Г4 – ТР4	-	-	-
Тр-р	5	9	ТР1 – КРУЭ 500	2,65	143,33	0,0315
Тр-р	6	9	ТР2 – КРУЭ 500	2,65	143,33	0,0315
Тр-р	7	9	ТР3 – КРУЭ 500	2,65	143,33	0,0315
Тр-р	8	9	ТР4 – КРУЭ 500	2,65	143,33	0,0315
ЛЭП	9	10	КРУЭ 500 - СИСТЕМА	6,27	58,9	

Таблица 4.6 - Исходные данные по генераторам

Название	Номер узла	r, Ом	x, Ом	r ₂ , Ом	x ₂ , Ом	r ₀ , Ом	x ₀ , Ом	E, кВ
Г1	1	0,016	0,22	0,016	0,22	0,016	0,22	17,8
Г2	2	0,016	0,22	0,016	0,22	0,016	0,22	17,8
Г3	3	0,016	0,22	0,016	0,22	0,016	0,22	17,8
Г4	4	0,016	0,22	0,016	0,22	0,016	0,22	17,8
Система	10	45,50	500,0	45,50	500,0	45,50	500,0	525,0

Результаты расчётов иркрв короткого замыкания представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 - Результаты расчёта

Точка КЗ	П1	$I_{п0}^{(3)}$, кА	$I_{п0}^{(1)}$, кА
К-1 (шины 500 кВ) 1ф	9	13,83	21,51
К-2 (шины 500 кВ) 3ф	9	9,23	14,36
К-3 (генератор 15,75 кВ) 3ф	1	46,64	72,56

4.5 Выбор электрических аппаратов

В распределительных устройствах электрических станций и подстанций содержится большое число электрических аппаратов и соединяющих их проводников. Выбор и расчёт токоведущих частей аппаратов и проводников – важнейший этап проектирования любой электроустановки, от которого в значительной степени зависит надёжность её работы. Аппараты и проводники должны:

- 1) длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;
- 2) противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;
- 3) выдерживать механические нагрузки, создаваемые собственной массой и массой связанных с ними аппаратов, а также усилия, возникающие в результате атмосферных воздействий (ветер, гололёд). Это требование учитывается при механическом расчёте ЛЭП и РУ;
- 4) удовлетворять требованиям экономичности электроустановки.

Один из важнейших вопросов - обеспечение термической стойкости аппаратов и проводников. При работе происходит нагрев электрических аппаратов и проводников, что является следствием потерь мощности в них. Составляющими этих потерь являются: потери в токоведущих частях, обмотках, контактах; потери от вихревых токов в металлических частях, особенно ферромагнитных; потери в магнитопроводах трансформаторов; потери в диэлектриках.

4.5.1 Определение расчетных токов

Рабочий ток в присоединениях генераторов Г1-Г4 15,75 кВ:

$$I_{Г,раб.мах} = 1,05 \cdot I_{Г,ном} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г,ном}} = 1,05 \cdot \frac{235}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = \quad (4.17)$$

$$= 9045 \text{ А.}$$

Рабочий ток трансформатора ТДЦ-250000/500:

$$I_{T1-T4, \text{раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{T, \text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{T, \text{НОМ}}} = 1,05 \cdot \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 525} = 275 \text{ А.} \quad (4.18)$$

Рабочий ток в линиях связи с системой 500 кВ:

$$I_{Л1-Л3, \text{раб.мах}} = \frac{S_{\text{раб.мах}}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{936,5}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 500} = 360 \text{ А.} \quad (4.19)$$

$$I_{Л1-Л3, \text{раб.утж}} = \frac{S_{\text{раб.мах}}}{\sqrt{3} \cdot (n_W - 1) \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{936,5}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 500} = 540 \text{ А.} \quad (4.20)$$

Рабочий ток в присоединение трансформатора собственных нужд на генераторном напряжении 15,75 кВ:

$$I_{TCH, \text{раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{TCH, \text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{TCH, \text{НОМ}}} = 1,05 \cdot \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 243 \text{ А.} \quad (4.21)$$

4.5.2 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 15,75 кВ

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия: $U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НОМ.с}}$; $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб.мах}}$; $B_{\text{к.норм}} \geq B_{\text{к.расч}}$.

Используя каталоги производителей ОАО ВО «Электроаппарат» и ЗАО «ВЗВА» выбираем элегазовый выключатель ВГГ-20-50/10000 УЗ и разъединитель РВПЗ-20/12500 УЗ (Таблица 4.8).

Таблица 4.8—Сводная таблица по выбору выключателя и разъединителя.

Расчётные данные	Выключатель ВГГ-20-50/10000 УЗ	Разъединитель РВПЗ-20/12500 УЗ
$U_{\text{сети ном}} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 9045 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 10000 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 12500 \text{ А}$
$I_{n0} = 46,64 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 50 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 410 \text{ кА}$
$i_y = 72,56 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 130 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 160 \text{ кА}$
-	$I_{\text{НОМ.откл}} = 50 \text{ кА}$	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с.}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + t_{\text{рз}})$ $= 87,01 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.НОМ}} = I_T^2 \cdot t_T = 7,5 \text{ МА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.НОМ}} = I_T^2 \cdot t_T = 76,8 \text{ МА}^2 \cdot \text{с}$

Проверка на апериодическую составляющую выключателя ВГГ-20-50/10000 УЗ:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{НО}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 46,64 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,03}} = 49,57 \text{ кА.} \quad (4.22)$$

$$\frac{i_{ат}}{\frac{\sqrt{2}}{I_{по}}} \cdot 100\% = \frac{49,57}{46,64} \cdot 100\% = 72\% < 90\%. \quad (4.23)$$

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-МЗ.

Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега.

Выбран отечественный анализатор, производимый фирмой ООО «ЮПЗ Промсвязькомплект». 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.

4.5.3 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛ-20-І. Производитель ОАО ВО «Электроаппарат». Проверка трансформатора тока ТШЛ-20-І представлена в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Проверка трансформатора тока ТШЛ-20-І

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{сети} < U_{ном}$	$U_{Г} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$
$I_{раб \text{ max}} < I_{ном}$	$I_{Г,раб} = 9045 \text{ А}$	$I_{ном} = 18000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-06-15. Производитель ЗАО «ГК «Электроштит» - ТМ Самара». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-06-15 представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{сети} < U_{ном}$	$U_{Г} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 15,75 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН–20/450 УХЛ1 фирмы ЗАО «ЗЭТО».

4.5.4 Выбор выключателей и разъединителей 500 кВ

Для выбора электротехнического оборудования производится проверка на термическую стойкость. Расчетное значение сравнивается с параметром, данным в каталоге.

Т155 марки АО ВО «Электроаппарат» – вакуумный выключатель с

пружинным приводом, компании «Контакт». Параметры выключателя представлены в таблице 4.11. Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 500 кВ на отходящих линиях представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.11–Сводная таблица по выбору ячейки КРЭ 500 кВ

Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети ном}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 640 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 37,89 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 63 \text{ кА}$
$i_y = 58,94 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 164 \text{ кА}$
$W_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}})$ $= 37,89^2 \cdot (0,03 + 0,01)$ $= 57,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к.расч}} = I_{\text{т}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}})$ $= 63^2 \cdot (0,03 + 0,01)$ $= 158,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.12 – Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 500 кВ на отходящих линиях

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

Согласно ПУЭ, трансформаторы защищаются ограничителями перенапряжений. Выбран ОПН-П-500/220/10 фирмы ЗАО «Полимер-аппарат».

5 Релейная защита и автоматика

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

5.1 Перечень защит основного оборудования

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

На главном генераторе СВ-1130/220-44:

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

На силовом трансформаторе блока ТДЦ 250000/500/15,75:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 500 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 15,75 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от потери охлаждения;
- Защита от перегрева масла;
- Защита от перегрева обмотки.

На трансформаторе СН ГЭС:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;

- Защита от перегрузки;
- Реле тока охлаждения;

На линиях электропередачи 500 кВ:

- Основные защиты:

- дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

- Резервные защиты:

- 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
- токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
- для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 500 кВ предусматривается УРОВ 500 кВ.

5.2 Параметры защищаемого оборудования

Параметры защищаемого оборудования представлены в таблицах 5.1, 5.2, 5.3.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип	СВ 1130/220-44 УХЛ4	
мощность номинальная	полная, МВА	235
	активная, МВт	200
номинальное напряжение, кВ	15,75	
коэффициент мощности $\cos \varphi$	0,85	
частота, Гц	50	
частота вращения, об/мин	136,4	
номинальный ток статора, кА	8,614	
ток ротора при номинальной нагрузке, А	2546	
напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке, В	217	
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное X_d	0,95
	переходное $X'd$	0,32
	сверхпереходное $X''d$	0,21
индуктивное сопротивление обратной последовательности X_2	0,051	
емкость обмотки статора, мкФ	1,41	

Окончание таблицы 5.1

соединение фаз обмотки статора		Звезда
количество выводов генератора	главных	3
	нейтральных	3
режим работы нейтрали		Изолированная нейтраль

Таблица 5.2 – Параметры силового трансформатора

Тип	ТДЦ 250000/500/15,75
мощность номинальная, МВА	250
номинальное напряжение, кВ	ВН: 525; НН: 15,75.
напряжение короткого замыкания, %	13,0
группа соединений	Δ/У – 11

Таблица 5.3 – Параметры трансформатора собственных нужд

Тип	ТСЗ-6300/20 УЗ
мощность номинальная, кВА	6300
номинальное напряжение, кВ	ВН: 15,75; НН: 6,3.
напряжение короткого замыкания, %	7
группа соединений	Δ/У – 11

5.3 Расчет номинальных параметров

Номинальный ток генератора:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{U_{\text{ВН}} \cdot \sqrt{3}} = \frac{235000}{15,75 \cdot \sqrt{3}} = 8614 \text{ А.} \quad (5.1)$$

Номинальный вторичный ток генератора:

$$I_{\text{НОМ Г}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ}} \cdot K_{\text{сх}}}{n_{\text{ТТ}}} = \frac{8614 \cdot 1}{9000/5} = 4,786 \text{ А.} \quad (5.2)$$

Номинальный первичный ток на стороне высшего напряжения:

$$I_{\text{ВН}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ Т}}}{U_{\text{НН}} \cdot \sqrt{3}} = \frac{250000}{525 \cdot \sqrt{3}} = 275 \text{ А.} \quad (5.3)$$

Номинальный вторичный ток на стороне ВН:

$$I_{\text{НОМ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ}}}{n_{\text{ТТ ВН}}} = \frac{275}{300/5} = 4,583 \text{ А.} \quad (5.4)$$

Выбор трансформатора возбуждения:

$$I_{\text{НН ТЕ}} = \frac{I_{\text{НОМ РОТ}}}{1,2255} = \frac{2546}{1,2255} = 2078 \text{ А.} \quad (5.5)$$

Мощность трансформатора возбуждения:

$$S_{\text{ТЕ}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{НН ТЕ}} \cdot I_{\text{НН ТЕ}} = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 2078 = 1440 \text{ А.} \quad (5.6)$$

Принимает трансформатор ТСЗ-1600/15.

Первичный ток трансформатора возбуждения на стороне 15,75 кВ:

$$I_{\text{ВН ТЕ}} = \frac{S_{\text{НОМ ТЕ}}}{U_{\text{НОМ}} \cdot \sqrt{3}} = \frac{1600}{15,75 \cdot \sqrt{3}} = 58,65 \text{ А.} \quad (5.7)$$

5.4 Описание защит и расчет их уставок

5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора (ЛДГ)

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

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

Номинальный ток генератора: $I_{\text{НОМ}} = 8614 \text{ А}$.

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 8614 = 431 \text{ А,} \quad (5.8)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{СР.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{Н}} = 0,1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.9)$$

где $K_{\text{Н}} = 2$ - коэффициент надежности.

Принимаем уставку:

$$I_{\text{СР.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}} = 0,15 \cdot 8614 = 1292 \text{ А.} \quad (5.10)$$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}}, \quad (5.11)$$

где $K_{\text{АП}} = 2$ – коэффициент апериодической составляющей;

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

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

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

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''}{x'_d} \cdot I_{\text{Н}} = \frac{1,13}{0,21} \cdot 8614 = 46352 \text{ А.} \quad (5.12)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.10):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 46352 = 4635 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{Т}}} = \frac{4635 \cdot 2}{46352}, \quad (5.13)$$

где $K_{\text{Н}} = 2$ – коэффициент надежности;

$I_{\text{Т}}$ - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*\text{СР}}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.14)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*\text{СР}}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.15)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

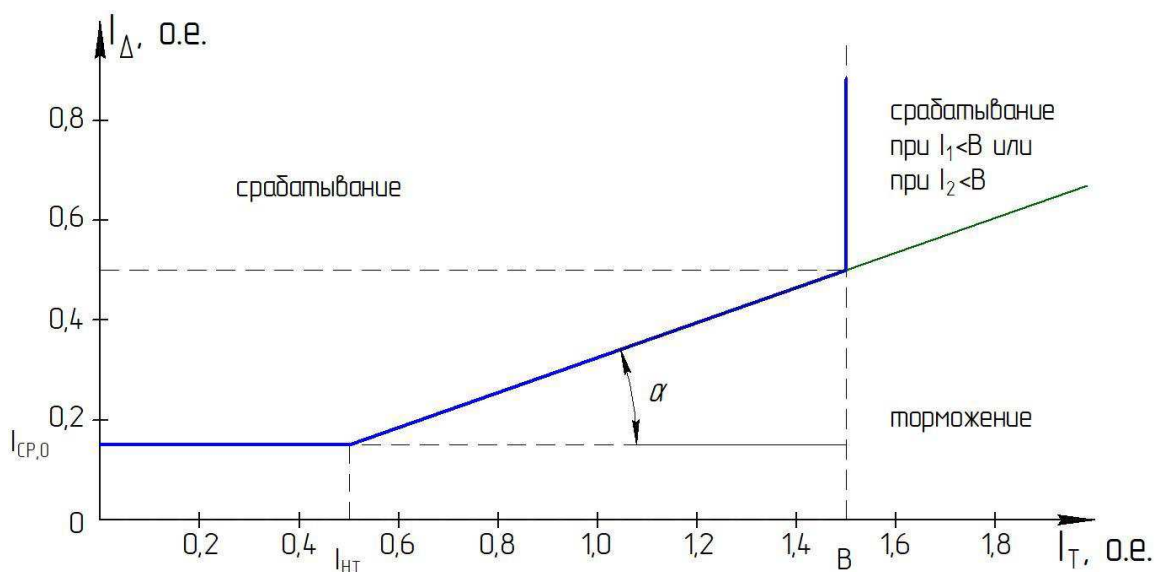


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.4.2 Поперечная дифференциальная защита (I_{Δ})

Поперечная дифференциальная защита предусмотрена для защиты от замыканий между витками одной фазы обмотки статора генератора (при трёхслойной обмотке генератора).

Ток срабатывания защиты отстраивается от тока небаланса при нормальной работе и при внешних коротких замыканиях, и в соответствии с Руководящими Указаниями по релейной защите может быть принят:

$$I_{CP} = 0,2 \cdot I_{ном.г.} = 0,2 \cdot 8614 = 1723 \text{ А.} \quad (5.16)$$

5.4.3 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 85-90% витков обмотки статора со стороны главных выводов. Данный орган измеряет напряжение $3U_0$ со стороны линейных выводов при помощи соединения трансформаторов по схеме «разомкнутый треугольник».

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

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

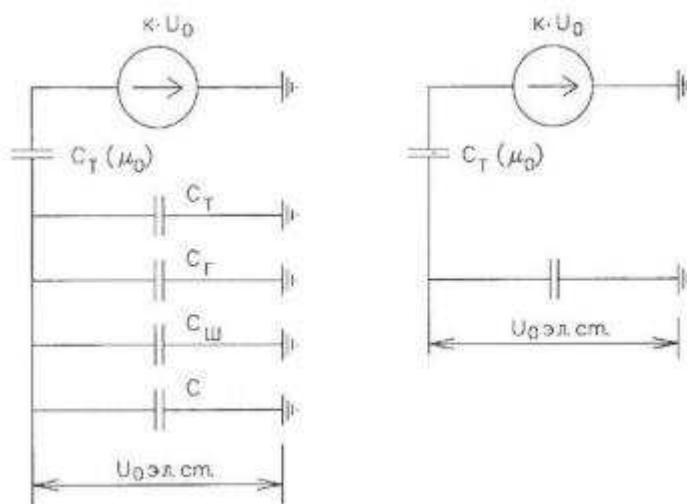


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{Ш} + C_{ВГ} = 0,0073 + 1,41 + 0,008 + 0,56 = 1,99 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.17)$$

где C_G – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;
 C_T – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
 $C_{Ш}$ – емкость шинпровода по отношению к земле;
 C – емкость генераторного выключателя со стороны трансформатора;
 C – емкость генераторного выключателя со стороны генератора.

$$U_{0\text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.18)$$

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

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

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{525}{\sqrt{3}} = 101,04 \text{ кВ.} \quad (5.19)$$

Суммарный емкостной ток сети 15,75 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 15,75 \cdot 314 \cdot 1,99 \cdot 10^{-6} = 17,03 \text{ А.} \quad (5.20)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 500 кВ (по формуле 5.18):

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 0,5 \cdot 101040 \cdot \frac{0,015}{0,015 + 1,99} = 378 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 378}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}, \quad (5.21)$$

$$U_{\text{СР}} \geq 6,56,$$

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

$n_{\text{ТН}}$ – 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 действует с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал; U_{0G} с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,2 + 2} = 31,25\%. \quad (5.22)$$

При $K_T = 1,1$ орган U_{03} работает селективно и защищает 32,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

5.4.4 Защита от повышения напряжения ($U1>$), ($U2>$)

1) Уставка защиты $U2>$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 15750}{15750/100} = 140 \text{ В}. \quad (5.23)$$

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.

$U1>$ вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка $U1>$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 15750}{15750/100} = 120 \text{ В}. \quad (5.24)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 500 кВ принимается минимальной и равной $0,09 \cdot I_H$.

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

5.4.5 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} :

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.25)$$

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:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.26)$$

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

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: $I_{*2\text{СИГН}} = 0,07$;

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_H = 0,07 \cdot 8614 = 603 \text{ А } (0,07 \cdot I_H). \quad (5.27)$$

2) Пусковой орган ($I_{2\text{ПУСК}}$) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_2 выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при $t_{\text{МАКС}} = 500$ с.

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{16}{500}} = 0,18. \quad (5.28)$$

Уставка равна:

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

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H = 1292 \text{ А } (0,15 \cdot I_H). \quad (5.30)$$

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{2\text{ПУСК}}^2} = \frac{16}{0,15^2} \approx 711 \text{ с.} \quad (5.31)$$

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

$$t_{\text{ср}} = \frac{16}{(I_{*2})^2}. \quad (5.32)$$

$$A_{\text{ИО}} = 16 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{ср}}. \quad (5.33)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.4.

Таблица 5.4 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

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

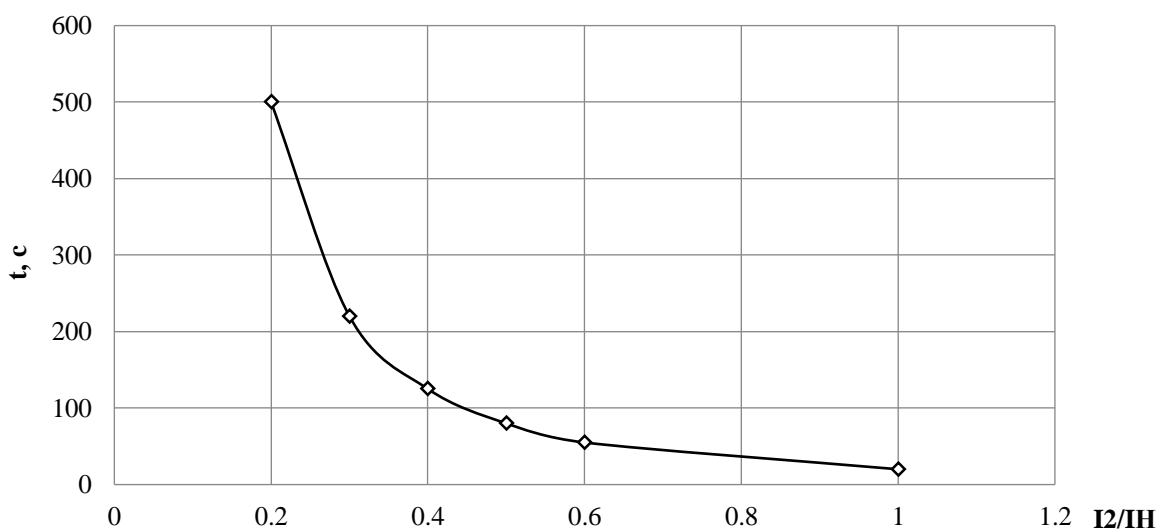


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин.}} = 16 \text{ с}$, $t_{\text{макс.}} = 500 \text{ с}$.

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» ($t_{\text{охл}}$) 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 ($I_{20\text{ТС}}$) срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_2 выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных коротких замыканий.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

По второму условию:

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

$$I_{2\text{с.з.}}^* \leq \frac{I_{\text{МИН}}^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (x_{d^*}'' + x_{л^*} + x_{\text{Т}^*})} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (233,33 + 0,050 + 0,122)} = 0,00165 \text{ о. е.} \quad (5.34)$$

$$x_{d^*}'' = x_d'' \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \right)^2 = 0,21 \left(\frac{525}{15,75} \right)^2 = 233,33 \text{ Ом.} \quad (5.35)$$

$$x_{л^*} = x_{0 \text{ уд}} \cdot l \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{U_{\text{НОМ}}^2} = 0,31 \cdot 190 \cdot \frac{235}{525^2} = 0,050 \text{ Ом.} \quad (5.36)$$

$$x_{\text{Т}^*} = \frac{U_{\text{К}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{13}{100} \cdot \frac{235}{250} = 0,122 \text{ Ом.} \quad (5.37)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2\text{с.з.}}^* = I_{2\text{с.з.}}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,00165 \cdot 2 \cdot \frac{525}{15,75} = 0,11 \text{ о. е.} \quad (5.38)$$

б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 500 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{2с.з.}^* \leq \frac{I_{\text{МИН}}^2}{K_{\text{Ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (x_{d*}'' + x_{T*})} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (233,33 + 0,122)} = 0,00165 \text{ о. е.} \quad (5.39)$$

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 8,5 с на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.4.6 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:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.40)$$

где $K_{\text{Н}} = 1,05$ – коэффициент надежности;

$K_{\text{В}} = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 9$ с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.41)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.5:

Таблица 5.5 - 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
Длительность перегрузки (с)	3600	900	360	300	240	120	60	1

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

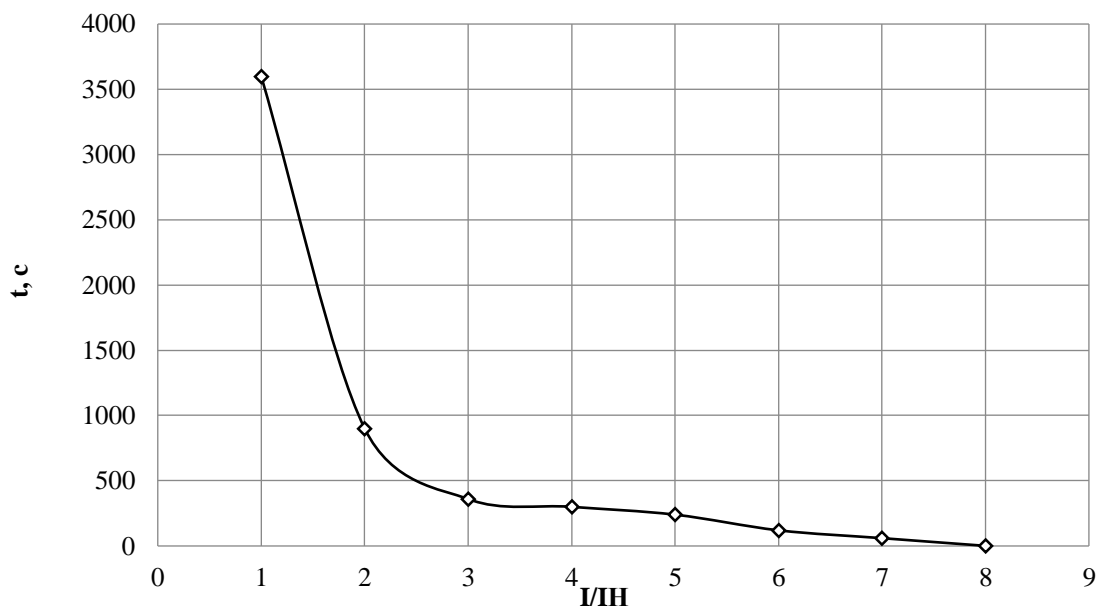


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,4 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,429 \cdot I_{НОМ}. \quad (5.42)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению $U_{\Gamma} <$.
Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{\text{ср}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_{\text{В}} \cdot n_{\text{T}}} = \frac{0,68 \cdot 15750}{1,03 \cdot \frac{15750}{100}} = 66 \text{ В.} \quad (5.43)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

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

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

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

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

Согласование производится для условий работы на шинах 500 кВ ГЭС одного блока. Z_1 , приведенное к напряжению 500 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 500 кВ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_{\text{T}} + \frac{0,8}{K_{\text{T}}} \cdot Z'_{1\text{Л}} = 0,8 \cdot 143,33 + \frac{0,8}{5} \cdot 59,23 = 124 \text{ Ом,} \quad (5.44)$$

где K_{T} – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

Z_{T} – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 500 кВ;

$$Z_{\text{T}} = \frac{0,13 \cdot 525^2}{250} = 143,33 \text{ Ом.}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,13 \cdot \frac{235}{235} + \frac{0,8}{5} \cdot \frac{235}{525^2} \cdot 59,23 = 0,112.$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,112 \cdot 1,06 = 0,119 \text{ Ом}, \quad (5.45)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{15,75^2}{235} = 1,06$ – базисное сопротивление.

Уставка будет равна:

$$Z_{1\text{сз}} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,119 \cdot \frac{\frac{9000}{5}}{\frac{15750}{100}} = 1,36 \text{ Ом}. \quad (5.46)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,36 \text{ Ом}$.

2) 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, $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{15,75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 8614} = 1,06 \text{ Ом}, \quad (5.47)$$

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):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0,95}{x_d} = 2,53, \quad (5.48)$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,53} = 0,38 \text{ о. е.} \quad (5.49)$$

$$\cos\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos\varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,53} = 0,35. \quad (5.50)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 70^\circ$.
Сопrotивление срабатывания защиты может быть принято:

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

$$Z_{\text{СЗII}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,35 \cdot \frac{15,75^2}{235} = 0,37 \text{ Ом.} \quad (5.52)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{СЗII}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0,37 \cdot 9000/5}{15750/100} = 4,23 \text{ Ом.} \quad (5.53)$$

Принимаем уставку $Z_{\text{II}} = 4,3 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{\text{СМ1}} = 0,204 \text{ Ом}$, $Z_{\text{СМ2}} = 0,65 \text{ Ом}$.

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей 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.

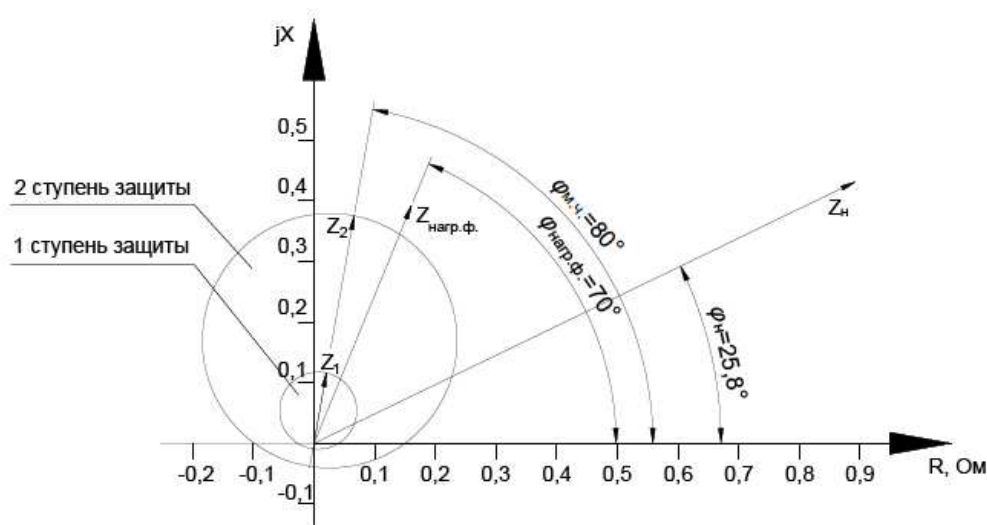


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.4.8 Защита от перегрузки обмотки ротора

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток ротора. Защита состоит из трех органов:

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

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

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.55)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей. Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

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

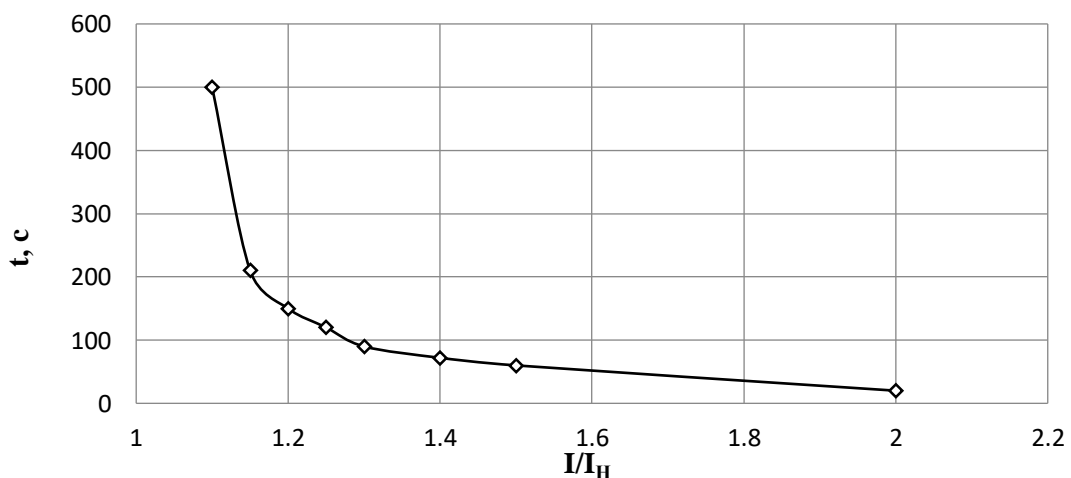


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,35 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.56)$$

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

5.5 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления генератором, предназначенное для защиты, управления, измерения и контроля генераторов малой и средней величины производства ООО НПП «ЭКРА» ЭКРА 300 имеет широкий спектр функциональных возможностей для защиты синхронных генераторов от повреждений в зоне действия защиты, а также для защиты от аварийных условий во внешних системах.

6 Состав и компоновка сооружений

6.1 Исходные данные

Задачей данного раздела дипломного проекта является проектирование бетонной гравитационной водосбросной плотины на скальном основании.

При проектировании в курсовом проекте плотины должны выполняться следующие требования:

- 1) Обеспечение устойчивости на сдвиг при сохранении прочности основания;
- 2) Получение наименьшего значения фильтрационного противодействия при обеспечении фильтрационной прочности основания;
- 3) Гашение избыточной энергии сбрасываемого водного потока;
- 4) Обеспечение прочности.

Для проектирования гидротехнических сооружений имеются следующие исходные данные:

- 1) План реки в створе плотины;
- 2) Геологический разрез по створу плотины (Приложение Г);
- 3) Физико-механические характеристики грунта основания;
- 4) Зависимость между уровнями и расходами воды в бытовых условиях;
- 5) Характерные бытовые расходы воды:
 - а) максимальный основной расход – 7539 м³/с;
 - б) максимальный поверочный расход – 8877 м³/с;
- 6) Отметки:
 - а) нормального подпорного уровня (НПУ) – 250 м;
 - б) форсированного уровня воды (ФПУ) – 251 м;
 - в) отметка дна – 135 м;
- 7) Назначение гидроузла: энергетический;
- 8) Расход через 1 ГА ($Q_{1\text{ГА}}$): 308 м³/с;
- 9) Количество ГА – 4 шт.

6.2 Состав и компоновка сооружений гидроузла

В состав сооружения входят:

- водосбросная бетонная плотина гравитационного типа;
- стационарная часть плотины;
- левобережная бетонная плотина;
- приплотинное здание ГЭС;
- грунтовая плотина.

6.3 Проектирование сооружений напорного фронта

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты ($H=115$ м) и типа грунтов оснований (скальное основание – гранит) [31], присвоен: I.

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их социально-экономической ответственности и условий эксплуатации [31]. По установленной мощности ($N=800$ МВт), присвоен: II.

Класс гидротехнических сооружений в зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий (число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии гидротехнических сооружений 4214 человек, что более 3000), присвоен: I.

В конечном счете, присваивается наивысший класс всему сооружению, в данном случае это I класс.

6.3.1 Определение отметки гребня плотины

За отметку гребня плотины принимается отметка, вычисленная по формуле:

$$\nabla_{ГП} = \nabla_{НПУ} + h_{1\%} + a + \Delta h_{set}, \quad (6.1)$$

где $h_{1\%}$ - высота волны расчётной обеспеченностью 1%; Δh_{set} - высота ветрового нагона; a - величина запаса, зависит от класса сооружения, и составляет не менее: для I класса – 0,8 м.

Высота ветрового нагона определяется по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{V^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha, \quad (6.2)$$

где k_w – коэффициент, принимаемый в зависимости от расчетной скорости ветра, при $V = 18$ м/с $k_w = 1,92 \cdot 10^{-6}$;

V – расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, м/с;

L – длина разгона волны, м;

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

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище.

Условная расчетная глубина при НПУ:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}}{2} = \frac{250 - 135}{2} = 57,5 \text{ м.} \quad (6.3)$$

Высота ветрового нагона при НПУ по формуле (6.2):

$$\Delta h_{set} = \frac{1,92 \cdot 10^{-6} \cdot 19^2 \cdot 18000}{9,81 \cdot (57,5 + 0,5 \cdot 0)} \cos 0 = 0,0198 \text{ м.}$$

Определим высоту волны 1% обеспеченности.

Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot L}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 18000}{18^2} = 545, \quad (6.4)$$

$$\frac{g \cdot t}{V} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{18} = 11772. \quad (6.5)$$

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

Далее по графику [32] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$) и значениям $\frac{g \cdot t}{V}$ и $\frac{g \cdot L}{V^2}$ определяются параметры $\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2}$ и $\frac{g \cdot \bar{T}}{V}$.

Используя меньшие полученные значения, вычислим средний период волны \bar{T} и среднюю высоту волны \bar{h} .

- Определяемые значения:

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,037,$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,081,$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 2,5,$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 4,0.$$

Из полученных значений выбираем минимальные.

Отсюда:

$$\bar{h} = \frac{0,037 \cdot V^2}{g} = \frac{0,037 \cdot 18^2}{9,81} = 1,22 \text{ м.} \quad (6.6)$$

$$\bar{T} = \frac{2,5 \cdot V}{g} = \frac{2,5 \cdot 18}{9,81} = 4,59 \text{ с.} \quad (6.7)$$

Вычислим среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{\bar{T}^2 \cdot g}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 4,59^2}{2 \cdot 3,14} = 32,87 \text{ м.} \quad (6.8)$$

Проверяем условие:

$$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d, \quad (6.9)$$

$57,5 > 16,43$ т.е. условие глубоководности выполняется.

Высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (6.10)$$

где K_i – коэффициент, определяемый по графику [32], $K_i = 2,11$.

По формуле (6.11):

$$h_{1\%} = 1,22 \cdot 2,11 = 2,58 \text{ м.}$$

Отметка гребня грунтовой плотины по формуле (6.1):

$$\nabla_{\text{ГБП}} = 250 + 2,58 + 0,198 + 0,8 = 253,4 \text{ м.}$$

Таким образом, за отметку гребня плотины принимаем $\nabla_{\text{ГБП}} = 253,4$ м.

6.3.2 Гидравлический расчёт бетонной водосливной плотины

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

6.3.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Для определения ширины водосливного фронта необходимо определить расчётный максимальный расход. Для первого класса капитальности, таким расходом является расход 0,1% обеспеченности, для поверочного – 0,01% обеспеченности.

Расчётный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$\begin{aligned} Q_p &= Q_{\text{max.осн.}} - Q_{\text{ГЭС}} - \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{ср}}} = & (6.11) \\ &= 7539 - (4 - 1) \cdot 308 - \frac{12,07 \cdot 10^9}{4 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 5451 \text{ м}^3/\text{с}, \end{aligned}$$

где Q_{max} – максимальный основной расход 0,1% обеспеченности, $V_{\text{пол}}$ – полезный объем водохранилища; $t_{\text{ср}}$ – время сработки (4 месяца), $Q_{\text{ГЭС}}$ –

допустимый расход через гидроагрегаты ГЭС. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов ($n-1$) при числе агрегатов до 6 включительно [3], $Q_{ГА}$ – расход через 1 агрегат, $308 \text{ м}^3/\text{с}$.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{р.осн.}}{q_B} = \frac{5451}{61,25} = 88,99 \text{ м}, \quad (6.12)$$

где q_B – удельный расход на водосливе:

$$q_B = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 49 = 61,25 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.13)$$

где q_p – удельный расход на рисберме.

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ} = 5,0 \cdot 9,8 = 49 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.14)$$

где $h_{НБ}$ – глубина в НБ при максимальном основном расходе, определяется по графику $Q = f(H)$, $УНБ = 144,8 \text{ м}$, тогда

$$h_{НБ} = УНБ - \nabla_{\text{дна}} = 144,8 - 135 = 9,8 \text{ м}, \quad (6.15)$$

где $[v_h]$ – допустимая неразмывающая скорость на рисберме, равная $5,0 \text{ м/с}$.

Определим количество водосливных отверстий. Зададимся стандартной шириной пролета отверстия $b = 14 \text{ м}$, тогда водосливных отверстий:

$$n' = \frac{B}{b} = \frac{88,99}{14} = 6,4 \approx 7. \quad (6.16)$$

Округлим до ближайшего целого и, согласно [33], при количестве затворов более шести следует учитывать вероятную невозможность открытия одного затвора, следовательно, расчетное количество пролетов необходимо увеличить на единицу.

$$n = n' + 1 = 7 + 1 = 8. \quad (6.17)$$

Ширина водосливного фронта, которую будем в дальнейшем использовать равна:

$$B' = b \cdot n' = 14 \cdot 7 = 98 \text{ м}. \quad (6.18)$$

$$B = b \cdot n = 14 \cdot 8 = 112 \text{ м}. \quad (6.19)$$

Бык примем разрезным, толщина разрезного бычка определяется по формуле Березинского $\delta_B = 0,16 \cdot b + (0,5 - 2)м = 0,25 \cdot 14 + 1,76 = 4 м$. Головная часть быка имеет обтекаемую форму для улучшенного обтекания.

Ширина водосливного фронта с учетом размеров быков в плане:

$$B'_B = B' + (n' - 1) \cdot \delta_B = 98 + (7 - 1) \cdot 4 = 122 м. \quad (6.20)$$

$$B_B = B + (n - 1) \cdot \delta_B = 112 + (8 - 1) \cdot 4 = 140 м. \quad (6.21)$$

6.3.2.2 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{5451}{0,49 \cdot 98 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 8,69 м, \quad (6.22)$$

где m - коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимаем в дипломном проекте очертание водосливной стенки Кригера-Офицерова типа А, $m = 0,49$ (см. рис 6.1.);

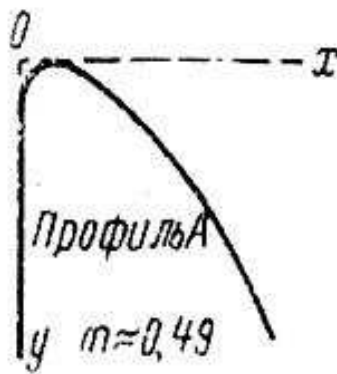


Рисунок 6.1 – Очертание водосливной стенки Кригера-Офицерова тип А

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{расч}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \quad (6.23)$$

$$= \left(\frac{5451}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,944 \cdot 1 \cdot 98 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 9,03 м,$$

где ε – коэффициент бокового сжатия;

σ_n – коэффициент подтопления, $\sigma_n = 1$;

Коэффициент сжатия определяется по формуле:

$$\varepsilon = 1 - \frac{0,2 \cdot H_{01} \cdot \xi}{b} = 1 - \frac{0,2 \cdot 8,69 \cdot 0,45}{14} = 0,944, \quad (6.24)$$

где ξ_0 – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане и от формы верховой грани быка [33], $\xi_0=0,45$.

Геометрический напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу V_0 :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g} = 9,03 - \frac{1,1 \cdot 0,339^2}{2 \cdot 9,81} = 9,025 \text{ м}, \quad (6.25)$$

где v_0 – скорость потока на подходе к плотине.

Скорость потока на подходе к плотине, определяемая по формуле:

$$\begin{aligned} v_0 &= \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n - 1)\delta_B)} = \\ &= \frac{5451}{(250 - 135)(112 + (8 - 1) \cdot 4)} = 0,339 \text{ м/с}, \end{aligned} \quad (6.26)$$

где δ_B – толщина быка, которая была принята ранее.

α – коэффициент Кориолиса, в расчетах принимаем $\alpha = 1,1$.

Определим ближайшее стандартное значение напора, согласно [36] $H_{\text{ст}} = 10,0$ м.

Отметка гребня водослива:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}} = 250,0 - 10,0 = 240,0 \text{ м}. \quad (6.27)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины по формуле:

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{ГВ}} - 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 240 + 1,6 \cdot 10 = 256,0 \text{ м}. \quad (6.28)$$

Сравнивая с отметкой 253,4 полученной в пункте 6.3.1, принимаем итоговую отметку гребня плотины 256,0 метров, так как она больше.

В итоге принимаем высоту всего напорного фронта равной:

$$H_{\text{пл}} = \nabla_{\text{ГБ}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 256 - 232 = 124 \text{ м}. \quad (6.29)$$

6.3.2.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Проверим достаточность водопропускной способности водосливной плотины. Определяется расход поверочного случая, сбрасываемый через водосливную плотину при ФПУ:

$$Q_{р.пов} = Q_{пов.мах} - Q_{ГЭС} - \frac{V_{пол}}{t_{ср}} = \quad (6.30)$$

$$= 8877 - 4 \cdot 308 - \frac{12,07 \cdot 10^9}{4 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 6481 \text{ м}^3/\text{с},$$

где $Q_{махповер}$ - максимальный расчётный расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,01% для I класса сооружений;

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01пов.} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \quad (6.31)$$

$$= \left(\frac{6481}{0,49 \cdot 112 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,92 \text{ м.}$$

Полный напор на водосливе:

$$H_{02пов.} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{m_{пов.} \cdot \sigma_{\phi} \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \quad (6.32)$$

$$= \left(\frac{6481}{0,482 \cdot 1 \cdot 0,943 \cdot 1 \cdot 112 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,38 \text{ м.}$$

$$\varepsilon = 1 - \frac{0,2 \cdot 8,92 \cdot 0,45}{14} = 0,943.$$

Найдем коэффициент расхода водослива без вакуумного профиля для поверочного случая. Скорость подхода потока к плотине:

$$V_{0пов.} = \frac{Q_{р.пов}}{(\nabla_{ФПУ} - \nabla_{ДНА}) \cdot B} = \quad (6.33)$$

$$= \frac{6481}{(251 - 135) \cdot (112 + (8 - 1) \cdot 4)} = 0,399 \text{ м/с},$$

где $\nabla_{ФПУ}$ — отметка форсированного подпорного уровня.

Предварительно отметку ФПУ принимаем равной 170 м, которая в дальнейшем уточнится.

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02 \text{ пов}} - \frac{\alpha \cdot v_{0 \text{ пов}}^2}{2g} = 9,38 - \frac{1,1 \cdot 0,399^2}{2 \cdot 9,81} = 9,37 \text{ м.} \quad (6.34)$$

Определяем расчётную отметку форсированного уровня:

$$\nabla \text{ФПУ}_p = \nabla \text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 240 + 9,37 = 249,37 \text{ м.} \quad (6.35)$$

Расчётная отметка $\nabla \text{ФПУ}$ оказалась меньше заданной, следовательно, отметки $\nabla \text{ФПУ}$ равной 251,0 метрам, достаточно для пропускной способности водослива.

6.3.2.4 Построение профиля водосливной грани

В таблицу 6.1 сведены полученные координаты для построения оголовка водослива безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора $H_{\text{ст}} = 10,0$ м. Профиль оголовка плотины представлен на рис. 6.2.

Таблица 6.1 – Координаты для построения оголовка

№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м
1	0	1,26	27	26,00	21,22	53	52,00	76,16
2	1,00	0,36	28	27,00	22,89	54	53,00	78,40
3	2,00	0,07	29	28,00	24,62	55	54,00	80,65
4	3,00	0,00	30	29,00	26,10	56	55,00	82,89
5	4,00	0,06	31	30,00	28,24	57	56,00	85,14
6	5,00	0,27	32	31,00	30,13	58	57,00	87,38
7	6,00	0,60	33	32,00	32,07	59	58,00	89,63
8	7,00	1,00	34	33,00	34,05	60	59,00	91,87
9	8,00	1,46	35	34,00	36,09	61	60,00	94,12
10	9,00	1,98	36	35,00	38,18	62	61,00	96,36
11	10,00	2,56	37	36,00	40,31	63	62,00	98,61
12	11,00	3,21	38	37,00	42,49	64	63,00	100,85
13	12,00	3,94	39	38,00	44,71	65	64,00	103,10
14	13,00	4,75	40	39,00	46,98	66	65,00	105,34
15	14,00	5,64	41	40,00	49,22	67	66,00	107,59
16	15,00	6,61	42	41,00	51,46	68	67,00	109,83
17	16,00	7,64	43	42,00	53,71	69	68,00	112,08
18	17,00	8,73	44	43,00	55,95	70	69,00	114,32
19	18,00	9,87	45	44,00	58,20	71	70,00	116,57
20	19,00	11,08	46	45,00	60,44	72	71,00	118,81
21	20,00	12,35	47	46,00	62,69	73	72,00	121,06
22	21,00	13,69	48	47,00	64,93	74	73,00	123,30
23	22,00	15,08	49	48,00	67,18	75	74,00	125,55
24	23,00	16,53	50	49,00	69,42	76	75,00	127,79
25	24,00	16,27	51	50,00	71,67	77	76,00	130,04
26	25,00	19,60	52	51,00	73,91	78	77,00	132,28
16	15,00	6,61	42	41,00	51,46	68	67,00	109,83

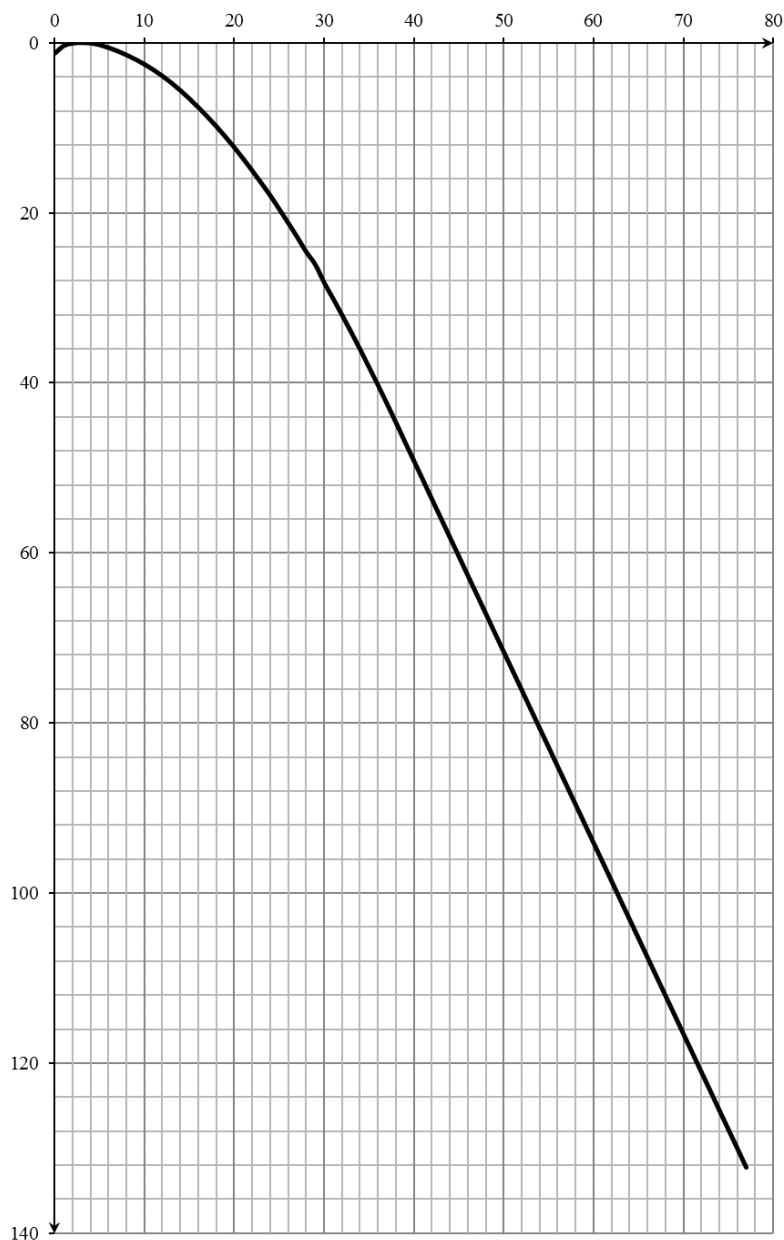


Рисунок 6.2 – Профиль оголовка плотины

6.3.2.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

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

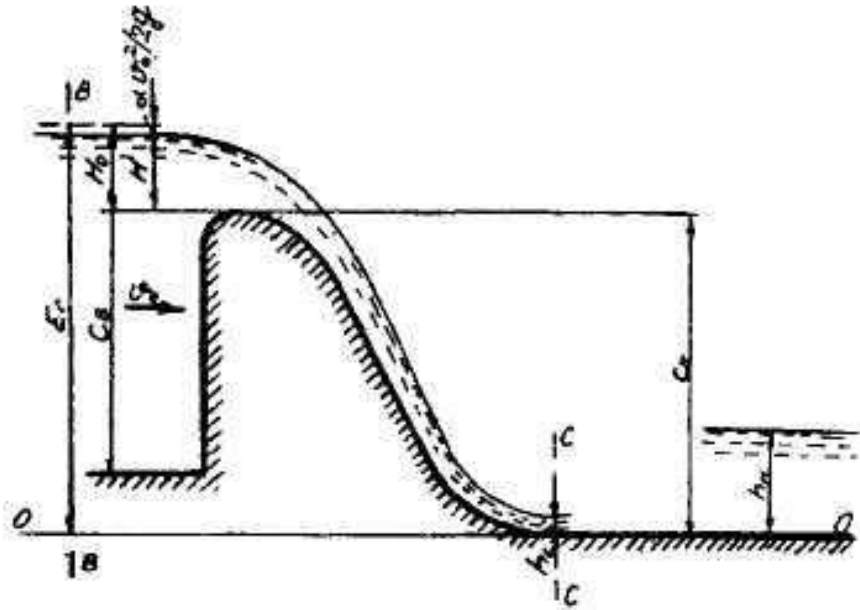


Рисунок 6.3 – Оголовок и сжатое сечение

Определяем критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн. max}^2}{g \cdot (B + \sum \delta_0)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 5451^2}{9,81 \cdot (140)^2}} = 5,54 \text{ м.} \quad (6.36)$$

Определяем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} = 250 - 135 = 115 \text{ м.} \quad (6.37)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{115}{5,54} = 20,76 \text{ м.} \quad (6.38)$$

По графику [33, рис. 9-55] определяем глубину h_c в сжатом сечении и глубину h_c'' - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины ξ_{T_0} , определяю $\xi_c = 0,195$ и $\xi_c'' = 3,18$.

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,195 \cdot 5,54 = 1,08 \text{ м.} \quad (6.39)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 3,18 \cdot 5,54 = 17,62 \text{ м.} \quad (6.40)$$

Глубина в НБ при $Q_p = 7539 \text{ (м}^3/\text{с)}$, $h_{НБ} = 9,8 \text{ м}$, следовательно, прыжок отогнанный ($h_c'' > h_{НБ}$).

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать с нижним бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Так как высота плотины выше 40 метров (высота плотины 120 метров), и она находится на скальном основании (гранит), то принимаем гашение энергии способом свободно отбрасываемой струи.

6.3.2.6 Гашение энергии свободно отброшенной струей

Высота от дна до носка:

$$a = h_{\text{НБ}} + (1 - 2)m = 10,9 + 1,6 = 12,5 \text{ м}, \quad (6.41)$$

где $h_{\text{НБ}} = 10,9 \text{ м}$ – глубина в НБ при $Q = 0,01\%$.

Отметка носка:

$$\nabla_{\text{НОС}} = \nabla_{\text{ДНА}} + a = 135 + 12,5 = 147,5 \text{ м}. \quad (6.42)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НОС}} = 250 - 147,5 = 102,5 \text{ м}. \quad (6.43)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 102,5} = 40,36 \text{ м/с}, \quad (6.44)$$

где φ – коэффициент скорости потока, $\varphi = 0,9$.

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{38,93}{40,36} = 0,96 \text{ м}. \quad (6.45)$$

$$q = \frac{Q_{\text{р.осн.}}}{B} = \frac{5451}{140} = 38,93 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (6.46)$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{40,36^2}{9,81 \cdot 0,96} = 172,13. \quad (6.47)$$

Дальность отлета струи:

$$L = K_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (6.48)$$

где K_a – Коэффициент аэрации, $K_a = 0,8$, при числе фруда $Fr > 35$;
 α – угол наклона носка, $\alpha = 35$.

$$Z_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА} = 250 - 135 = 115 \text{ м.} \quad (6.49)$$

По формуле (6.48):

$$\begin{aligned} L &= 0,8 \cdot 102,5 \cdot 0,9^2 \cdot \sin(2 \cdot 30^\circ) \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{115}{102,5} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30^\circ}} \right) = \\ &= 130,62 \text{ м.} \end{aligned}$$

Проверим на выполнение условия $L > 0,4 \cdot z_0$.

$$130,42 > 0,4 \cdot 115,0,$$

$$130,42 > 46,0 - \text{условие выполняется.}$$

Глубина размыва – яма:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}}. \quad (6.50)$$

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_{\text{Н}}. \quad (6.51)$$

Таким образом:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{172,13}) \cdot \sqrt{172,13} \cdot \sqrt{\frac{9,8}{1}} \cdot 0,96 = 38,74.$$

$$h_{\text{раз}} = 38,74 - 9,8 = 28,94 \text{ м.}$$

Центр ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg}\alpha_1}. \quad (6.52)$$

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2\alpha + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{НБ})}{V_H^2 \cdot \cos^2\alpha}} \quad (6.53)$$

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 0,96 \cdot \cos 30^\circ + 12,5 - 9,8)}{40,36^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,38.$$

$$L_1 = 130,62 + \frac{38,74}{0,38} = 231,76 \text{ м.}$$

Длина горизонтального участка ямы размыва:

$$b_{\text{раз}} = 2,5 \cdot h_{\text{кр}} + 3,7 \cdot H_p = 2,5 \cdot 5,54 + 3,7 \cdot 28,94 = 120,92 \text{ м.} \quad (6.54)$$

6.3.2.7 Гашение энергии свободно отброшенной струей

Донные отверстия водосбросной плотины предусматриваются, как на период строительства, для пропуска строительных расходов, так и для аварийных сбросов в зимний период.

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

$$Q_{\text{р.в.}} = \frac{V_{\text{пол.вдхр.}}}{t_{\text{сраб}}} = \frac{1207000000}{4 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 1164,16 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (6.55)$$

Пропускная способность при незатопленном выходном отверстии определяется по формуле (6.57):

$$Q = \mu \cdot \omega_{\text{во}} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{во}}} \quad (6.56)$$

где Q – расход, сбрасываемый через отверстие; напор над центром выходного отверстия; $\omega_{\text{во}}$ – площадь выходного отверстия.

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

$$Q_{1 \text{ отв}} = \frac{Q_{\text{р.в.}}}{4} = 291,04 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (6.57)$$

Для того, чтобы определить $H_{\text{во}}$ нужно предварительно задаться высотой отверстия и отметкой нижней кромки глубинного водовыпуска. Предварительно

принимая высоту отверстия $h=3,5$ м, отметку донного отверстия 139 м. Тогда отметка над центром выходного отверстия:

$$\nabla_{\text{ЦВО}} = 139 + \frac{h}{2} = 140,75 \text{ м.} \quad (6.58)$$

Напор над центром выходного отверстия.

$$H_{\text{ВО}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ЦВО}} = 250 - 140,75 = 109,25 \text{ м.} \quad (6.59)$$

Площадь выходного отверстия при известном расходе будет равна:

$$\omega_{\text{ВО}} = \frac{Q_{1 \text{ отв}}}{\mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{ВО}}}} = \frac{378,79}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 109,3}} = 10,23 \text{ м}^2. \quad (6.60)$$

Так как высота отверстия 3,5 м, тогда ширина будет равна

$$b = \frac{\omega_{\text{ВО}}}{h} = \frac{10,23}{3,5} = 2,92 \text{ м.} \quad (6.61)$$

Округлим до 3 м.

Тогда площадь поперечного сечения отверстия окончательно будет равна

$$\omega_{\text{ВО}} = b \cdot h = 3,5 \cdot 3 = 10,5 \text{ м}^2. \quad (6.62)$$

6.4 Конструирование бетонной плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

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

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

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

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании (гранит) конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментальной плиты, так как несущая способность скального основания достаточно высокая. По этим причинам оптимальный теоретический профиль такой плотины – прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ.

Заложение низовой грани принято равным $m=0,7$.

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 250 - 132 = 118 \text{ м.} \quad (6.63)$$

Отметку подошвы плотины заглубляем в основание на 3 метра:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - 3 = 135 - 3 = 132 \text{ м,} \quad (6.64)$$

где $\nabla_{\text{дна}} = 135 \text{ м}$.

Определим ширину подошвы плотины:

$$B_n = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 118 = 83 \text{ м.} \quad (6.65)$$

6.4.2 Разрезка бетонной плотины швами

Швы устраиваем для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерном распределении температуры в теле плотины.

Расстояние меж.секционными швами в бетонных сооружениях на скальном основании быть не более 30 м. Принимаем расстояние между швами равным 19 метров. Швы для водосливной плотины устраиваем по оси быка.

Температурные швы для плотин на скальном основании принимаем шириной 1 см на расстоянии 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,3 см. Уплотнение швов осуществляется в виде шпонок.

Плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции.

Ширина секции:

$$b_c = b + \delta_b = 14 + 4 = 18 \text{ м,} \quad (6.66)$$

где b_c – ширина секции с учетом разрезного быка,

b – ширина пролета в свету,

δ_b – толщина быка с учетом разрезки сквозным продольным швом.

6.4.3 Быки

Оголовок быка выполняется полукруглым для лучшего обтекания потоком. Толщину разрезного быка принимаем 4 м (пункт 2.1). Минимальная

толщина между пазами 0,8 м. Ширина быка по гребню 27 м для обеспечения проезда транспорта и для размещения подъемных механизмов. Ширину паза рабочего и ремонтного затворов принимаем 1 м, ремонтный затвор располагаем на расстоянии 1,5 от рабочего затвора, чтобы обеспечить удобные условия для проведения ремонтных работ в рабочем затворе.

6.4.4 Устои

Применим 1 отдельный устой для отделения водосливной плотины от здания ГЭС и 1 отдельный устой для отделения водосливной плотины от донных водосбросов.

6.4.5 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани предусматриваются вертикальные дрены, которые имеют выходы в продольные галереи. Диаметр вертикальных дренажных скважин принимается 15 см, расстояние между осями дрен 2 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа $a_{др}$ необходимо принимать не менее минимально допустимого, которое равно 2 м, и при соблюдении следующего условия:

$$a_{др} \geq \frac{H_{max} \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}} = \frac{115 \cdot 1,25}{25} = 5,75 \text{ м}, \quad (6.67)$$

где γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, для второго класса принимается равным 1,25; $J_{cr.m}$ – критический средний градиент напора для бетона плотины; H_{max} – напор над расчетным сечением:

$$H_{max} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} = 250 - 135 = 115 \text{ м}. \quad (6.68)$$

Таким образом, $a_{др}$ принимается равным 6,5 м, что удовлетворяет условию $a_{др} \geq 5,75 \text{ м}$.

6.4.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины необходимо предусматривать продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи располагаем через 16 м, одну из продольных галерей запроектирована выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими

проезд и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Назначаем шириной – 3,5 м, высотой – 4 м.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначаем шириной – 1,5 м, высотой – 2,5 м.

6.5 Элементы подземного контура плотины

В скальном основании устраиваем вертикальные цементационную завесу и дренаж. Схема цементной завесы и дренажных скважин представлено на рисунке 6.4.

Геометрические данные цем. завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B = 0,1 \cdot 83 = 8,3 \text{ м}, \quad (6.69)$$

где B - ширина подошвы плотины

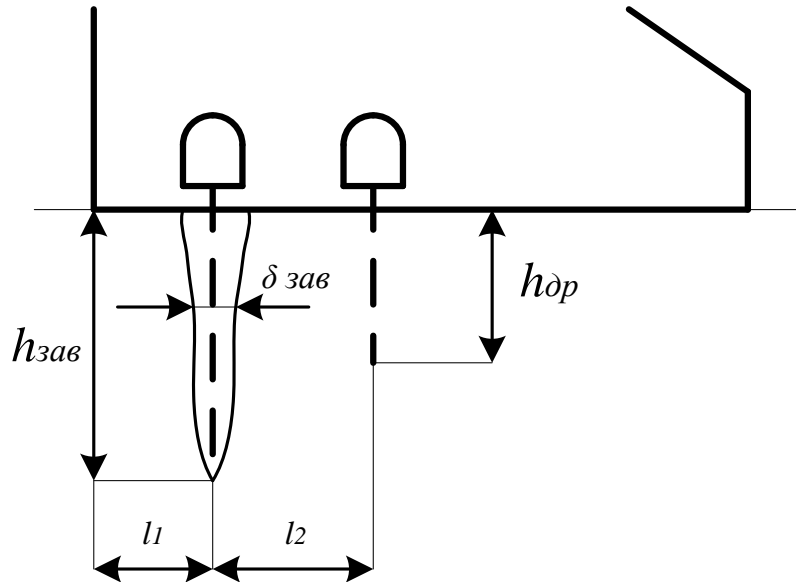


Рисунок 6.4 – Схема цементационной завесы и дренажа

Расстояние l_2 принимается конструктивно, $l_2 = 10$ м.

Глубина завесы:

$$h_{зав} = 0,5 \cdot H_{max} = 0,5 \cdot 114,3 \approx 57 \text{ м}. \quad (6.70)$$

$$H_{max} = \text{НПУ} - \text{УНБвхк} = 250 - 135,7 = 114,3 \text{ м}. \quad (6.71)$$

Принимаю расстояние между цементационными скважинами 2 метра.

Толщина завесы:

$$\delta_{зав} = \frac{\Delta H}{J_{кр}} \cdot \gamma_n = \frac{68,58 \cdot 1,25}{15} = 5,7 \text{ м} - 1 \text{ ряд ц. з.}, \quad (6.72)$$

где $\Delta H = (\text{НПУ} - \text{УНБвхк}) \cdot 0,6 = (250 - 135,7) \cdot 0,6 = 68,58 \text{ м}$ – потери напора на цементационной завесе; $J_{\text{кр}} = 15$ критический градиент для завесы; $\gamma_n = 1,25$ коэффициент надёжности по ответственности сооружения.

Таким образом:

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 57 \approx 28,5 \text{ м.} \quad (6.73)$$

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

6.6 Определение основных нагрузок на плотину

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

6.6.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad.

$$S_{\text{пл}} = 5463,07 \text{ м}^2.$$

$$S_{\delta} = 6406,32 \text{ м}^2.$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$\begin{aligned} G_{\text{пл}} &= \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\delta}}{b + \delta_{\delta}} = & (6.74) \\ &= \frac{5463,07 \cdot 14 \cdot 9,81 \cdot 2400}{14 + 4} = 100039,74 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \end{aligned}$$

Плечо относительно сечения, проходящего через середину подошвы, вычисленное в ПК «AutoCAD» – 15,15 м.

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$\begin{aligned} G_{\delta} &= \frac{S_{\delta} \cdot \delta_{\delta} \cdot \rho_{\delta} \cdot g}{b + \delta_{\delta}} = & (6.75) \\ &= \frac{6406,32 \cdot 4 \cdot 2400 \cdot 9,81}{14 + 4} = 33517,87 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \end{aligned}$$

Плечо относительно сечения, проходящего через середину подошвы, вычисленное в ПК «AutoCAD» – 19,1 м.

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g = \quad (6.76)$$
$$= 0,055 \cdot 161,0 \cdot \sqrt{161,0} \cdot 9,81 = 1102,23 \text{ кН},$$

где f - площадь затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = \quad (6.77)$$
$$= (251,0 - 240,0 + 0,5) \cdot 14 = 161,0 \text{ м}^2.$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{1102,23}{14 + 4} = 61,23 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.78)$$

6.6.2 Сила гидростатического давления воды

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

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_B^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 118^2}{2} = 68297,22 \text{ кН/м}. \quad (6.79)$$

$$H_B = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 250,0 - 132,0 = 118,0 \text{ м}. \quad (6.80)$$

- с нижнего бьефа НПУ:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_H^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 3,7^2}{2} = 67,15 \text{ кН/м}. \quad (6.81)$$

$$H_H = \nabla\text{УНБ} - \nabla\text{ПОД} = 135,7 - 132,0 = 3,7 \text{ м}. \quad (6.82)$$

6.6.3 Взвешивающее и фильтрационное давления

Фильтрация на скальном основании принимается по [35], схема представлена на рисунке 6.5.

Геометрические параметры эпюры фильтрации:

Напор на сооружении:

$$H_d = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{УНБ} = 250 - 135,7 = 114,3 \text{ м}. \quad (6.83)$$

Для плотин I класса с цементационной завесой и дренажом:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,40, \quad (6.84)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,20, \quad (6.85)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot 114,3 = 45,72 \text{ м},$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot 114,3 = 22,86 \text{ м},$$

$$H_t = 3,7 \text{ м}.$$

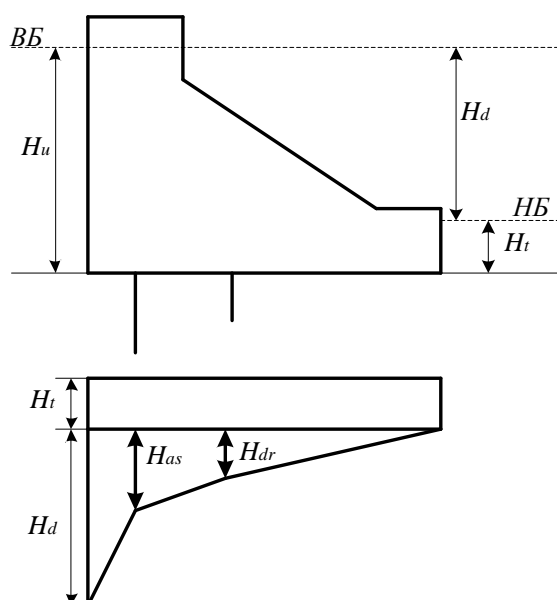


Рисунок 6.5 – Фильтрация на скальном основании

Сила фильтрационного давления:

$$W_\phi = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}}^\phi = 1000 \cdot 9,81 \cdot 1746,5 = 17133,17 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.86)$$

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

Ординаты эпюр определим, как:

$$\begin{aligned} p_{\text{взв}} &= \rho_w \cdot g \cdot (\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}}) = \\ &= 1000 \cdot 9,81 \cdot 3 = 36,30 \text{ кН}. \end{aligned} \quad (6.87)$$

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

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}}^{\text{взв}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 307,1 = 3012,65 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.88)$$

6.6.4 Давление наносов

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$\begin{aligned} p_{\text{н}} &= \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right) = \\ &= 13 \cdot 7 \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 44,59 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \end{aligned} \quad (6.89)$$

где $\gamma_{\text{н}} = 13 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии; $h_{\text{н}}$ – толщина слоя наносов, принимаемая от уровня дна, $\varphi_{\text{н}} = 20^\circ$ – угол внутреннего трения наносов

$$h_{\text{н}} = \nabla_{\text{заил}} - \nabla_{\text{дна}} = 142,0 - 135,0 = 7,0 \text{ м}. \quad (6.90)$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_{\text{н}} = \frac{h_{\text{н}} \cdot p_{\text{н}}}{2} = \frac{7 \cdot 44,59}{2} = 156,07 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.91)$$

Давление грунта:

$$\begin{aligned} p'_{\text{гр}} &= \gamma_{\text{н}} h_{\text{н}} \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = \\ &= 13 \cdot 7 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 150 \cdot tg \left(45 - \frac{35}{2} \right) = \\ &= -131,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \end{aligned} \quad (6.92)$$

где c – сцепление грунта, 150 кН/м^2 .

Удельный вес взвешенного грунта:

$$\begin{aligned} \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} &= \gamma_{\text{гр}} - (1 - n_0) \gamma_w = \\ &= 19,5 - (1 - 0,38) \cdot 10 = 13,3 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}, \end{aligned} \quad (6.93)$$

где $\gamma_{\text{гр}}$ – удельный вес сухого грунта равный $19,5 \text{ кН/м}^3$; n_0 – пористость сухого грунта, $0,38$; γ_w – удельный вес воды, 10 кН/м^3 .

Давление в точке на нижней границе слоя грунта, где действуют и вес наносов, и вес грунта:

$$p''_{гр} = (\gamma_n h_n + \gamma_{гр}^{взв} h_{гр}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = (13 \cdot 7 + 13,3 \cdot 3) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 150 \cdot tg \left(45 - \frac{35}{2} \right) = -120,70 \frac{кН}{м^2}, \quad (6.94)$$

где $h_{гр}$ – толщина грунта, 3 м.

Равнодействующая активного давления грунта на 1 п. м. длины плотины:

$$E_{ав} = \frac{p'_{гр} + p''_{гр}}{2} \cdot h_{гр} = \frac{-131,5 - 120,7}{2} \cdot 3 = -378,3 \frac{кН}{м} \quad (6.95)$$

Так как значение активного давления по результатам расчетов получилось отрицательным, то в дальнейших расчетах активное давление грунта учитываться не будет.

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

$$P'_{пн} = 0. \quad (6.96)$$

$$P''_{пн} = [\gamma_{гр}^{взв} \cdot h_{гр}] \cdot tg^2 \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) + 2c \cdot tg \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = [(13,3 \cdot 1)] tg^2 \left(45 + \frac{45}{2} \right) + 2 \cdot 150 \cdot tg \left(45 + \frac{45}{2} \right) = 800,30 \text{ кН/м}^2. \quad (6.97)$$

Равнодействующая пассивного давления грунта на 1 п.м длины плотины соответствует площади эпюры пассивного давления грунта:

$$E_{п} = \frac{(P'_{пн} + P''_{пн})}{2} \cdot h_{гр} = \frac{0 + 800,30}{2} \cdot 1 = 400,15 \frac{кН}{м}. \quad (6.98)$$

6.6.5 Волновое воздействие

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

Для основного случая:

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 2,58^2}{32,87} = 0,64 \text{ м}. \quad (6.99)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = \quad (6.100)$$

$$= \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 2,58 \cdot \left(\frac{32,87}{3,14} + \frac{0,64}{2} \right) = 136,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{32,87}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 2,58 = 4,3. \quad (6.101)$$

6.7 Расчёт прочности плотины

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчёт плотины будем вести без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Все напряжения считаем относительно горизонтального сечения подошвы. Исходя из практических соображений, в расчёте плотины принимаем сжимающие напряжения со знаком «-», растягивающие – со знаком «+»

Для удобства расчёта составим таблицу 6.2, в которую внесем все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке [34].

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1,00	→	68297,22	39,33	2686357,32
Тн	1,00	←	67,15	-1,23	-82,82
Gб	0,95	↓	31841,97	-19,10	-608181,68
Gпл	0,95	↓	95037,75	-15,15	-1439821,93
Wвзв	1,00	↑	3012,65	0,00	0,00
Wф	1,00	↑	17133,17	20,76	355684,51
Qз	0,9	↓	55,11	-38,32	-2111,86
$W_{\text{волн}}$	1,00	→	136,50	113,73	15524,26
E_n	1,20	→	187,28	5,33	998,82
E_p	0,80	←	320,12	-0,50	-160,06
F		↔		68553,85	
N		↓↑		106789,02	
M		Σ		1008206,55	

Расчёт крайних напряжений для основного случая в горизонтальном сечении плотины (при расчете на 1 погонный метр длины) выполняем по формулам:

- 1) Для верховой грани:

$$\begin{aligned}\sigma_y^u &= -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = \\ &= -\frac{106789,02}{83,0} + \frac{6 \cdot 1008206,55}{83,0^2} = -408,51 \text{ кН/м}^2,\end{aligned}\quad (6.102)$$

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

$$\begin{aligned}\sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = \\ &= -9,81 \cdot 118 = -1157,58 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},\end{aligned}\quad (6.103)$$

где $\gamma_w = 9,81 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды, $H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 118 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа; $m_u = \tan \alpha_1$, где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\tan \alpha_1 = 0$.

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0. \quad (6.104)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -408,51 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.105)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 118 = -1157,58 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.106)$$

2) Для низовой грани:

$$\begin{aligned}\sigma_y^t &= -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = \\ &= -\frac{106789,02}{83,0} - \frac{6 \cdot 1008206,551}{83,0^2} = -2164,72 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.\end{aligned}\quad (6.107)$$

$$\begin{aligned}\sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \\ &= -20164,72 \cdot 0,78^2 - 9,81 \cdot 3,7 \cdot (1 - 0,78^2) = \\ &= -1333,70 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},\end{aligned}\quad (6.109)$$

где $m_t = \tan \alpha_2$, где α_2 – угол между низовой гранью и вертикалью, $H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}}(Q_{\text{НПУ}}) - \nabla_{\text{ПОД}} = 3,7 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = \quad (6.110)$$

$$= -(9,81 \cdot 3,7 - 2164,72) \cdot 0,78 = 1661,75 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = \\ &= -2164,72 \cdot (1 + 0,78^2) + 9,81 \cdot 3,7 \cdot 0,78^2 = \\ &= -3462,12 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \end{aligned} \quad (6.111)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 3,7 = -36,30 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.112)$$

Для наглядности все расчёты сведём в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 - Напряжения, возникающие в плотине

Грань	Напряжение	Значение, кПа
Верховая	σ_y^u	-408,51
	σ_x^u	-1157,58
	τ_{xy}^u	0
	σ_1^u	-408,51
	σ_3^u	-1157,58
Низовая	σ_y^t	-2164,72
	σ_x^t	-1333,70
	τ_{xy}^t	1661,75
	σ_1^t	-36,30
	σ_3^t	-3462,12

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность, должны выполняться следующие критерии прочности:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.113)$$

где $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения; γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного случая $\gamma_{lc} = 1$; γ_{cd} – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая $\gamma_{cd} = 0,9$; R_b – расчетное сопротивление бетона на сжатие, исходя из класса бетона $B = 7,5$, принимаем $R_b = 7500 \text{кН/м}^2$.

$$1,25 \cdot 1 \cdot 3462,12 < 0,9 \cdot 7500,$$

$$4327,81 \text{кН/м}^2 < 6750 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Условие общей прочности выполняется.

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

$$\sigma'_y < 0,$$

$$-408,51 \text{ кН/м}^2 < 0 \text{ – условие выполнено.}$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.114)$$

$$408,51 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 118 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

$$408,51 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 295 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.8 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:

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.115)$$

$$\begin{aligned} R &= (G_{\text{пл}} + G_{\text{б}} - W_{\text{взв}} - W_{\text{ф}} + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega = \\ &= (95037,8 + 31842 - 3012,7 - 17133,2 + 55,1) \cdot 0,8 + \\ &+ 150 \cdot 83,0 + 0,7 \cdot 320,12 = 98105,30 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (6.116)$$

где $\tan \varphi = 0,8$ – внутреннее трение для грунта основания (осадочный грунт – гранит); $c = 150 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для скалы; $\omega = B_{\text{п}} \cdot 1 = 83,0 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$F = T_{\text{в}} - T_{\text{н}} + W_{\text{волн}} + E_{\text{н}} = \quad (6.117)$$

$$= 68297,2 - 67,2 + 136,5 + 187,28 = 68553,85 \text{ кН/м.}$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{99105,30 \cdot 0,95}{68553,85 \cdot 1,0} \geq 1,25 ,$$

$$1,36 \geq 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Амурской ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Ответственность за обеспечение безопасности несет собственник гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений ГЭС осуществляется контрольно-измерительной аппаратурой (КИА). В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которого заключается в измерении с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа полученных данных.

На основании выше перечисленного и Акте обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой описано обоснование безопасности сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по предотвращению и ликвидацию явлений препятствующих безопасной эксплуатации.

7.2 Требования по охране труда и техники безопасности для работников Амурской ГЭС

Успех функционирования системы управления охраной труда зависит от обязательств, взятых на себя на всех уровнях управления, всеми подразделениями и работниками организации.

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

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

На производственных предприятиях с численностью работников более 50 человек в обязательном порядке создается СОТиПК. Основными составляющими системы охраны труда являются следующие мероприятия:

- создание службы охраны труда;
- проведение аттестации рабочих мест;
- проведение инструктажа с сотрудниками организации;
- разработка и утверждение положения и инструкций по охране труда в организации.

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать:

- действующим строительным нормам и правилам (СНиП 2.02.02-85 **ОСНОВАНИЯ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ**);

- нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций;

- требованиям Речного регистра Российской Федерации:

- Российского регистра гидротехнических сооружений;

- Федеральным законам «Об основах охраны труда в Российской Федерации» и «О безопасности гидротехнических сооружений»;

- Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию;

- нормативным актам по охране труда Ростехнадзора России;

- Государственным стандартам безопасности труда;

- Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей;

- Правилам по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок;

- Правилам устройства электроустановок.

Правилам пожарной безопасности в Российской Федерации и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

На Амурской ГЭС должен быть организован кабинет по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности). Стандарта, стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции будет обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, а также по электро-, пожаро-, взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройдет проверку знаний и должен будет иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки Амурской ГЭС будут находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и будут укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

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

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации:
- выдача разрешения на подготовку рабочего места на допуск:
- допуск к работе:
- надзор во время работы:
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

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

Рабочие инструкции по охране труда будут разработаны для всех подразделений.

7.3 Пожарная безопасность

Общестанционная система пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС предназначена для обнаружения, оповещения и ликвидации пожара автотрансформаторов, реакторов, в помещениях ГЭС: кабельных шахтах, кабельных галереях, в бетонной плотине, кабельных помещениях КРУ, АСУ.

Помещения маслохозяйства и аппаратной на монтажной площадке, а также обнаружения и выдачи сигнала о пожаре в других помещениях ГЭС.

Данная система интегрируется в состав станционного уровня управления (верхнего), как отдельная подсистема, выполняющая все необходимые функции контроля и управления, и включает в себя комплексы технических средств, позволяющих обеспечить:

- локальный и централизованный контроль пожарной обстановки на объекте;
- состояния противопожарного оборудования и запуск систем водяного пожаротушения в рамках автоматического, дистанционного и ручного управления.

Основные задачи системы:

- оперативный прием, обработка и архивирование информации от пожарных извещателей и устройств защит:
- формирование сигналов и управляющих команд в системы автоматического пожаротушения (включение насосов пожаротушения, открытие задвижек, срабатывание приводов механизмов);
- выдача команд и сигналов в систему сигнализации (световой и звуковой), а также в контроллеры локального уровня;
- передача данных оператору, в сервер базы данных АСУ ТП. на шит пожаротушения и пожарной сигнализации;

- контроль за работоспособностью системы.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами. Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара. Все места прохода кабелей через стены, перегородки и перекрытия должны быть уплотнены для обеспечения огнестойкости не менее 0.75 часа. Уплотнение кабельных трасс должно осуществляться с применением только огнестойких негорючих материалов и составов.

Для минимизации рисков, связанных с пожарами на проектируемой Амурской ГЭС, будут предусмотрены специальные меры. Проведение инструктажей персонала по противопожарной безопасности ответственными с проверкой знаний в установленные сроки проверки правил работников энергетических предприятий.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- повторные инструктажи, вопросов по пожарной безопасности;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

Специальные места для курения будут расположены в наиболее безопасных позициях на территории гидроэлектростанции. Во всех помещениях, складах, зданиях будут размещены различные пожарные датчики. Во всех необходимых местах установлены огнетушители.

Для тушения пожаров на генераторах и трансформаторах предусмотрена система автоматического водяного пожаротушения (АПТ).

Для обнаружения, оповещения, тушения и локализации пожара внутри технологических помещений с повышенной пожарной опасностью на Амурской ГЭС' предусмотрена система автоматического пожаротушения (АПТТ).

7.4 Охрана окружающей среды

В период подготовки строительства, производства строительства, монтажа основного и вспомогательного оборудования, эксплуатации энергетического предприятия должны соблюдаться правила и производиться контроль за атмосферным воздухом в зоне строительства. Налагаются ограничения по выбросам вредных веществ в атмосферу. Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» №96-ФЗ от 4 мая 1999 г.

Проектируемая Амурская ГЭС расположена на территории Амурской области. Плотность населения в этом районе Российской Федерации низкая 1.1 чел. км². Площадь затопления территории для создания водохранилища равна 680 тыс. км² при этом затопится 5,5 тыс. га сельхозземель, из них 2,5 тыс. га пашни. Водохранилищем будет затоплено около 64 тыс. га земель, в основном лесных (площадь затопляемых сельхозугодий – 72 га), большая часть которых находится в Хабаровском крае, а также часть железнодорожной ветки Известковая-Чегдомын, соединяющей Транссиб с БАМом. Взамен будет построен обход. На территории затоплению отсутствуют важные экономические производственные социально-культурные объекты.

Комплекс мероприятий санитарной подготовки территории:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов;
- мониторинг водоохраных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению.

В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

- очистка от мусора и остатков строений;
- вывоз нечистот из уборных и вывоз бытовых отходов;
- санитарная очистка территории животноводческих объектов;
- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников;
- ликвидация скважин (артезианских, геологоразведочных и др.).

Для компенсации ущерба, приносимого затоплением и подтоплением земель, необходимо провести следующие мероприятия:

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

Для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение турбинного масла, трансформаторного, гидравлического, индустриального и компрессорного масел, что может приводить к попаданию нефтепродуктов в поверхностные воды. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные нефтеуловители. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные емкости-баки аварийного слива масла.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

При эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:

– эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязняющих вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф):

– при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

Осуществление строительства Амурской ГЭС потребует проведения работ по подготовке ложа водохранилища к затоплению, лесочистке, а также проведению мероприятий по компенсации ущерба, наносимого рыбному хозяйству.

Воздействия на среду, оказываемые в строительный период могут быть подразделены на две основные группы:

- 1) выявляемые и планируемые на стадии проектирования;
- 2) плохо определяемые и неопределенные, проявляющиеся непосредственно в ходе строительства.

Первую группу составляют детерминированные антропогенные изменения и отнесенные условно к первому уровню. Все эти изменения прогнозируемы с той или иной степенью точности, которая определяется на основе исходной информации.

В проекте ГЭС обычно удается установить направленность и закономерность основных абиотических факторов (затопление земель, изменение влажности, температуры воды и др.) для рассматриваемого климатического района.

Могут иметь место антропогенные воздействия, проявляющиеся в строительный период и не поддающиеся оценке или прогнозу. К ним относятся акустические, пылевые и прочие загрязнения атмосферы; временные загрязнения вод стоками от предприятий, возможные до сдачи очистных сооружений. Одним из видов воздействия на водные объекты является тепловое загрязнение, связанное с характером выполняемых работ, механизмами, сбросами теплых вод от всех служб промышленной базы строительства. Для предупреждения подобных загрязнений требуется, чтобы строительномонтажные работы велись наиболее прогрессивными методами, устраняющими

попадание или утечку загрязняющих веществ. Необходимо создавать отстойные пруды и другие мероприятия, чтобы помешать проникновению в водотоки загрязненной воды, особенно от бетонных заводов.

Нормативы, касающиеся устранения загрязнения воздуха требуют, чтобы строители не применяли оборудование и машины, выделяющие чрезмерное количество выхлопных газов. При изготовлении, хранении и укладке заполнителя для бетона, выгрузке и хранении цемента необходимы меры по снижению попадания в атмосферу пыли, содержание которой должно поддерживаться на предельно низком уровне. Сжигание удаленной растительности и горючих отработанных материалов можно производить только с разрешения соответствующих органов.

В некоторых случаях при выполнении строительных работ возникают непредвиденные пиковые загрязнения воды и атмосферы, которые хотя и носят временный характер, но могут привести к неблагоприятным последствиям. Непредвиденные воздействия должны быть устранены в наикратчайшие сроки, чтобы избежать существенных изменений в экосистеме водотока и побережья. Изменение качества воды, атмосферы, почвы могут происходить из-за недочета местных условий, недостаточного обоснования проекта, или отклонения строительных работ от проекта.

В проектах ГЭС должно намечаться при выполнении земельно-скальных работ снятие, складирование, и хранение паханого слоя земля с последующим возвратом его на рекультивированные территории, необходимо также предусматривать уборку строительного мусора всех видов. Данные работы обеспечивают сохранение ландшафта, и устраняют загрязнения поверхностных и грунтовых вод, почвы и воздуха.

Гидроэнергетическое строительство является крупномасштабным и долговременным по воздействию на природную среду, поэтому нужно соблюдать все нормы и правила, чтобы сохранить природу.

В таблице 7.1 представлен план мероприятий по охране окружающей среды.

Таблица 7.1 - План мероприятий по охране окружающей среды

Мероприятия	Основание для выполнения	Период
Раздел I. Охрана атмосферного воздуха		
Контроль выхлопных газов автотранспорта	Федеральный закон от 4 Мая 1999 года X»96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха».	Строительство
Разработка проекта нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу		Строительство
Контроль выбросов во время сварочных, металлообрабатывающих работ		Строительство
Установка газопылеулавливающих установок		Строительство

Окончание таблицы 7.1.

Раздел II. Охрана водного бассейна		
Подготовка территории, находящейся в зоне затопления (очистка от растительности, перенос могильников и кладбищ)	Водный кодекс №74-ФЗ от 3 июня 2006 года.	Строительство
Контроль за технологическим состоянием техники и насосов		Строительство и эксплуатация
Контроль выбросов при замене масел		Строительство и эксплуатация
Отвод дистиллята, используемого при охлаждении обмоток генератора		Эксплуатация
Раздел III. Охрана от промышленных отходов		
Сбор и сдача отработанных ртутьсодержащих ламп, на предприятия имеющие лицензии	Федеральный закон от 24 июня 1998 г. N 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления».	Строительство и эксплуатация
Сдача отработанных шин автотракторной техники, на предприятия имеющие лицензии		Строительство и эксплуатация
Контроль за сбором и временным хранением отходов производства и потребления		Строительство и эксплуатация
Разборка и удаление неиспользуемых объектов		При завершении строительства
Раздел IV. Охрана животного мира		
Образование рыбного хозяйства	Федеральной закон от 24.04.1995 N 52-ФЗ (ред. от 13.07.2015) «О животном мире».	Эксплуатация

8 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Проектируемая ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Объемы продаж электроэнергии в прогнозном периоде 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	2026
Установленная мощность	МВт	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии	МВт·ч	3200000	3200000	3200000	3200000	3200000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	16000	16000	16000	16000	16000
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	3184000	3184000	3184000	3184000	3184000
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1077	1110	1143	1175	1206
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	3429,2	3534,2	3639,3	3741,2	3839,9
НДС к выручке	млн.руб	571,5	589,0	606,6	623,5	640,0

Вывод: тариф на электроэнергию растёт, и это влечет за собой увеличение выручки от реализации электроэнергии. Динамика выручки положительная, что обусловлено ростом тарифов на электроэнергию, согласно Единым сценарным условиям ПАО «РусГидро».

8.2 Текущие расходы по гидроузлу

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

– амортизационные отчисления;

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

Эксплуатационные расходы гидроузла представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Сумма, млн. руб.
Расходы оплаты труда	255,20	204,16
Прочие расходы	274,00	219,20
Итого	529,20	423,36

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельное значение расходов на ремонт оборудования

Этапы проекта	Величина, %
от 1 до 5 лет	0,3
от 6 до 15 лет	0,42
от 16 до 25 лет	0,9
свыше 25 лет	1,68

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям ПАО «РусГидро», результат 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	127,25
ОАО «АТС» (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./МВт·ч	8,9
ОАО «ЦФР» (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./МВт·ч	2,58
Итого	-	138,74

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу

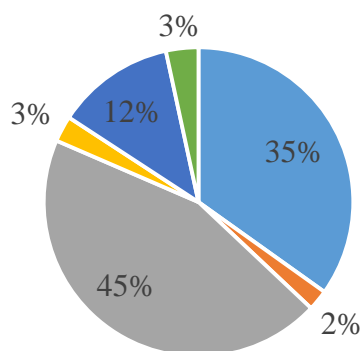
Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Амортизационные отчисления, млн. руб.	229,86	351,53	390	390	390
Расходы на страхование, млн. руб.	24,31	32,10	31,74	28	24,25

Окончание таблицы 8.5

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	497,43	497,43	497,43	497,43	497,73
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	30,38	40,13	39,68	35	30,32
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	138,74	138,74	138,74	138,74	138,74
Налог на воду, млн. руб.	37,9	37,9	37,9	39,7	37,9
Итого, млн. руб.	461,2	601,49	639,15	630,72	622,3

Сначала текущие затраты по гидроузлу возрастают, потом идут на убыль так как расходы на ремонт, страхование и услуги регулирующих компаний уменьшаются.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы на рисунке 8.1.



- Амортизационные отчисления, млн.руб.
- Расходы на страхование, млн.руб.
- Эксплуатационные затраты, млн.руб.
- Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.
- Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.
- Налог на воду, млн.руб.

Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой оттоков денежных средств после завершения строительства проектируемой ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

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 – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Налог на прибыль, млн.руб.	1337,55	1393,26	1433,45	1479,77	1524,62
НДС, млн.руб.	1112,37	1448,76	1580,73	1638,78	1681,91
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	76,42	76,42	76,42	76,42	76,42
Налог на имущество, млн.руб.	48,12	71,93	74,64	66,31	57,73
Налог на воду, млн.руб.	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9
Итого	2612,36	3029,35	3204,23	3300,25	3379,66

Вывод: Основную часть налоговых затрат составляют налог на прибыль и НДС. Данные налоги одни из самых больших для данного проекта, к тому же учитывая дороговизну оборудования ГЭС, данные налоговые затраты оправданы.

8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляют разницу между ценой продукции и её себестоимость.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Выручка (нетто), млн.руб.	7517,61	77456,19	7990,71	8212,35	8427,49
Текущие расходы, млн.руб.	461,20	601,49	639,15	630,72	622,30
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	7478,63	7707,21	7951,72	8173,36	8388,50
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	6891,89	6980,93	7187,80	7418,02	7641,73
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	1378,38	1396,19	1437,56	1483,60	1528,35
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	5513,51	5584,75	5750,24	5934,42	6113,39
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Вывод: динамика расходов меньше, чем динамика доходов, следовательно, прибыль растет.

Динамика суммы чистой прибыли показана на рисунке 8.2.

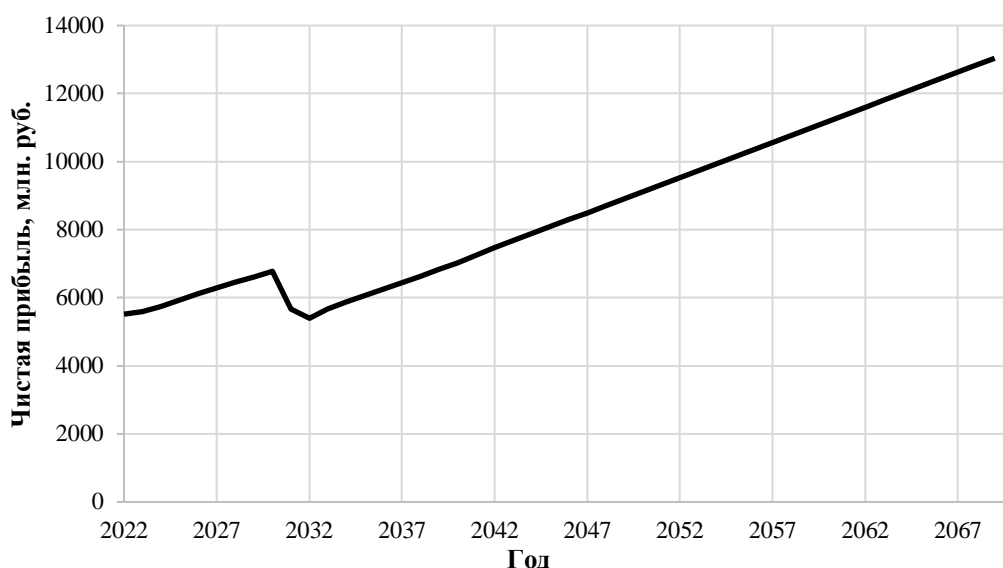


Рисунок 8.2 – Чистая прибыль, млн. руб.

Вывод: Чистая прибыль возрастает постепенно, по мере ввода в эксплуатацию оборудования ГЭС и роста выработки электроэнергии.

8.5 Оценка инвестиционного проекта

8.5.1 Коммерческая эффективность проекта

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности инвестиций

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,60
Дисконтированный период окупаемости – DPB, мес.	394
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб.	2457,45
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,12
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	12,30
Себестоимость эл. энергии, руб./кВт·ч	0,048
Удельные капиталовложения, руб./кВт	98979,79

Проект подлежит внедрению, так как полученные показатели соответствуют требуемым нормам.

8.5.2 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов

проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральные и региональные бюджеты

Годы	2020	2021	2022	2023	2024
В Федеральный бюджет, млн. руб.	2564,23	2957,42	3129,59	3233,95	3321,93
В региональный бюджет, млн. руб.	48,12	71,93	74,64	66,31	57,73
Итого, млн. руб.	2612,36	3029,35	3204,23	3300,15	3379,66

8.6 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности – метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- ставки налогов;
- объем сбыта;
- ставки дисконтирования.

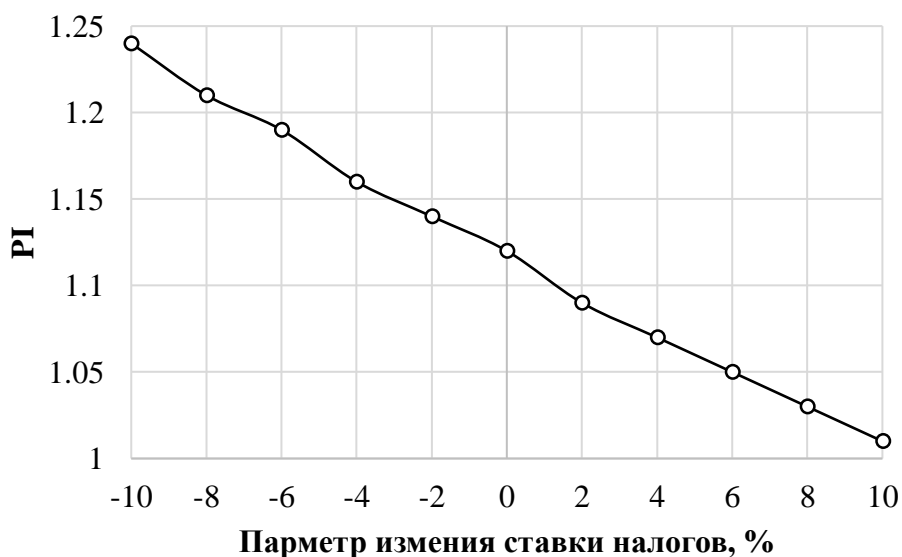


Рисунок 8.3 – Изменения PI в зависимости от изменения ставки налогов

Увеличение ставки налогов приводит к понижению индекса доходности. Налоги растут – доходы проекта уменьшаются, деньги идут на оплату налогов (рисунок 8.3).

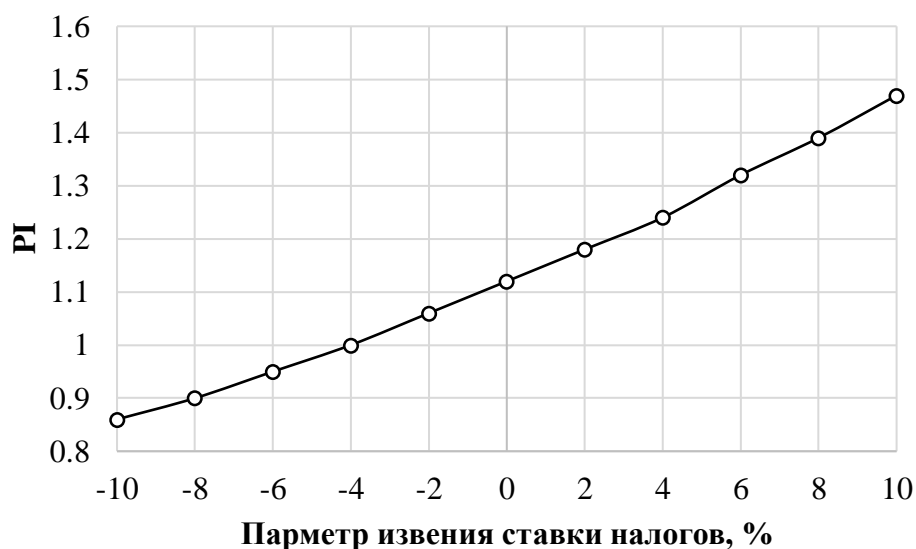


Рисунок 8.4 – Сумма PI от изменения цены сбыта

Увеличение цены сбыта – увеличение величины PI. При увеличении цены сбыта электроэнергии, доход проекта растёт, так как растут денежные поступления в проект (рисунок 8.4).

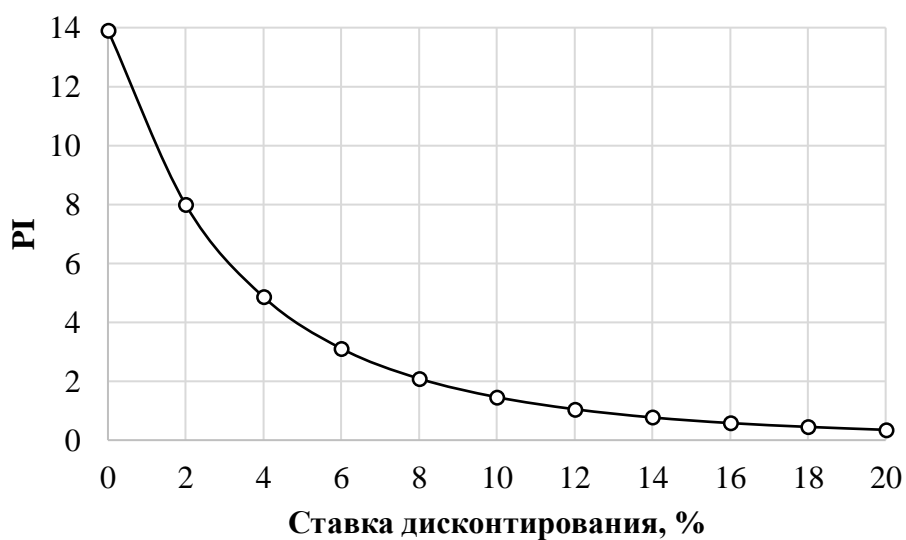


Рисунок 8.5 – Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования, %

Увеличение ставки дисконтирования – уменьшение величины PI. С увеличением ставки дисконтирования идёт пересчёт будущих доходов в единую стоимость, соответственно при росте ставки дисконтирования идёт уменьшение прибыли (рисунок 8.5).

Проведённый анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляет изменение следующих параметров: увеличение ставки дисконтирования и объёма инвестиций.

9 Повышение эффективности решения режимных задач оперативного управления ГЭС на базе алгоритмов и визуализации информации

Задача расчета оптимального водно-энергетического режима ГЭС сводится к определению такого режима сработки и наполнения водохранилища ГЭС, при котором достигается максимальная выработка или выручка, как принятый критерий оптимальности, при соблюдении заданных ограничений.

Оптимизировать режимы работы ГЭС по критериям максимума выработки электроэнергии или выручки возможно лишь с учетом ограничений, устанавливаемых системным оператором и др. на водно-энергетические режимы, режимы сработки и наполнения водохранилищ. Эти ограничения задаются диапазонами значений параметров, в рамках которых возможно варьировать режимные параметры.

Оптимизация водно-энергетических режимов ГЭС осуществляется с учетом следующих исходных данных:

- прогноз полезного притока к створу гидроузла;
- действующие ограничения на водно-энергетические режимы ГЭС, диспетчерские графики работы водохранилища и ограничения органов, устанавливающих режимы сработки и наполнения водохранилищ;
- эксплуатационные характеристики гидроагрегатов;
- характеристики потерь напора, расходов воды на фильтрацию, расходов воды на шлюзование, потерь воды;
- прогноз цены электроэнергии и мощности по расчетным интервалам;
- ограничения на выдачу мощности в энергосистему;
- фактический уровень воды в бьефах гидроузла;
- фактический расход притока, сбросы, холостые сбросы;
- фактическая мощность и выработка электроэнергии на ГЭС.

Задача оптимизации водно-энергетических режимов ГЭС по критерию максимума выработки электроэнергии на ГЭС за период планирования заключается в максимизации суммарной выработки электроэнергии за все расчетные интервалы времени.

Алгоритм формирования водно-энергетических режимов ГЭС на основе последовательного перебора допустимых режимов ГЭС, т.е. итерационных расчетов и выборе наиболее соответствующего заданному критерию (например максимальной выработке) варианта режима, состоит из следующих шагов:

- задаются начальные условия, в рамках которых осуществляется оптимизация: уровень воды, объем полезного притока, расходов подачи воды из водохранилища потребителям и др.;
- в рамках заданных условий производится водно-энергетический расчет;
- производится корректировка начальных условий для осуществления оптимизации и осуществляется новый водно-энергетический расчет; для различных начальных условий будут получены разные показатели водно-энергетических режимов ГЭС.

Ниже приведено описание алгоритма нахождения оптимального результата водно-энергетического расчета и блок-схема данного алгоритма (рис. 9.1, 9.2).

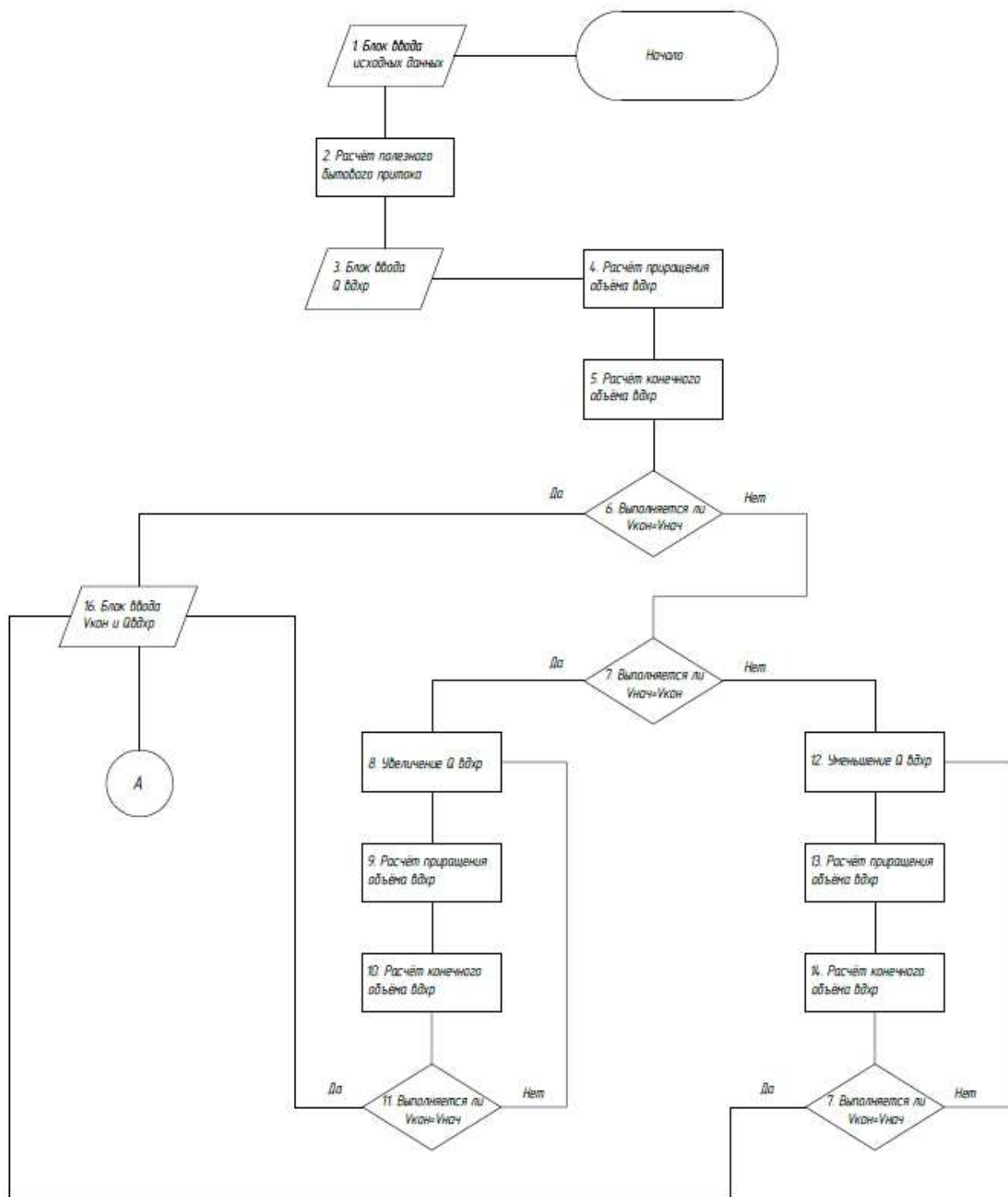


Рисунок 9.1 – Блок-схема алгоритма нахождения оптимального результата водно-энергетического расчета

Расчет хода уровня воды водохранилища ГЭС ведется на заданный режим среднемесячных мощностей гидроэлектростанций при известной приточности расчетного года.

Алгоритм водно-энергетического расчета режима работы ГЭС:

расчет начинается с момента времени, для которого известен уровень воды в водохранилище, а именно:

- перед началом весеннего половодья, когда водохранилище бывает, сработано до мертвого объема и, следовательно, уровень его может быть задан;
- после окончания весеннего половодья, когда водохранилище заполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен отметке НПУ.

Для водно-энергетических расчетов, результат которых является наиболее оптимальным, обязательным условием является равенство уровней воды в водохранилище в начале и в конце расчетного периода регулирования. Это условие обусловлено необходимостью использования всей полезной емкости водохранилища.

Расчет регулирования стока при заданных условиях проводится методом последовательного приближения, исходя из требования использования всего полезного объема водохранилища в расчетном году. Так как потери определяются по среднему уровню воды за расчетный интервал времени (испарение), или по напору (потери на фильтрацию), или по падению уровня за расчетный интервал (потери на оседание льда на бортах водохранилища), расчет по каждому интервалу времени также проводится методом последовательного приближения.

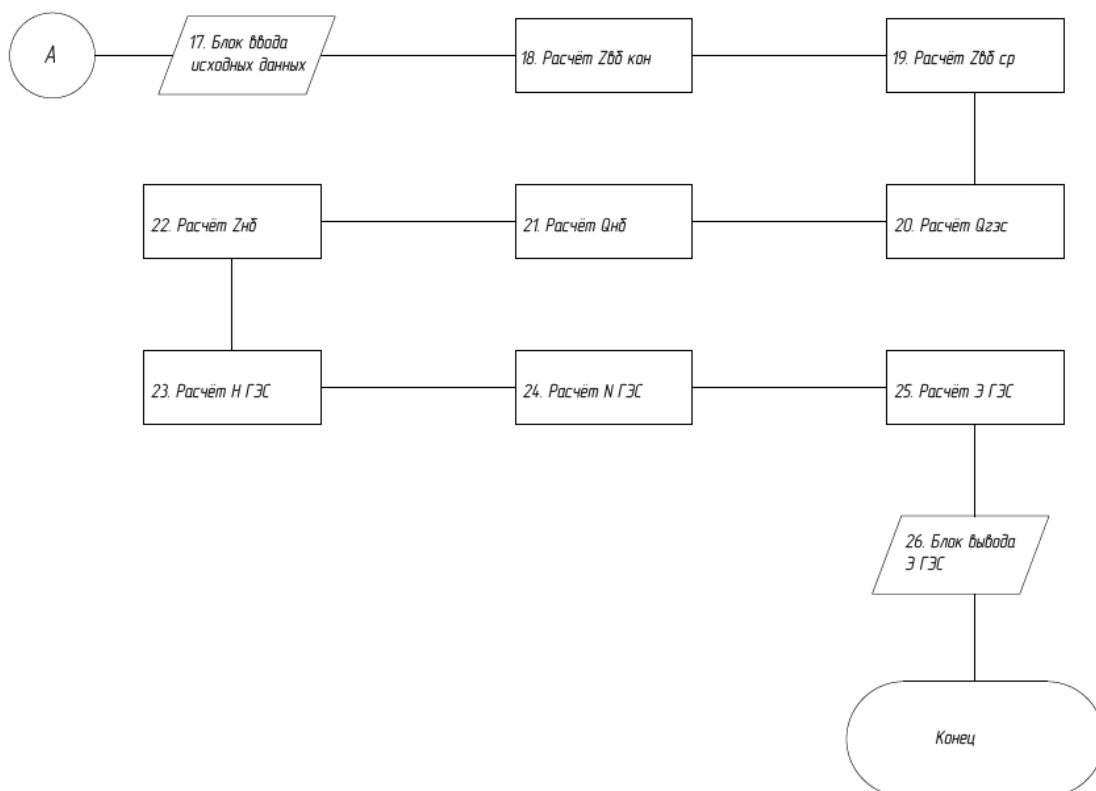


Рисунок 9.2 – Продолжение блок-схемы алгоритма нахождения оптимального результата водно-энергетического расчета

После окончания расчета режима работы ГЭС в данном интервале времени и определения гарантированной мощности последняя сравнивается со значением мощности, полученным в результате покрытия графика нагрузки. Если с принятой точностью они совпадают, проверяется правильность оценки потерь, и при необходимости уточнения потерь, расчет данного интервала повторяется. Если же разница между расчетной и заданной гарантированной мощностью превышает принятую допустимую погрешность, режим работы ГЭС уточняется путем изменения расхода ГЭС в ту или иную сторону [1, с. 40]. Расчет режима работы ГЭС для заданной гарантированной мощности считается законченным и оптимальным, если установлено, что полезный объем водохранилища полностью использован, т. е. в период опорожнения достигнута отметка УМО, и водохранилище заполнено после прохождения половодья до отметки НПУ. Если уровень воды в водохранилище к концу расчетного периода ниже, чем в начале, то гарантированная мощность ГЭС должна быть уменьшена, так как используемый на ГЭС объем стока в этом случае больше, чем он может быть в расчетном году. Если же в условиях расчетного года (при годовом цикле регулирования стока) уровень воды в конце цикла превышает начальный, то гарантированная мощность должна быть увеличена.

Описание элементов блок-схемы:

1. Блок ввода исходных данных. На данном этапе вводятся основные исходные данные для расчета, такие как: бытовой расход реки (берется из гидрологических данных); потери расхода на испарение, потери на фильтрацию, потери на оседание льда на бортах водохранилища, а также потери на шлюзование; полезный объем водохранилища, гарантированная мощность ГЭС (снимается с баланса энергии).

2. Расчет полезного бытового притока. Расчет данного параметра ведется по следующей формуле:

$$Q_{\text{пол.быт.}i} = Q_{\text{б.}i} - (Q_{\text{шл.}i} + Q_{\text{ф.}i} + Q_{\text{исп.}i} + Q_{\text{л.}i}). \quad (9.1)$$

3. Блок ввода $Q_{\text{вдхр}}$. Это тот расход, с которым будет осуществлена сработка или наполнение водохранилища ГЭС. Данный расход подбирается таким образом, чтобы обеспечить гарантированную мощность ГЭС в месяцы регулирования.

4. Расчет приращения объема водохранилища ведется по следующей формуле:

$$\pm \Delta V_{\text{в.}i} = \pm Q_{\text{вдхр.}i} \Delta t_i, \quad (9.2)$$

где: Δt_i - число секунд в месяце.

4. Расчет конечного объема водохранилища. Это полезный объем воды в водохранилище на конец расчетного интервала:

$$V_{\text{в.}ki} = V_{\text{в.}(i-1)} \pm V_{\text{в.}i}. \quad (9.3)$$

Пункты 6, 11, 15 являются проверкой выполнения условия $V_k = V_{нач}$.

7. Проверка выполнения условия $V_k < V_{нач}$.

8. Увеличение значения $Q_{вдхр}$.

Пункты 9, 10, 13, 14 рассчитываются аналогично пунктам 4 и 5, но при новых значениях $Q_{вдхр}$.

12. Уменьшение значения $Q_{вдхр}$.

16. Блок вывода полученных значений $Q_{вдхр}$ и V_k .

17. Блок ввода исходных данных. На данном этапе вводятся дополнительные исходные данные для проведения дальнейшего расчета, такие как: отметки НПУ и УМО, кривая зависимости объема водохранилища от уровня верхнего бьефа, кривая зависимости расхода от уровня нижнего бьефа.

18. Уровень воды в водохранилище, соответствующий объему верхнего бьефа, определяется по кривой зависимости $Z_{вб.к.} = Z_{вб.}(V_k)$ из полинома 6 степени.

19. Средний уровень верхнего бьефа, определяется как:

$$Z_{вбi} = (Z_{вбi}^K - Z_{вбi}^H) / 2. \quad (9.4)$$

20. Данный параметр определяется как:

$$Q_{ГЭС.i} = Q_{полн.быт.i} + Q_{вдхр.i}. \quad (9.5)$$

21. Расход в нижнем бьефе рассчитывается следующим образом:

$$Q_{нб.i} = Q_{ГЭС.i} + Q_{ф.i} + Q_{шл.i}. \quad (9.6)$$

22. Уровень нижнего бьефа, соответствующий расходу в нижний бьеф гидроузла, определяется по кривой зависимости $Z_{нб.} = Z_{нб.}(Q_{нб.})$ из полинома 6 степени.

23. Напор нетто рассчитывается как:

$$H_i = Z_{вбi} - Z_{нбi} - \Delta H_i, \quad (9.7)$$

где: ΔH_i - суммарные потери напора на решетках и в водоподводящих сооружениях.

24. Далее рассчитывается среднеинтервальная мощность ГЭС:

$$N_{ГЭСi} = k_N \cdot Q_{ГЭСi} \cdot H_i, \quad (9.8)$$

где: k_N - коэффициент мощности с учетом средневзвешенного КПД гидроагрегата.

25. Расчет выработки ГЭС:

$$\mathcal{E}_{\text{ГЭС}_i} = N_{\text{ГЭС}_i} \cdot 24 \cdot 31, \quad (9.9)$$

где: 24 и 31 – это число часов в сутках и число дней в месяце соответственно.

26. Блок вывода полученных значений ЭГЭС.

Таким образом, результат водно-энергетического расчета полученный данным методом является наиболее оптимальным, т.к. ему соответствует максимально возможная выработка на ГЭС.

В результате данной работы был описан алгоритм нахождения оптимального результата водно-энергетического расчета, а также построена блок-схема для данного алгоритма. В дальнейшем, на основе этих данных может быть разработано некоторое программное обеспечение по нахождению оптимального результата водно-энергетического расчета.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассчитаны и определены показатели, выбраны элементы и параметры Амурской ГЭС, с плотиной высотой 120 м на реке Бурея, являющейся сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчётных расходов для основного обеспеченностью 0,1% и поверочного 0,01% обеспеченности случаев: $Q_{1\%} = 7539 \text{ м}^3/\text{с}$., $Q_{0,1\%} = 8877 \text{ м}^3/\text{с}$.

В ходе водно-энергетических расчётов выбрана установленная мощность Амурской ГЭС, а также определена зона её работы в суточных графиках нагрузки. Установленная мощность составила 1017 МВт. Определён уровень мёртвого объёма, отметка которого составила 209,9 м. Полезный объём при отметке НПУ составляет 12,07 млн. м³. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 6,836 млн. кВт·ч.

На следующем этапе определено оптимальное число и тип гидроагрегатов гидроэлектростанции. Для этого построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 113,6 м;
- расчётный – 99,4 м;
- минимальный – 72,4 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчётному напору, составляет 1162 м³/с.

Выбрана гидротурбина РО115–В–560. По результатам расчётов оптимальным оказался вариант с 4 гидроагрегатами, диаметрами рабочих колёс 5,6 м.

Для выбранной радиально–осевой турбины с синхронной частотой вращения 136,4 об/мин подобран серийный гидрогенератор СВ-1130/220-44 с номинальной активной мощностью 200 МВт.

Далее выбрана структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема распределительного устройства на 7 присоединений (три воздушных линии, четыре генераторных присоединения) КРУЭ 500 кВ – полупортальная цепочка (две системы шин с тремя выключателями на две цепи). По справочным данным и каталогам выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ 250000/500-УХЛ1, трансформаторы собственных нужд ТСЗ-6300/20.

В качестве генераторного выключателя, принят элегазовый выключатель ВГГ-20-50/10000 УЗ производства российской машиностроительной компании ОАО ВО «Электроаппарат».

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята приплотинная.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с отлетом струи – 180,0 м;
- станционная бетонная плотина – 114,6 м;
- правобережная бетонная плотина – 91,2 м;
- левобережная бетонная плотина – 90,20 м.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- отметка подошвы водосливной плотины – 132,0 м;
- число водосливных отверстий – 8;
- ширина водосливных отверстий – 14 м;
- отметка гребня – 256,0 м;
- ширина гребня – 27,0 м.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,36 (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Амурского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 14,58 лет;
- себестоимость – 0,048 руб/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 98979,79 руб./кВт.

Из этого можно сделать вывод, что строительство Амурской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затеева. – Саяногорск: СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа: <http://so-ups.ru/>.
4. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
5. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научно-производственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». – Режим доступа: <http://www.elsib.ru/>.
6. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва: Стандартинформ, 2008. – 8 с.
7. ГОСТ 534-78 Краны мостовые опорные. Пролеты. – Взамен ГОСТ 534-69; введ. 01.07.1979 – Москва: ИПК Издательство стандартов, 2002. – 4 с.
8. Прошин, А. С. Монтажные краны электростанций: учебное пособие для вузов / А. С. Прошин. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва: Машиностроение, 1973. – 248 с.
9. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – Изд. 4-е, перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
10. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие: в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
11. Усов, С.В. Электрическая часть электростанций. / Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К.– Энергоатомиздат 2-е издание, 1987. – 617с.
12. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть): учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград: ЛГТУ, 1991. – 80 с.
13. Куценов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учебное пособие для вузов / Д. А. Куценов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск: СФУ, 2007. – 232 с.

14. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
15. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>.
16. Каталог «Сухие силовые трансформаторы с литой изоляцией» [Электронный ресурс] // ООО «Электронмаш-Инжиниринг». – Режим доступа: <http://www.electronmash.ru/>.
17. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей: учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва: Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
18. СТО 56947007- 29.240.35.184-2014. Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. Стандарт организации. – Введ. 16.09.2014 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2014 – 78 с.
19. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
20. ГОСТ 2.722-68* Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Машины электрические. - Введ. 01.01.1971. – Москва: Стандартинформ, 2008. – 15 с.
21. ГОСТ 2.747-68 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Размеры условных графических обозначений. - Введ. 01.01.1971. – Москва: Стандартинформ, 2008. – 6 с.
22. Толстихина Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий / Л. В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2010. - 180 с.
23. Каталог «КРУЭ» [Электронный ресурс] // ООО «Энергомеханический завод». – Режим доступа: <http://www.energomeh.ru/>.
24. Каталог «Генераторные выключатели и трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // ОАО ВО «ЭЛЕКТРОАППАРАТ». – Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru/>.
25. Правила устройства электроустановок: изд. 7. – Москва: ДЕАН, 2013. – 706 с.
26. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа: <http://polymer-apparat.ru>.
27. Каталог «Трансформаторы ТСЗФ, ТСЗ, ТСЗФС, ТСЗС, ТСЗУ трехфазные сухие, в т.ч. повышенной пожаробезопасности, класса напряжения 6

- 20 кВ, в т.ч для собственных нужд подстанций» [Электронный ресурс] // Компания «Электрозавод». – Режим доступа: <http://www.elektrozavod.ru/>.
28. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа: <http://www.kondensator.su>.
29. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
30. Техническая политика ОАО «РусГидро» – 2011. [Электронный ресурс] // Открытое акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро». – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/>.
31. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
32. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.
33. Чугаев, Р.Р. Гидравлика/ Р.Р.Чугаев. – Ленинград: Энергоиздат, 1982. – 672с.
34. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике: учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев: Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.
35. Киселёв П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.
36. 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.
37. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва: ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
38. Единые сценарные условиями ОАО «РусГидро» на 2012-2037_{гг.} . – Введ. 31.03.2008 – Москва : «РусГидро», 2008 – 14 с.
39. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.
40. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Бурея

Расходы в кубических метрах в секунду

-	Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$\bar{Q}_{\text{год}}$
1	1930	46	27	23	38	1100	1021	1285	2839	777	200	52	35	620
2	1931	23	16	15	99	1960	1854	2399	1802	1386	454	166	63	853
3	1932	37	31	26	286	1677	1802	1007	3474	2311	542	142	62	950
4	1933	34	20	18	394	2041	2001	1287	1087	791	550	115	60	700
5	1934	36	23	20	132	1162	2598	2981	1049	3051	498	192	87	986
6	1935	43	31	26	535	2839	2505	1135	1433	3351	982	195	99	1098
7	1936	29	20	18	209	2153	975	2839	2488	1371	397	137	67	892
8	1937	22	15	12	280	854	987	3647	1411	1138	467	97	46	748
9	1938	28	19	18	81	2587	1386	2311	2523	906	357	86	43	862
10	1939	37	26	22	153	1664	2170	1006	1633	1455	688	173	80	759
11	1940	58	28	27	404	1240	1410	1783	3315	2241	759	234	129	969
12	1941	32	22	17	168	1837	2153	2787	1146	1356	479	185	64	854
13	1942	53	33	27	140	1995	1363	3896	1680	2733	705	182	110	1076
14	1943	57	36	31	484	2030	1416	1447	1544	2717	882	209	108	913
15	1944	89	54	41	131	2276	964	960	2698	3297	752	175	134	964
16	1945	44	24	19	262	3157	3315	1209	1082	951	385	110	79	886
17	1946	53	48	40	200	1331	1114	2101	1458	1452	690	185	105	731
18	1947	103	52	42	360	2188	1068	2170	5445	3561	1056	274	195	1376
19	1948	78	58	43	528	3033	1500	1802	2646	2839	873	200	128	1144
20	1949	33	17	16	422	1102	1066	1724	4445	1374	606	149	95	921
21	1950	16	7	8	628	1724	2839	1829	2663	1726	698	190	57	1032
22	1951	29	15	9	545	1692	1958	7086	2807	2261	918	178	78	1465
23	1952	20	10	9	66	1210	1371	2158	2308	791	341	71	28	699
24	1953	21	11	7	138	1648	2155	991	1618	1440	673	158	65	744
25	1954	43	13	11	389	1043	1394	1768	3300	2225	925	219	114	954
26	1955	17	13	12	153	1822	2138	2399	1130	1341	464	170	49	809
27	1956	38	18	8	124	1980	1347	3881	1665	2718	690	167	75	1059
28	1957	42	21	12	469	2015	1501	1332	1529	2701	867	193	93	898
29	1958	73	39	25	116	2261	953	945	2683	3282	737	160	119	949
30	1959	41	22	18	33	1295	1016	964	2734	672	195	47	30	589
31	1960	18	11	10	94	1955	1849	2153	1797	1381	449	160	58	828
32	1961	32	26	21	281	1672	1797	944	3469	2306	537	137	57	940
33	1962	28	15	13	389	2036	1896	1282	980	886	545	110	55	686
34	1963	31	18	15	127	1157	2693	1885	1189	3046	493	166	82	909
35	1964	38	26	21	519	2813	2500	1130	1428	3346	977	148	94	1087
36	1965	24	14	13	204	2148	915	2834	2462	1366	392	132	62	881
37	1966	39	25	19	555	1702	1968	7289	2818	2271	929	188	88	1491

Окончание Приложения А

Окончание таблицы А.1

-	Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$\bar{Q}_{\text{год.}}$
38	1967	23	14	13	76	2582	1371	2306	2518	901	352	81	38	856
39	1968	32	21	17	148	1230	1093	1001	1291	943	439	168	75	538
40	1969	53	23	22	399	954	1405	1778	3310	2036	835	229	124	931
41	1970	27	17	12	163	1832	2148	2782	1140	1351	474	180	59	849
42	1971	48	28	22	135	1990	1357	3891	1675	2728	700	177	105	1071
43	1972	52	31	24	465	2125	1411	1342	1872	2712	837	204	103	932
44	1973	83	49	40	126	2271	1083	2305	2693	3264	747	170	129	1080
45	1974	39	19	14	257	3152	3337	1204	943	846	380	105	74	864
46	1975	47	43	39	195	1326	1109	2096	1453	1447	685	180	100	727
47	1976	98	47	43	355	2183	1063	2165	5440	3416	1051	249	190	1358
48	1977	73	53	46	523	3028	2903	2372	4509	3610	893	195	123	1527
49	1978	22	9	9	333	878	980	1450	4352	1095	481	114	72	816
50	1979	13	12	11	809	2641	2834	1849	2658	1721	693	185	52	1123
-	$\bar{Q}_{\text{мес}}$	42	25	21	282	1892	1701	2144	2313	1978	634	162	85	940

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водноэнергетические расчёты

Таблица Б.1 – Результаты расчёта эмпирических кривых обеспеченности

m	P, %	Ср. годовой		Ср. половодье		Ср. межень	
		$\bar{Q}_{\text{год}}$	Год	$\bar{Q}_{\text{пол.}}$	Год	$\bar{Q}_{\text{меж}}$	Год
1	2	1977	1527	1947	297	1977	3284
2	4	1966	1491	1976	290	1966	3210
3	6	1951	1465	1935	273	1951	3161
4	8	1947	1376	1948	273	1947	2886
5	10	1976	1358	1977	272	1976	2853
6	12	1948	1144	1966	263	1948	2364
7	14	1979	1123	1964	260	1979	2341
8	16	1935	1098	1943	258	1942	2333
9	18	1964	1087	1979	254	1971	2328
10	20	1973	1080	1951	253	1973	2323
11	22	1942	1076	1972	245	1956	2318
12	24	1971	1071	1954	245	1935	2253
13	25	1956	1059	1957	242	1964	2243
14	27	1950	1032	1969	241	1934	2168
15	29	1934	986	1940	234	1950	2156
16	31	1940	969	1950	229	1932	2054
17	33	1944	964	1944	196	1944	2039
18	35	1954	954	1973	192	1961	2038
19	37	1932	950	1949	191	1958	2025
20	39	1958	949	1946	189	1940	1998
21	41	1961	940	1975	184	1963	1994
22	43	1972	932	1958	181	1936	1965
23	45	1969	931	1942	179	1954	1946
24	47	1949	921	1971	173	1965	1945
25	49	1943	913	1933	170	1945	1943
26	51	1963	909	1939	168	1938	1943
27	53	1957	898	1962	165	1949	1942
28	55	1936	892	1932	161	1967	1936
29	57	1945	886	1956	160	1969	1897
30	59	1965	881	1961	156	1974	1896
31	61	1974	864	1953	153	1972	1892
32	63	1938	862	1978	149	1931	1880
33	65	1967	856	1934	141	1941	1856
34	67	1941	854	1941	138	1970	1851
35	69	1931	853	1937	134	1943	1831
36	71	1970	849	1963	133	1960	1827
37	73	1960	828	1970	133	1957	1816
38	75	1978	816	1945	132	1955	1766
39	76	1955	809	1968	129	1978	1751
40	78	1939	759	1974	127	1937	1607
41	80	1937	748	1955	125	1939	1586
42	82	1953	744	1936	125	1953	1570
43	84	1946	731	1965	120	1952	1568
44	86	1975	727	1931	119	1946	1491
45	88	1933	700	1960	114	1975	1486
46	90	1952	699	1938	90	1933	1441
47	92	1962	686	1967	85	1962	1416
48	94	1930	620	1952	78	1930	1404
49	96	1959	589	1930	60	1959	1336
50	98	1968	538	1959	55	1968	1112

Продолжение Приложения Б

Таблица Б.2 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году

месяц	Расходы, м ³ /с										Объем, км ³			Уровень, м				НгЭС, м	Nгар, МВт	NгЭС, МВт	Э, млн. кВт·ч	
	Q _{быт.}	Потери				Q _{пол.}	Q _{вхк}	Q _{ГЭС}	Q _{водх}	Q _{нб}	ΔV	V _{водх. нач}	V _{водх. кон}	Верхнего бьефа			Z _{нб}					
		Q _ф	Q _п	Q _и	Q _л									Z _{вб нач}	Z _{вб кон}	Z _{вб ср}						
X	395	7	0	2	13	373	507	500	127	507	0,330	16,050	15,720	250,00	249,22	249,61	135,76	113,1	по ВХК	498	359	
XI	82	7	0	1	13	61	509	817	756	824	2,025	15,720	13,695	249,22	244,02	246,62	136,71	109,2	785	785	565	
XII	28	7	0	1	13	7	509	1009	1002	1016	2,684	13,695	11,012	244,02	237,25	240,64	137,12	102,8	913	913	657	
I	24	7	0	1	13	3	509	1075	1072	1082	2,593	11,012	8,418	237,25	231,63	234,44	137,26	96,5	913	913	657	
II	11	7	0	1	0	3	509	987	984	994	2,551	8,418	5,868	231,63	224,67	228,15	137,07	90,4	785	785	565	
III	10	7	0	1	0	2	509	502	500	509	1,297	5,868	4,571	224,67	218,16	221,41	136,01	84,7	по ВХК	490	353	
IV	76	7	0	1	-20	88	481	474	386	481	1,034	4,571	3,537	218,16	209,87	214,02	135,94	77,4	по ВХК	323	232	
V	1013	7	20	5	-33	1014	480	473	-541	480	-1,402	3,537	4,939	209,87	220,36	215,12	135,71	78,7	по ВХК	328	236	
VI	1561	7	20	8	0	1526	480	473	-1053	480	-2,820	4,939	7,759	220,36	230,17	225,27	135,71	88,9	по ВХК	370	266	
VII	1784	7	20	9	0	1748	480	473	-1275	480	-3,415	7,759	11,174	230,17	237,64	233,91	135,71	97,5	по ВХК	406	292	
VIII	1898	7	0	10	0	1881	480	473	-1408	480	-3,650	11,174	14,824	237,64	246,97	242,30	135,71	105,9	по ВХК	441	317	
IX	957	7	0	5	0	945	480	473	-472	480	-1,223	14,824	16,050	246,97	250,00	248,48	135,71	112,1	по ВХК	466	336	
																					Σ	4836

Продолжение Приложения Б

Таблица Б.3 – Сработка-наполнение водохранилища в средневодном году по способу 1

месяц	Расходы, м ³ /с										Объем, км ³			Уровень, м				H _{ГЭС} , м	Z _{ВБ нач}	N _{ГЭС} , МВт	Э, млн. кВт·ч
	Q _{быт.}	Потери				Q _{пол.}	Q _{вхк}	Q _{ГЭС}	Q _{водх}	Q _{НБ}	ΔV	V _{водх. нач}	V _{водх. кон}	Верхнего бьефа			Z _{НБ}				
		Q _ф	Q _п	Q _и	Q _л									Z _{ВБ нач}	Z _{ВБ кон}	Z _{ВБ ср}					
X	495	7	0	2	13	473	507	599	126	606	0,327	16,050	15,723	250,00	249,22	249,61	135,95	113,0		595	429
XI	210	7	0	1	13	189	509	946	757	953	2,028	15,723	13,696	249,22	244,02	246,62	136,99	108,9	249,22	907	653
XII	82	7	0	1	13	61	509	1064	1003	1071	2,686	13,696	11,009	244,02	237,25	240,64	137,23	102,7	244,02	962	692
I	40	7	0	1	13	19	509	1090	1071	1097	2,591	11,009	8,418	237,25	231,63	234,44	137,29	96,5	237,25	925	666
II	23	7	0	1	0	15	509	995	980	1002	2,540	8,418	5,878	231,63	224,71	228,17	137,09	90,4	231,63	791	570
III	19	7	0	1	0	11	509	512	501	519	1,299	5,878	4,580	224,71	218,22	221,46	136,03	84,7		382	275
IV	161	7	0	1	-20	173	481	563	390	570	1,043	4,580	3,536	218,22	209,87	214,04	136,15	77,2		382	275
V	1127	7	20	5	-33	1128	480	587	-541	594	-1,402	3,536	4,939	209,87	220,36	215,12	135,93	78,5		405	292
VI	1884	7	20	8	0	1849	480	796	-1053	803	-2,820	4,939	7,759	220,36	230,17	225,27	136,31	88,3		618	445
VII	2424	7	20	9	0	2388	480	1113	-1275	1120	-3,415	7,759	11,174	230,17	237,64	233,90	136,87	96,3		944	679
VIII	2456	7	0	10	0	2439	480	1031	-1408	1038	-3,650	11,174	14,824	237,64	246,97	242,30	136,73	104,9		952	685
IX	2072	7	0	5	0	2060	480	1588	-472	1595	-1,223	14,824	16,050	246,97	250,00	248,48	137,65	110,1		1539	1108
																				Σ	6770

Окончание Приложения Б

Таблица Б.4 – Сработка-наполнение водохранилища в средневодном году по способу 2

месяц	Расходы, м ³ /с										Объем, км ³			Уровень, м				Н _{ГЭС} , м	N _{гар} , МВт	N _{гэс} , МВт	Э, млн. кВт·ч	
	Q _{быг.}	Потери				Q _{пол.}	Q _{вхк}	Q _{ГЭС}	Q _{водх}	Q _{нб}	ΔV	V _{водх. нач}	V _{водх. кон}	Верхнего бьефа			Z _{нб}					
		Q _ф	Q _п	Q _и	Q _л									Z _{ВБ нач}	Z _{ВБ кон}	Z _{ВБ ср}						
X	495	7	0	2	13	473	507	500	27	507	0,070	16,050	15,980	250,00	249,84	249,92	135,76	113,5	по ВХК	499	359	
XI	210	7	0	1	13	189	509	863	674	870	1,805	15,980	14,175	249,84	245,28	247,56	136,81	110,0	836	836	602	
XII	82	7	0	1	13	61	509	1071	1010	1078	2,705	14,175	11,470	245,28	238,34	241,81	137,25	103,9	979	979	705	
I	40	7	0	1	13	19	509	1144	1125	1151	2,722	11,470	8,748	238,34	232,33	235,33	137,40	97,2	979	979	705	
II	23	7	0	1	0	15	509	1044	1029	1051	2,667	8,748	6,081	232,33	225,46	228,89	137,19	91,0	836	836	602	
III	19	7	0	1	0	11	509	582	571	589	1,480	6,081	4,601	225,46	218,35	221,91	136,19	85,0	по ВХК	435	313	
IV	161	7	0	1	-20	173	481	570	397	577	1,064	4,601	3,537	218,35	209,87	214,11	136,16	77,2	по ВХК	388	279	
V	1127	7	20	5	-33	1128	480	528	-600	535	-1,555	3,537	5,092	209,87	221,18	215,53	135,82	79,0	по ВХК	367	264	
VI	1884	7	20	8	0	1849	480	699	-1150	706	-3,080	5,092	8,172	221,18	231,10	226,14	136,13	89,3	по ВХК	549	396	
VII	2424	7	20	9	0	2388	480	1038	-1350	1045	-3,616	8,172	11,788	231,10	239,12	235,11	136,74	97,7	по ВХК	892	642	
VIII	2456	7	0	10	0	2439	480	1089	-1350	1096	-3,499	11,788	15,287	239,12	248,14	243,63	136,83	106,1	по ВХК	1017	732	
IX	2072	7	0	5	0	2060	480	1767	-293	1774	-0,759	15,287	16,050	248,14	250,00	249,07	137,93	110,4	по ВХК	1717	1237	
																					Σ	6836

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

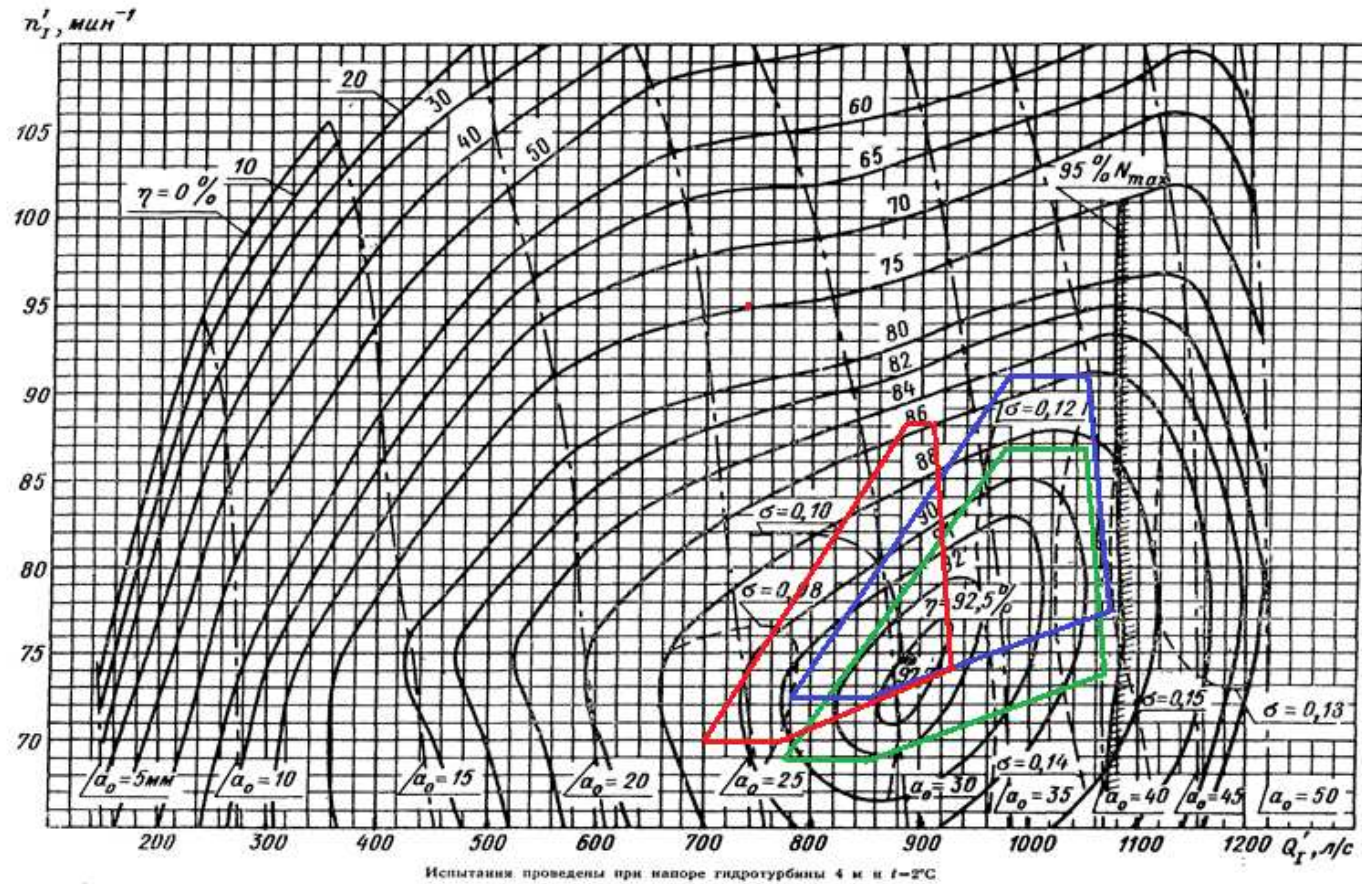


Рисунок В.1 – Главная универсальная характеристика PO115-B
($D=5,3$ м с частотой вращения 142,8 об/мин – зеленым цветом,
 $D=5,3$ м с частотой вращения 150 об/мин – синим цветом, $D=5,6$ м с частотой вращения 136,4 об/мин – красным цветом)

Окончание Приложения В

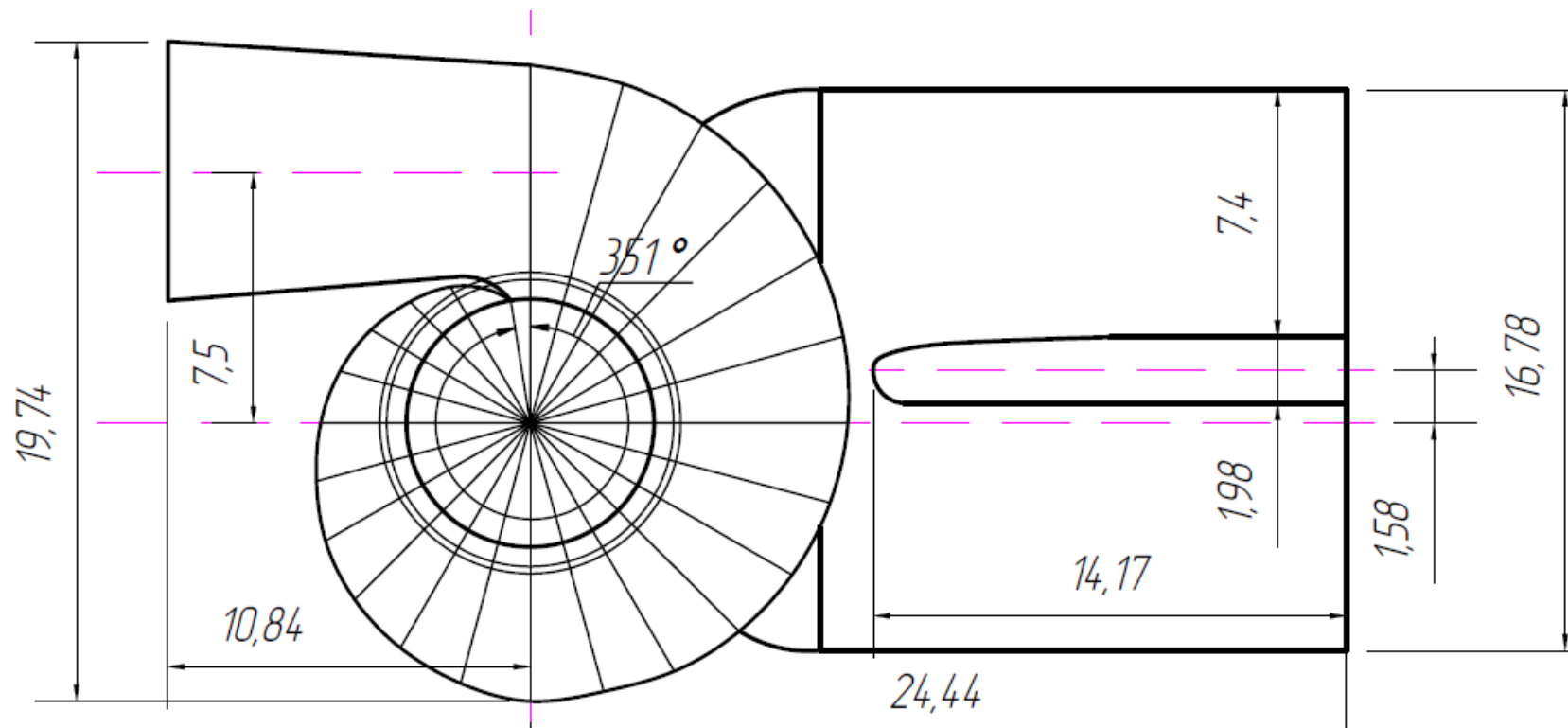


Рисунок В.2 – План спиральной камеры

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Геологический разрез по створу плотины реки Буря

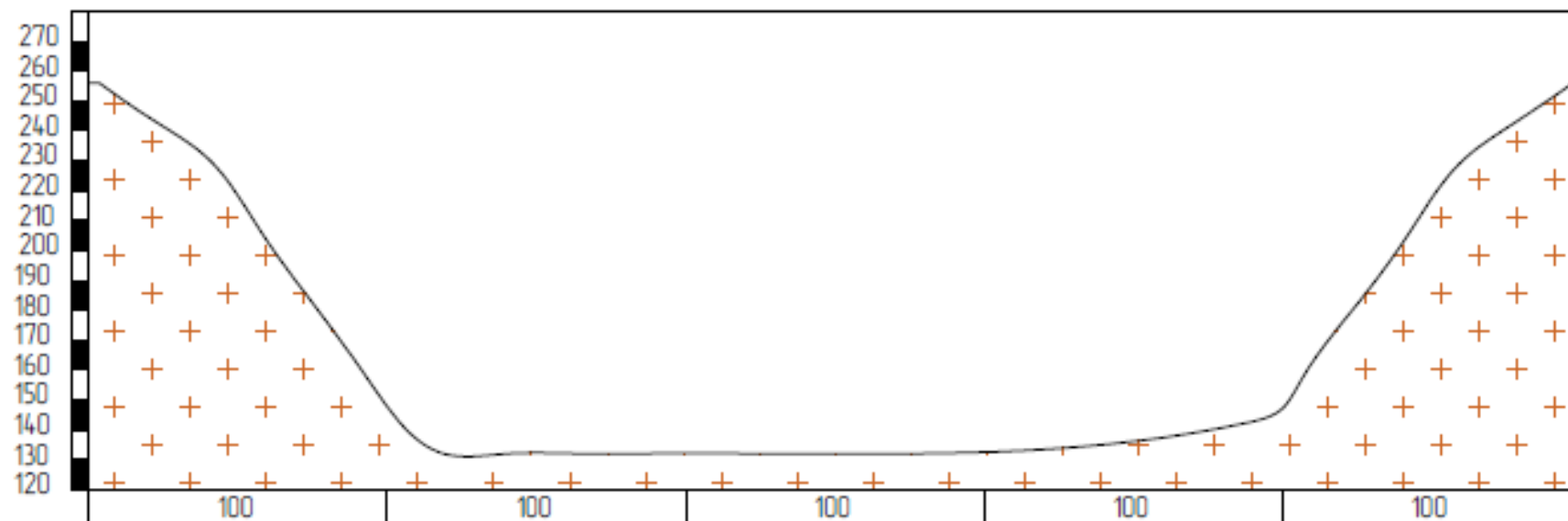


Рисунок Г.1 – Геологический разрез по створу плотины реки Буря

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

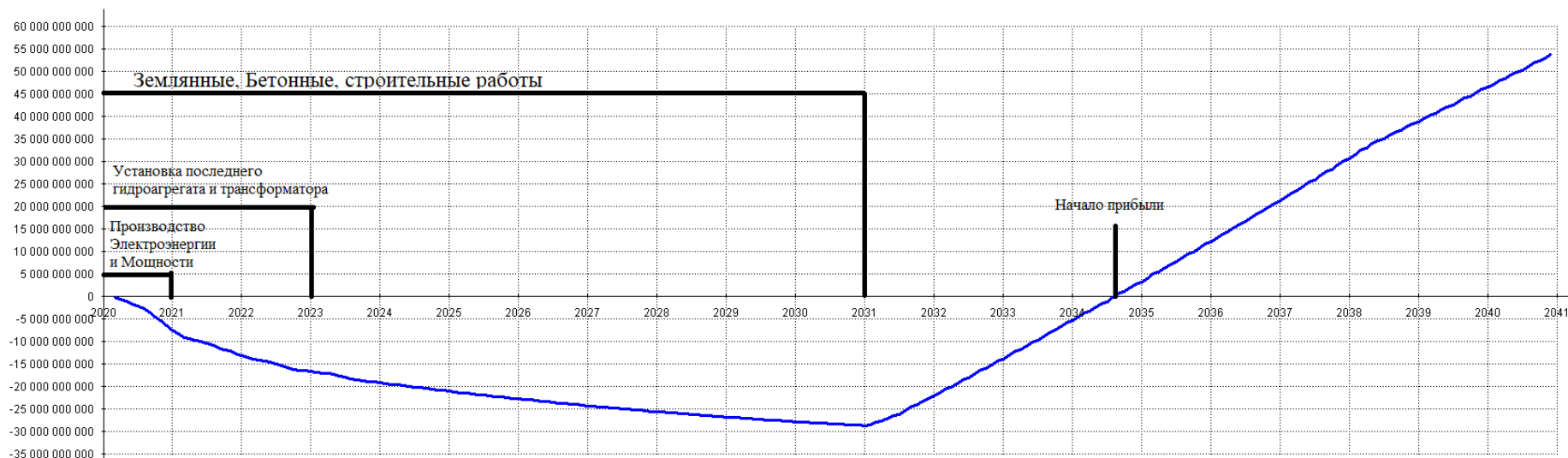


Рисунок Д.1 – Изменение суммы прибыли/убытков по проекту, млн. руб.

В 2020 году осуществляется покупка и установка энергетического оборудования первого агрегата. Из рисунка Д.1 видно, что после 2021 года начинается выработка электроэнергии и отсюда следует что станция начинает получать прибыль. С пусками последующих агрегатов повышается выработка, растут тарифы на электроэнергию и мощность, в 2031 году станция начинает окупаться.

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Таблица уставок и матрица отключений защит

Таблица Е.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф.защита поперечная	$I_{\Delta >}$	Ток срабатывания, I_{CP}	$0,2 \cdot I_N$	0,96 А	
Диф. Защита продольная	$I_{\Delta G}$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_N$	0,72 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_N$	2,39 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_N$	7,18 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,2	-	
ЗПН	$U >$	2ступень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_N$	140 В
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_N$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_N$	0,34 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,17 \cdot I_N$	0,81 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,2 \cdot I_N$	0,96 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_N$	5,12 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_N$	5,26 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,429 \cdot I_{НОМ}$	6,84 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,119	1,36 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,37	4,3 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_p СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	2,82 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	2,90 А
		Отсечка	$I_p ПУСК.$	$2,14 \cdot I_{НОМ.P}$	5,65 А

Окончание приложения Е

Таблица Е.2 – Матрица отключений защит

Действие/Защиты		Отключение ВЛ	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-500 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал		
Наименование	Обозначение									
Диф.защита поперечная	$I\Delta>$	+	+	+	+	-	-	-		
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+	-	-	-		
ЗЗГ	U_0	t_1	-	-	-	-	-	+		
		t_3	+	+	+	-	-	-		
	U_0	t	+	+	+	-	-	-		
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+	-	-	-	-		
		2 ступень t_2	+	+	-	-	-	-		
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО		-	-	-	-	-	+	
		ИО		+	+	-	-	-	-	
		ОТС I	t_1	-	-	-	-	+	-	-
			t_2	+	+	-	-	-	-	-
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО		-	-	-	-	-	+	
		ИО		+	+	-	-	-	-	
		ОТС	t_1	-	-	-	-	+	-	-
			t_2	+	+	-	-	-	-	-
ДЗ	$Z <$	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 » 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ АМУРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ БУРЕЯ.
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕШЕНИЯ РЕЖИМНЫХ ЗАДАЧ
ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ГЭС НА БАЗЕ АЛГОРИТМОВ И
ВИЗУАЛИЗАЦИИ ИНФОРМАЦИИ**

Руководитель И.Ю. Погоняйченко
подпись, дата Начальник ОС
Филиала ПАО «РусГидро» - И.Ю. Погоняйченко
«Саяно-Шушенская ГЭС инициалы, фамилия
имени П.С. Непорожного»
должность, ученая степень

Выпускник В.А. Доценко
подпись, дата 25.06.2020 В.А. Доценко
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Амурской ГЭС на реке Буря. Повышение эффективности решения режимных задач оперативного управления ГЭС на базе алгоритмов и визуализации информации».

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР

Мухом А.А. Мухомов
подпись, дата инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

Зайт 24.06.20 В.И. Зайтеев
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

Мухом 01.07.20 А.В. Мухомов
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Мухом А.А. Мухомов
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Мухом А.В. Мухомов
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Зайт 02.07.20 В.Б. Зайтеев
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

Мухом М.И. Мухомов
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

Мухом 07.20 В.И. Мухомов
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

Мухом 02.07.20 В.В. Мухомов
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Мухом 2.07.20 А.А. Мухомов
подпись, дата инициалы, фамилия