

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 СОСНОВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ БИЯ. ПРАВИЛА ЭКСПЛУАТАЦИИ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ СОСНОВСКОЙ ГЭС

Руководитель _____
подпись, дата

Старший преподаватель Саяно-
Шушенского филиала СФУ
должность, ученая степень

Т.Ю. Толошинова
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

М.П. Гришин
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Сосновской ГЭС на реке Бия. Правила эксплуатации гидротехнических сооружений Сосновской ГЭС».

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР

подпись, дата

инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ СОСНОВСКОЙ ГЭС	7
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	10
1.1 Природные условия	10
1.1.1 Климат	10
1.1.2 Гидрологические данные.....	10
1.1.3 Инженерно-геологические условия	12
1.1.4 Сейсмические условия.....	12
1.2 Энерго – экономическая характеристика района	12
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла.....	13
2 Водноэнергетические расчеты.....	14
2.1 Регулирование стока воды	14
2.1.1 Исходные данные.....	14
2.1.2 Кривые обеспеченности расходов	14
2.1.3 Выбор расчётного маловодного и средневодного года	15
2.2 Построение суточных графиков нагрузки.....	17
2.3 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований ВХК	20
2.4 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС по маловодному году	20
2.5 Определение установленной мощности ГЭС, баланс мощностей.....	21
2.6 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года.....	22
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	23
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	23
3.1.1 Построение режимного поля.....	23
Выбор номинального диаметра и основных характеристик гидротурбины, определение частоты вращения, рабочей зоны на универсальной характеристике.....	25
3.2 Гидротурбины и их проточная часть	27
3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины	27
3.2.2 Сопоставление турбин и выбор оптимального варианта	28
3.2.3 Определение геометрических размеров проточной части	29
3.3 Расчет на прочность вала гидроагрегата и подшипника гидротурбины	30
3.4 Выбор типа и габаритных размеров маслonaпорной установки.....	31
3.5 Выбор электрогидравлического регулятора	31
4 Электрическая часть.....	32
4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд	32
4.2 Выбор трансформаторов	32
4.2.1 Главные повышающие трансформаторы.....	32
4.2.2 Выбор трансформаторов собственных нужд	33
4.3 Распределительное устройство	33

4.3.1	Выбор проводов отходящих воздушных линий.....	33
4.3.2	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	34
4.4	Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания враспределительного устройства высшего напряжения с применением программного комплекса RastrKZ.....	35
4.4.1	Расчёт исходных данных.....	35
4.4.2	Внесение исходных данных в программный комплекс RastrKZ	36
4.5	Выбор электрических аппаратов	37
4.5.1	Определение расчетных токов	37
4.5.2	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 15,75 кВ.....	38
4.5.3	Выбор трансформаторов тока и напряжения	39
4.5.4	Выбор выключателей и разъединителей 330 кВ.....	39
5	Релейная защита и автоматика	41
5.1	Перечень защит основного оборудования	41
5.2	Параметры защищаемого оборудования.....	42
5.3	Расчет номинальных параметров	43
5.4	Описание защит и расчет их уставок	44
5.4.1	Продольная дифференциальная защита генератора ($I_{\Delta G}$)	44
5.4.2	Поперечная дифференциальная защита ($I_{\Delta >}$).....	46
5.4.3	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_N (U_0))	46
5.4.4	Защита от повышения напряжения ($U1 >$), ($U2 >$).....	49
5.4.5	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2).....	49
5.4.6	Защита от симметричных перегрузок(I_1)	53
5.4.7	Дистанционная защита генератора $Z1 <$, $Z2 <$	55
5.4.8	Защита от перегрузки обмотки ротора	58
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	59
6	Состав и компоновка сооружений.....	60
6.1	Исходные данные	60
6.2	Состав и компоновка сооружений гидроузла	60
6.3	Проектирование сооружений напорного фронта	60
6.3.1	Определение отметки гребня плотины.....	61
6.3.2	Гидравлический расчёт бетонной водосливной плотины	63
6.4	Конструирование бетонной плотины	74
6.4.1	Определение ширины подошвы плотины	74
6.4.2	Разрезка бетонной плотины швами	75
6.4.3	Быки.....	76
6.4.4	Устои	76
6.4.5	Дренаж тела бетонных плотин.....	76
6.4.6	Галереи в теле плотины.....	76
6.5	Элементы подземного контура плотины.....	77

6.6	Определение основных нагрузок на плотину	78
6.6.1	Вес сооружения.....	78
6.6.2	Сила гидростатического давления воды.....	79
6.6.3	Взвешивающее и фильтрационное давления	80
6.6.4	Давление наносов.....	81
6.6.5	Волновое воздействие	81
6.7	Расчёт прочности плотины	82
6.8	Расчёт устойчивости плотины	85
7	Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	87
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	87
7.2	Требования по охране труда и техники безопасности для работников Сосновской ГЭС	87
7.3	Пожарная безопасность.....	89
7.4	Охрана окружающей среды	91
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
9	Правила эксплуатации гидротехнических сооружений Сосновской ГЭС	99
9.1	Общие положения	99
9.2	Документация, необходимая для нормальной эксплуатации	99
9.3	Техническое обслуживание ГТС	100
9.3.1	Осуществление эксплуатационного контроля за состояние ГТС	100
9.3.2	Организация и осуществление натуральных наблюдений	100
9.3.3	Применяемые методики инструментального контроля параметров ГТС, их измерения и описания	101
9.3.4	Графики осмотров ГТС	102
9.3.5	Организация и проведение предпаводковых и послепаводковых обследований ГТС	102
9.3.6	Перечень должностных лиц, производящих наблюдения и измерения.....	102
9.3.7	Организация и осуществление обработки и анализа результатов наблюдений и измерений	103
9.3.8	Порядок подготовки и регламент проведения ремонтных работ, типовые схемы и решения по ремонту повреждений, которые подлежат немедленному устранению (в случае, если создают угрозу) эксплуатационным персоналом.	103
9.4	Основные правила технической эксплуатации ГТС	104
9.4.1	Требования техники безопасности при эксплуатации ГТС.....	104
9.4.2	Основные показатели технической исправности и работоспособности ГТС	105

9.4.3 Мероприятия, проводимые в случае возникновения аварийных ситуаций, при катастрофических паводках, превышающих пропускную способность водосбросных сооружений	105
9.4.4 Наличие в организации финансовых (материальных) резервов для ликвидации аварий ГТС	107
9.4.5 Порядок эксплуатации ГТС при нормальных условиях, в экстремальных ситуациях при пропуске паводков, половодий и отрицательных температурах	107
9.5 Обеспечение безопасности ГТС	109
9.6 Перечень (план) необходимых мероприятий и требований по обеспечению безопасности ГТС с указанием ответственных лиц и сроков ..	110
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	111
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	113
ПРИЛОЖЕНИЕ А_Анализ исходных данных	116
ПРИЛОЖЕНИЕ Б_Водноэнергетические расчёты	118
ПРИЛОЖЕНИЕ В_Основное и вспомогательное оборудование	122
ПРИЛОЖЕНИЕ Г_Геологический разрез по створу плотины реки Бия	124
ПРИЛОЖЕНИЕ Д_Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	125
ПРИЛОЖЕНИЕ Е_Таблица уставок и матрица отключений защит	126

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ СОСНОВСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки Бия;
2. Местонахождение ГЭС Республика Алтай;
3. Тип проектируемой установки ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 503 м³/с;
 - б) максимальный с обеспеченностью:
 - 0,1% 3467 м³/с;
 - 0,01% 4188 м³/с;
 - в) минимальный 300 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока годовой;
 - б) отметка: НПУ 530,00 м;
ФПУ 531,00 м;
УМО 505,30 м.
 - в) объемы:
 - полный 13,54 км³;
 - полезный 6,26 км³;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 97,4 м;
 - б) расчетный 86,1 м;
 - в) минимальный 70,3 м;
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
 - установленная 592 МВт;
 - гарантированная 476 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 3,052 млрд. кВт·ч;
8. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
 - а) правобережная глухая 51,60 м / 108,0 м;
 - б) водосливная 70,00 м / 108,0 м;
 - в) стационарная 88,60 м / 108,0 м;
 - г) левобережная глухая 51,10 м / 108,0 м;
9. Водосбросные сооружения
 - а) тип поверхностный водослив;
 - б) число и ширина пролетов 5 отверстий по 10 м;
 - в) общая длина 70 м;
10. Здание ГЭС:
 - а) тип здания приплотинное;
 - б) число агрегатов 3;
 - 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-530;
- 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. Технико-экономические показатели:

- а) удельные показатели 58752,66 руб./кВт;
- б) себестоимость энергии 1,44 руб/кВт·ч;
- в) срок окупаемости 9 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

Река Бия вытекает из Телецкого озера и, сливаясь с Катунью, образует реку Обь. Длина 301 км, площадь бассейна 37 000 км².

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Климат района расположения гидроузла – резко континентальный.

Средняя температура января -10°C, июля +10°C (таблица 1.1). Продолжительность безморозного периода 110 дней. Экстремальные температуры, зафиксированные близ створа: летом +35°C, зимой -42°C.

Таблица 1.1 – Среднемесячные температуры в районе расположения створа

Месяц	Температуры в градусах Цельсия											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Температура	-1,2	-15,5	-8,1	2,0	10,0	16,6	18,8	15,8	10,0	2,2	-8,3	-15,4

Среднегодовое количество осадков колеблется от 1000 до 1500 мм. Толщина снежного покрова в марте перед началом таяния от 500 до 2500 мм, в зависимости от рельефа, растительности и количества осадков.

Важным климатообразующим фактором является атмосферная циркуляция, которая зависит от рельефа местности, удаленности ее от морей и океанов. Движение воздушных масс сопровождается изменением погоды в этом районе: давления атмосферы, температуры, влажности воздуха и характера облачности. Воздушные массы постоянно определяют тип климата.

1.1.2 Гидрологические данные

Длина 301 км, площадь бассейна 37000 км².

Местность горная, в русле имеются пороги.

В основании гранит.

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Бия за период 1936-1985 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Среднемноголетний сток:

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = 503 \cdot 31525000 = 15,9 \text{ км}^3, \quad (1.1)$$

где $\bar{Q}_{\text{многолетний}}$ – среднемноголетний расход, t – число секунд в году.

Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.2, на рисунке 1.1 и 1.2.

Таблица 1.2 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
$Z_{ВБ}, м$	$W, км^3$	$Z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$	$Z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$
430,00	0	430,00	0	430,00	0
456,10	1,31	434,59	810	434,59	648
472,24	2,61	437,37	1746	437,37	1397
484,07	3,92	439,37	2619	439,37	2095
493,51	5,26	440,95	3492	440,95	2794
501,38	6,56	442,26	4365	442,26	3492
508,13	7,86	443,37	5238	443,37	4190
514,09	9,14	444,34	6111	444,34	4889
519,38	10,46	445,20	6984	445,20	5587
524,20	11,79	445,98	7857	445,98	6286
528,60	13,1	446,69	8730	446,69	6984
532,64	14,41	447,34	9603	447,34	7682
536,39	15,72	447,94	10476	447,94	8381
539,92	17,03	-	-	-	-

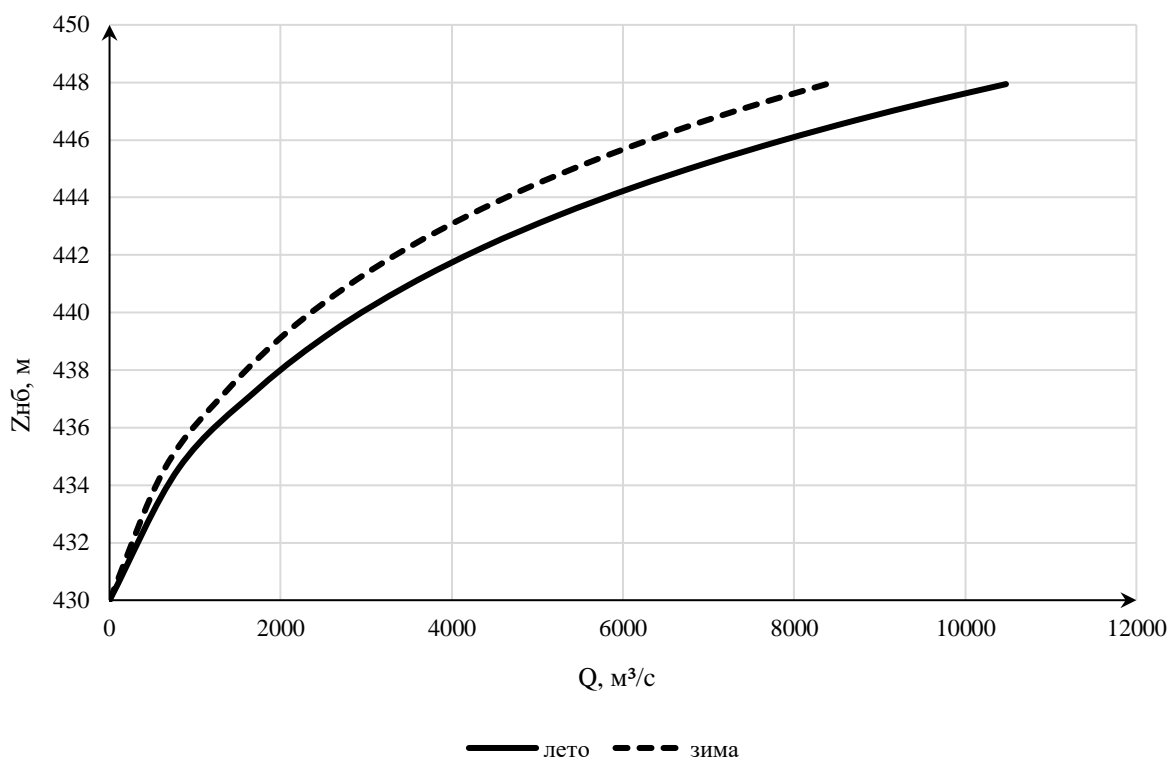


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

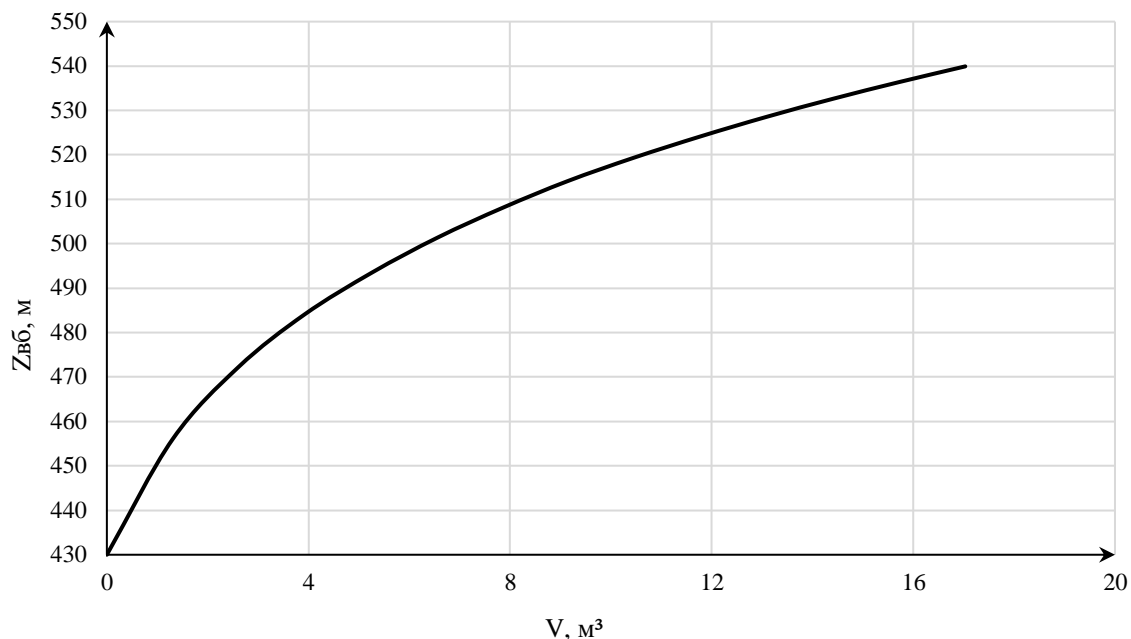


Рисунок 1.2 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

1.1.3 Инженерно-геологические условия

В основании сооружения залегает гранит. Дно находится на отметке 430,00 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 6 баллам шкалы MSK-64.

1.2 Энерго – экономическая характеристика района

Сосновская ГЭС предназначена для работы в ОЭС Сибири. Выработка электроэнергии ГЭС может быть для покрытия потребностей Республики Алтай.

Площадь территории Алтайского края и Республики Алтай суммарно составляет 261,7 тыс. кв. км. Численность населения – 2,62 млн человек.

Установленная мощность 17 объектов генерации, расположенных на указанной территории, составляет 1686,5 МВт (по данным на 01.01.2020).

На территории Алтайского края и Республики Алтай расположены 268 линий электропередачи класса напряжения 110-220-500 кВ; 281 трансформаторных подстанций и распределительных устройств

электростанций напряжением 110-220-500 кВ с суммарной мощностью трансформаторов 11 519,8 МВА (по данным на 01.01.2020).

Крупнейшие электросетевые компании, работающие на территории Алтайского края и Республики Алтай: филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Западно-Сибирское ПМЭС «МЭС Сибири», филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Алтайэнерго», филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Горно-Алтайские электрические сети».

30 июня 2017 года функции оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России на территории Алтайского края и Республики Алтай переданы экстерриториально укрупненному Филиалу АО «СО ЕЭС» Новосибирское РДУ.

По отчетным данным за 2019 год, выработка электроэнергии электростанциями, расположенными на территории Алтайского края и Республики Алтай, составила 6276,41 млн кВт·ч, электропотребление – 10 607,97 млн кВт·ч.

1.3 Аналоги проектируемого гидроузла

В ходе проектирования были выбраны в качестве аналогов следующие станции:

- Бурейская ГЭС

2 Водноэнергетические расчеты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Исходные данные

- кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа и объемов водохранилища и уровней верхнего бьефа (таблица 1.2, рисунок 1.1 и 1.2);
- энергосистема – Сибирь;
- коэффициент мощности: $k_N = 8,7$;
- потери напора в водоподводящих сооружениях: $\Delta h = 0,82$;
- НПУ: НПУ = 530 м;
- ряд гидрологических наблюдений за рекой Бия (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	400	400	400	300	300	300	300	300	300	400	400	400
Потребление	4	4	4	12	12	12	12	12	8	4	4	4
Фильтрация	2	2	2	5	5	5	5	5	5	2	2	2
Испарение	0	0	0	12	15	18	12	8	5	0	0	0
Льдообразование	-8	-4	0	3	7	13	10	5	0	-6	-9	-11

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%, средневодного – 50%. Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рисунке 2.1.

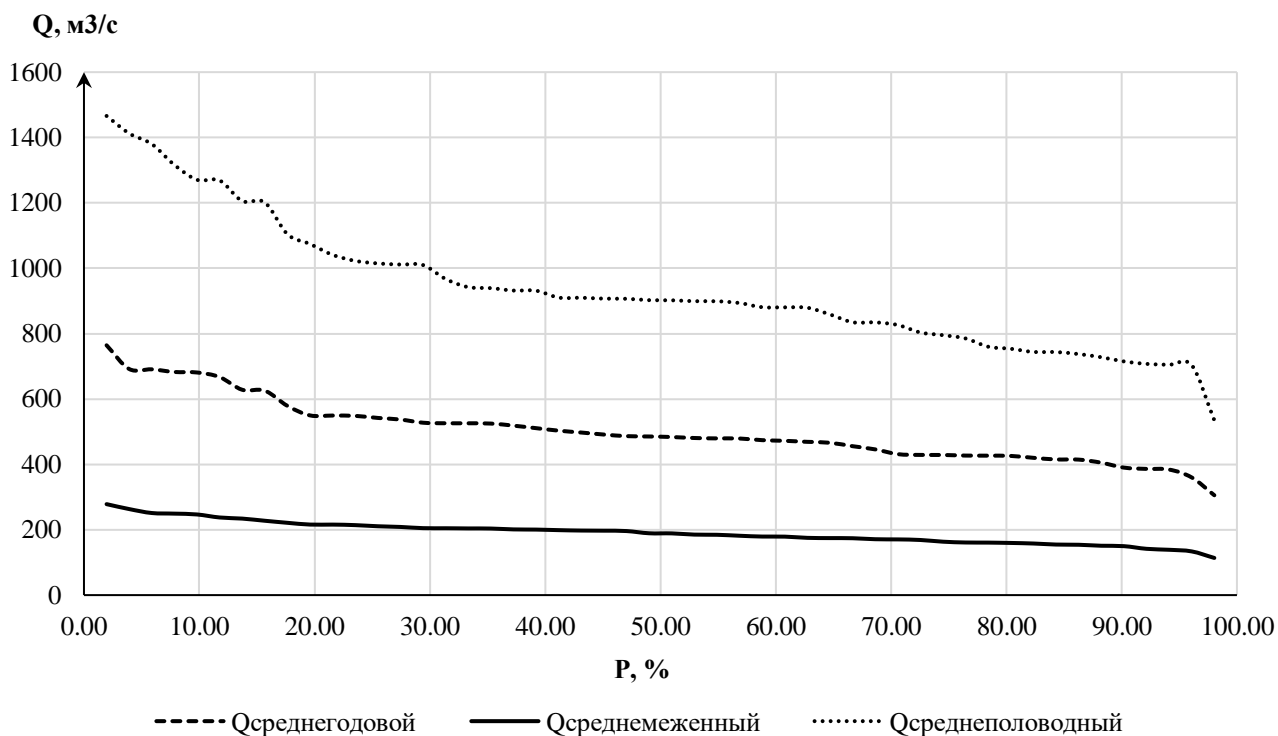


Рисунок 2.1 - Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

2.1.3 Выбор расчётного маловодного и средневодного года

По расчётным обеспеченностям определяются маловодный и средневодный год. Для обеспеченности (P=90%) отсутствует конкретный год, выбираем среди двух значений (1965, 1955 годы) (приложение Б, таблица Б.1).

$$1965: \quad K_M = \frac{Q_{\text{пол}1950}}{Q_{\text{пол}1965}} = \frac{151}{189} = 0,80.$$

$$K_{II} = \frac{Q_{\text{меж}1951}}{Q_{\text{меж}1965}} = \frac{728}{707} = 1,03.$$

$$1955: \quad K_M = \frac{Q_{\text{пол}1964}}{Q_{\text{пол}1955}} = \frac{150}{158} = 0,9.$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{меж}1955}}{Q_{\text{меж}1955}} = \frac{715}{715} = 1,0.$$

В качестве расчетного маловодного принимаем 1955 год, так как этот год требует меньшую корректировку расходов.

Для обеспеченности (P=50%) отсутствует конкретный год, выбираем среди двух значений (1977, 1967 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.

$$1977: \quad K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{пол}1965}}{Q_{\text{пол}1977}} = \frac{189}{204} = 0,93.$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{меж}1960}}{Q_{\text{меж}1977}} = \frac{902}{879} = 1,03.$$

$$1967: \quad K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{пол}1974}}{Q_{\text{пол}1967}} = \frac{189}{182} = 1,04.$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{меж}1971}}{Q_{\text{меж}1967}} = \frac{902}{907} = 0,99.$$

В качестве расчетного средневодного принимаем 1967 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											
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_i^{90\%}$, м ³ /с	1955	76	64	65	322	1235	929	888	689	534	354	153	71
$Q_i^{\text{пр}90\%}$, м ³ /с	1955	72	61	62	305	1235	929	888	689	534	336	145	67
$Q_i^{\text{кор}90\%}$, м ³ /с	1955	61	62	72	305	1029	1135	888	689	534	336	145	67
$Q_i^{50\%}$, м ³ /с	1967	76	64	70	448	695	927	842	1285	784	363	165	85
$Q_i^{\text{пр}50\%}$, м ³ /с	1967	79	67	73	466	691	922	838	1278	780	378	172	88
$Q_i^{\text{кор}50\%}$, м ³ /с	1967	67	73	79	456	1089	1185	938	728	580	378	172	88

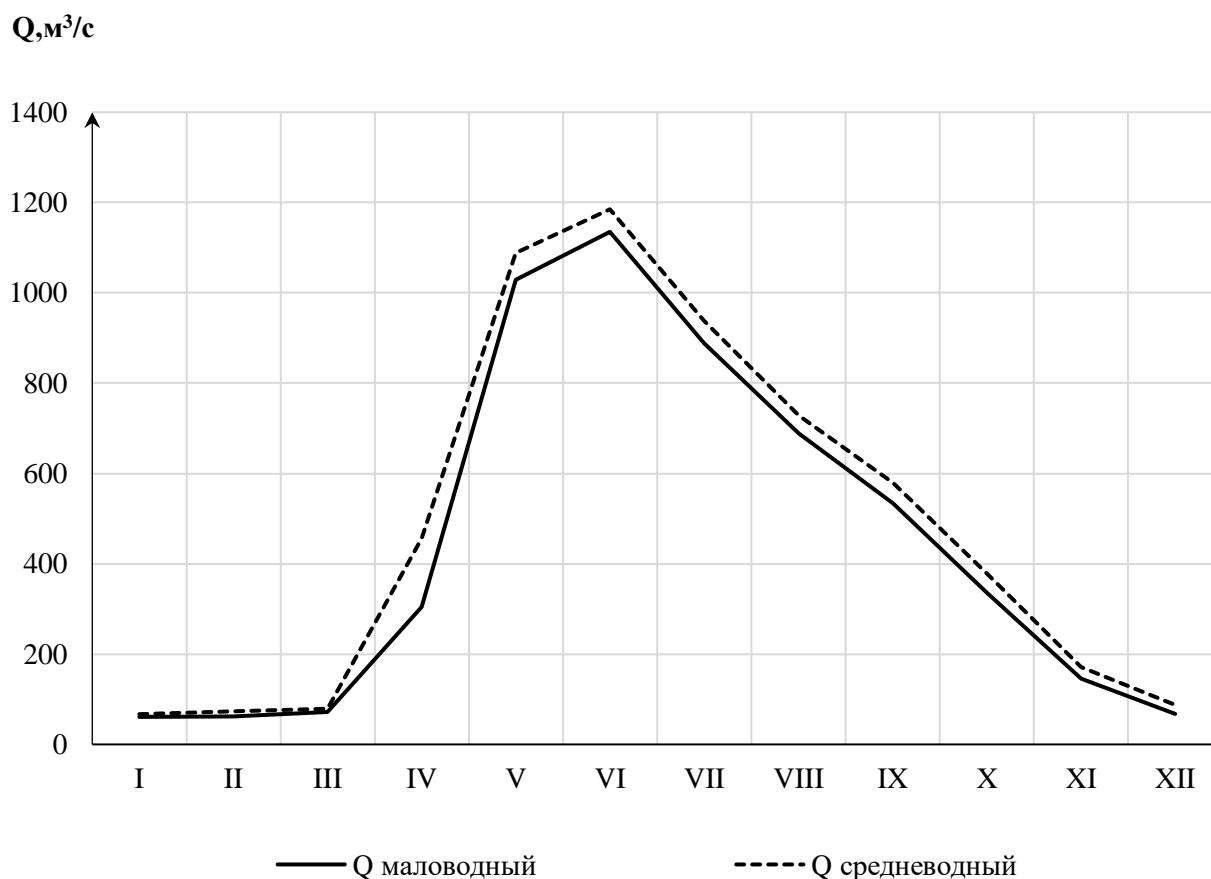


Рисунок 2.2 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

2.2 Построение суточных графиков нагрузки

В качестве суточных графиков нагрузки для лета и зимы приняты реальные графики нагрузки энергосистемы «Сибири» за 27 июня и 27 декабря 2016 г. соответственно, взятые с официального сайта системного оператора ЕЭС.

Так как проектируемая Сосновская ГЭС находится на территории Алтайского РДУ, то расчеты производим именно для него.

Не имея графика генерации и потребления РДУ, выведем его, разделив на соответствующий коэффициент.

Выработка ОДУ Сибири равна $\mathcal{E}_{\text{ОДУ}} = 202,658$ млрд. кВт · ч, а мощность Алтайского РДУ $\mathcal{E}_{\text{РДУ}} = 13,882$ млрд. кВт · ч.

$$k = \frac{\mathcal{E}_{\text{ОДУ}}}{\mathcal{E}_{\text{РДУ}}} = \frac{202,658}{13,882} = 14,66. \quad (2.2)$$

Таким образом, разделив каждое из значений мощностей энергосистемы Сибирь на полученный коэффициент, получим график потребления РДУ (таблица 2.3 и таблица 2.4 для летнего и зимнего периодов

соответственно). Используя график потребления, построим суточный график нагрузки для летнего (рисунок 2.3) и зимнего периодов (рисунок 2.4).

Таблица 2.3 – Суточный график нагрузки энергосистемы для летнего периода.

Часы лето	Р ген, МВт	Р ранж, МВт	ΔР, МВт	ΔЭ, МВт·ч	Р, МВт	Э, МВт·ч
27.06.2016 0:00	1233	1462	2,0	1,0	2,0	2,0
27.06.2016 1:00	1238	1460	3,5	2,0	7,1	9,1
27.06.2016 2:00	1258	1456	0,4	3,0	1,2	10,3
27.06.2016 3:00	1311	1456	1,8	4,0	7,4	17,7
27.06.2016 4:00	1361	1454	3,1	5,0	15,7	33,4
27.06.2016 5:00	1408	1451	2,5	6,0	14,7	48,1
27.06.2016 6:00	1448	1449	0,1	7,0	0,5	48,6
27.06.2016 7:00	1462	1448	6,5	8,0	51,8	100,4
27.06.2016 8:00	1454	1442	10,1	9,0	90,8	191,2
27.06.2016 9:00	1456	1432	3,0	10,0	30,0	221,3
27.06.2016 10:00	1451	1429	2,9	11,0	31,5	252,8
27.06.2016 11:00	1460	1426	10,0	12,0	119,5	372,3
27.06.2016 12:00	1456	1416	7,9	13,0	102,9	475,1
27.06.2016 13:00	1449	1408	13,4	14,0	187,2	662,3
27.06.2016 14:00	1442	1395	34,0	15,0	510,5	1172,8
27.06.2016 15:00	1432	1361	35,7	16,0	570,7	1743,5
27.06.2016 16:00	1416	1325	13,8	17,0	234,2	1977,7
27.06.2016 17:00	1426	1311	32,2	18,0	579,5	2557,2
27.06.2016 18:00	1429	1279	21,0	19,0	399,1	2956,3
27.06.2016 19:00	1395	1258	2,5	20,0	49,1	3005,4
27.06.2016 20:00	1325	1256	4,8	21,0	101,7	3107,1
27.06.2016 21:00	1279	1251	12,6	22,0	277,6	3384,7
27.06.2016 22:00	1256	1238	5,5	23,0	125,5	3510,2
27.06.2016 23:00	1251	1233	1232,7	24,0	29585,1	33095,3

Таблица 2.4 – Суточный график нагрузки энергосистемы для зимнего периода.

Часы зима	Р ген, МВт	Р ранж, МВт	ΔР, МВт	ΔЭ, МВт·ч	Р, МВт	Э, МВт·ч
27.12.2016 0:00	1722	1982	9,5	1,0	9,5	9,5
27.12.2016 1:00	1752	1972	4,7	2,0	9,4	18,9
27.12.2016 2:00	1808	1968	5,1	3,0	15,3	34,2
27.12.2016 3:00	1875	1963	3,4	4,0	13,6	47,9
27.12.2016 4:00	1916	1959	17,6	5,0	88,0	135,9
27.12.2016 5:00	1959	1942	0,3	6,0	2,0	137,9
27.12.2016 6:00	1972	1941	4,3	7,0	30,1	168,0
27.12.2016 7:00	1963	1937	12,1	8,0	97,1	265,1
27.12.2016 8:00	1937	1925	4,0	9,0	35,6	300,7
27.12.2016 9:00	1925	1921	5,3	10,0	52,5	353,2
27.12.2016 10:00	1914	1916	1,5	11,0	16,5	369,7
27.12.2016 11:00	1908	1914	0,1	12,0	1,6	371,4
27.12.2016 12:00	1921	1914	6,3	13,0	82,5	453,8
27.12.2016 13:00	1941	1908	27,7	14,0	387,7	841,5
27.12.2016 14:00	1982	1880	5,3	15,0	78,8	920,3
27.12.2016 15:00	1968	1875	36,6	16,0	586,0	1506,3
27.12.2016 16:00	1942	1838	30,5	17,0	518,3	2024,6
27.12.2016 17:00	1914	1808	25,0	18,0	449,3	2473,9
27.12.2016 18:00	1880	1783	30,3	19,0	575,4	3049,2
27.12.2016 19:00	1838	1752	1,4	20,0	28,6	3077,9
27.12.2016 20:00	1783	1751	12,8	21,0	267,8	3345,7
27.12.2016 21:00	1751	1738	8,3	22,0	181,6	3527,3
27.12.2016 22:00	1738	1730	7,5	23,0	172,6	3699,8
27.12.2016 23:00	1730	1722	1722,3	24,0	41336,3	45036,1

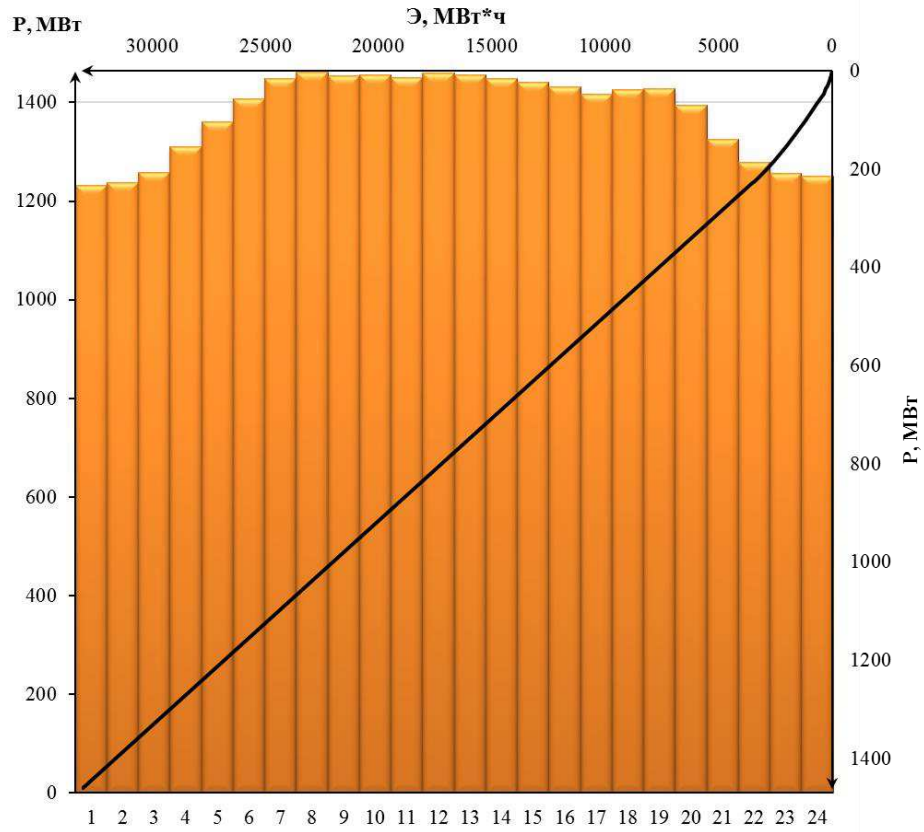


Рисунок 2.3 – Интегральная кривая нагрузки по летнему периоду

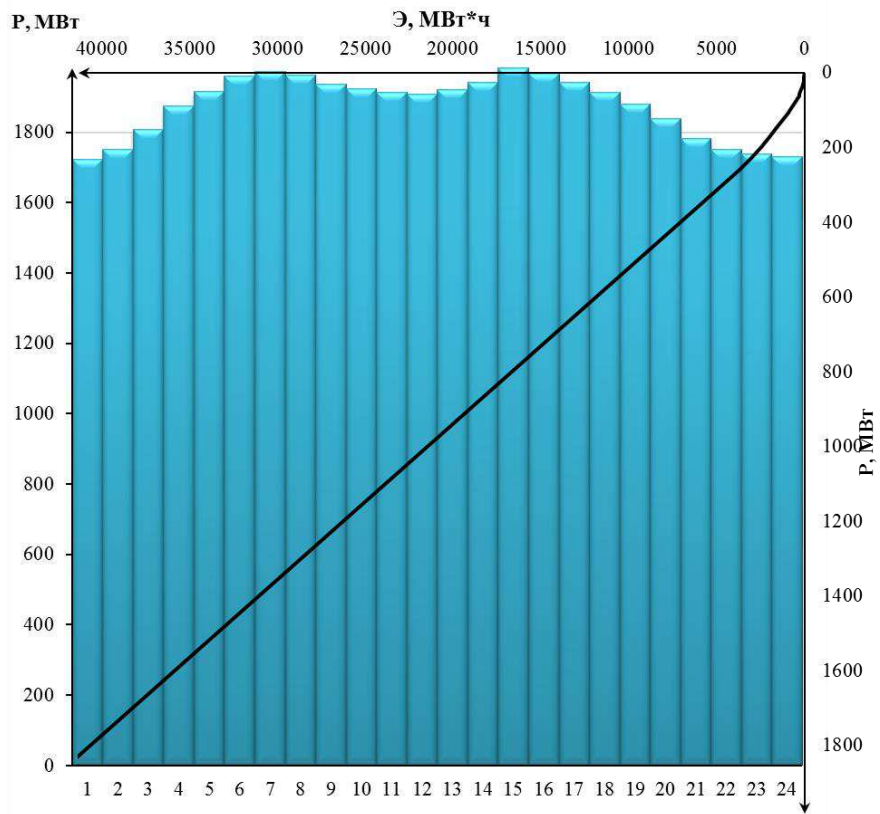


Рисунок 2.4 – Интегральная кривая нагрузки по зимнему периоду

2.3 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 (530 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:

$$N_{\text{быт}} = k_N Q_{\text{быт.пол}} H, \quad (2.3)$$

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

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

$Q_{\text{быт.пол}}$ - полезный бытовой расход.

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

$$N_{\text{ВХК}} = k_N Q_{\text{ВХК}} H. \quad (2.4)$$

Результаты расчётов сведены в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 – Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Q_{90\% \text{быт}}$	61	62	72	305	1029	1135	888	689	534	336	145	67
$Q_{\text{потреб}}$	4	4	4	12	12	12	12	12	8	4	4	4
$Q_{\text{фильтрации}}$	2	2	2	5	5	5	5	5	5	2	2	2
$Q_{\text{испарения}}$	0	0	0	12	15	18	12	8	5	0	0	0
$Q_{\text{льдообразования}}$	-8	-4	0	3	7	13	10	5	0	-6	-9	-11
$Q_{\text{полезный}}$	63	60	66	273	990	1087	849	659	516	336	148	72
$Z_{\text{вб}}$	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530
$Z_{\text{нб}}$	430,5	430,5	430,5	431,8	436,1	436,4	435,5	434,5	433,8	432,6	431,0	430,5
H	98,7	99,1	99,1	97,8	93,5	93,2	94,1	95,1	95,8	97,0	98,6	99,1
$N_{\text{ГЭС быт}}$ МВт	54	52	57	232	806	881	695	545	430	283	127	62
$Q_{\text{ВХК}}$	400	400	400	300	300	300	300	300	300	400	400	400
$Z_{\text{вб}}$	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530
$Z_{\text{нб}}$	432,5	432,5	432,5	432,0	432,4	432,4	432,4	432,4	432,4	433,1	432,5	432,5
H	96,6	96,6	96,6	97,2	96,8	96,8	96,8	96,8	96,8	96,1	96,6	96,6
$N_{\text{ГЭС ВХК}}$ МВт	336	336	336	254	253	253	253	253	253	334	336	336
$N_{\text{ГЭС быт}} - N_{\text{ГЭС ВХК}}$	-282	-285	-279	-21	553	628	443	292	178	-51	-209	-274

2.4 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 2.5.

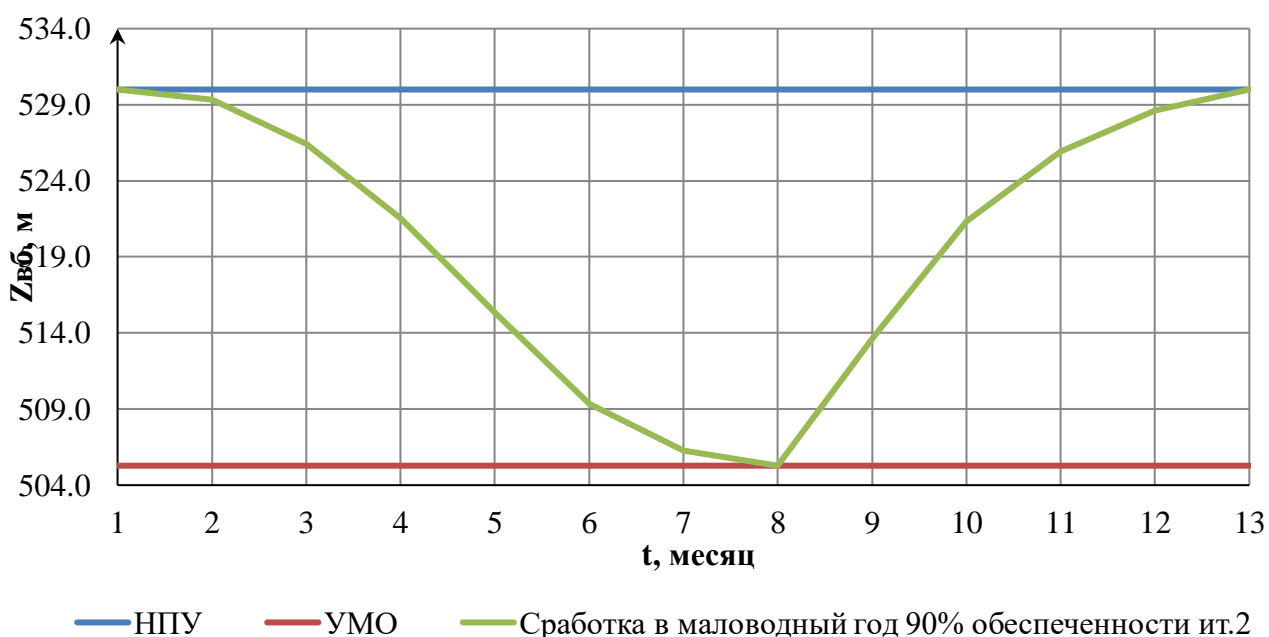


Рисунок 2.5 – График сработки-наполнения водохранилища

2.5 Определение установленной мощности ГЭС, баланс мощностей.

Исходя из известной гарантированной мощности проектируемой станции, используя интегральную кривую суточного зимнего графика нагрузки энергосистемы, требуется определить вытесняющую рабочую мощность проектируемой станции.

Вытесняющая рабочая мощность определяется построением прямоугольного треугольника на ИКН зимы, катетами которого являются: катет параллельный оси энергии – гарантированная мощность в пересчете на энергию, катет параллельный оси мощностей – вытесняющая рабочая мощность проектируемой станции. При построении данного прямоугольного треугольника известна величина только одного катета (гарантированная мощность в пересчете на энергию), величину второго катета требуется определить. То же выполняем и на интегральной кривой суточного летнего графика нагрузки энергосистемы.

Вытесняющая рабочая мощность:

$$N_{\text{выт.раб.}} = 580 \text{ (МВт)}.$$

Установленная мощность станции – это вытесняющая рабочая мощность с учётом резервов. Так как на проектируемой станции не предусматривается дополнительного объёма водохранилища, то располагаем на ней только нагрузочный резерв равный 2,0 (%) от вытесняющей рабочей мощности.

$$N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}} = N_{\text{выт.раб.}}^{\text{пр.ГЭС}} + N_{\text{рез}}^{\text{нагр}} = N_{\text{выт.раб.}}^{\text{пр.ГЭС}} + 0,02 \cdot N_{\text{выт.раб.}}^{\text{пр.ГЭС}} \quad (2.5)$$

где $N_{\text{выт.раб.}}^{\text{пр.ГЭС}}$ – определяется из суточной интегральной кривой нагрузки по зиме;
 $N_{\text{рез}}^{\text{нагр}}$ – нагрузочный резерв, равный 2,0 (%) от $N_{\text{выт.раб.}}$.

$$N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}} = 580 + 0,02 \cdot 580 = 592 \text{ (МВт)}.$$

2.6 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года

Водно-энергетические расчёты 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 3,052 млрд. кВт·ч – по мощностям маловодного года.
- Выработка 3,025 млрд. кВт·ч – по отметкам маловодного года.

В качестве среднемноголетней принимаем наибольшую выработку – 3,052 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 для летних и зимних условий		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС		Линия ограничения по ВХК	
					Н	Q	Н	Q	Н	Q
Qнб	Zнб,зима	H нпу	H умо	Hзвб1(p)	Н	Q	Н	Q	Н	Q
0	430	99,2	74,5	90,7	94,9	716,5	86,2	789,0	97,4	300
809,6	434,59	94,6	69,9	86,1	94,6	718,8	85,3	784,9	90	300
1746	437,37	91,8	67,1	83,3	93,9	724,2	84,0	778,9	72,8	300
2619	439,37	89,8	65,1	81,3	93,2	729,6	82,7	772,9	-	-
3492	440,95	88,2	63,5	79,8	92,5	735,1	81,4	766,8	-	-
4365	442,26	86,9	62,2	78,5	91,8	740,7	80,1	760,6	-	-
5238	443,37	85,8	61,1	77,3	91,1	746,4	78,8	754,4	-	-
6111	444,34	84,8	60,1	76,4	90,4	752,2	77,5	748,2	-	-
6984	445,2	84,0	59,3	75,5	89,7	758,1	76,2	741,9	-	-
7857	445,98	83,2	58,5	74,7	89,0	764,0	74,9	735,5	-	-
8730	446,69	82,5	57,8	74,0	88,3	770,1	73,6	729,1	-	-
9603	447,34	81,8	57,1	73,4	87,6	776,3	72,3	722,6	-	-
10476	447,94	81,2	56,5	72,8	86,2	788,9	70,3	712,6	-	-

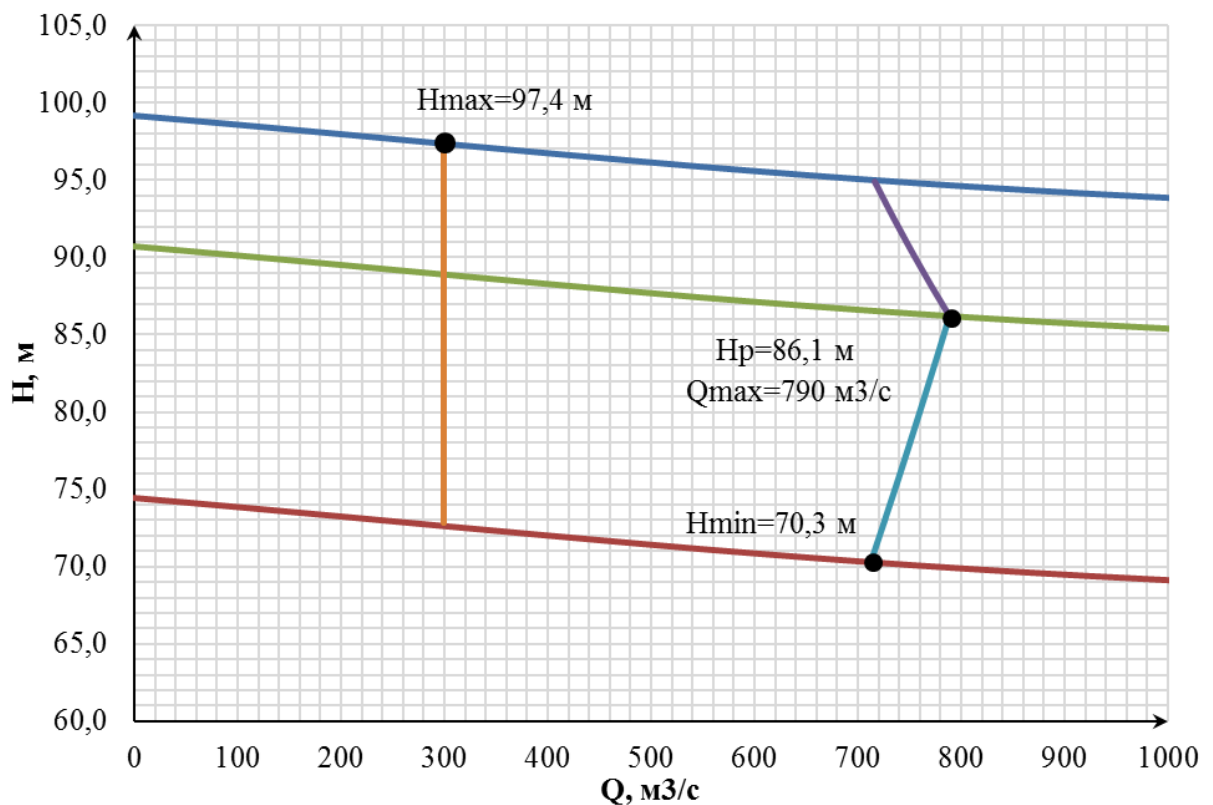


Рисунок 3.1 - Режимное поле проектируемой ГЭС по напору и расходу

Из построенного режимного поля было определено:

- максимальный напор $H_{max} = 97,4$ (м). Определен в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;

- максимальный расход $Q_{ГЭС}^{max} = 790$ ($\text{м}^3/\text{с}$). Определен в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

- расчётный напор $H_p = 86,1$ (м). Определен в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

- минимальный напор $H_{min} = 70,3$ (м). Определен в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

Для максимального напора 97,4 м рассмотрены следующие гидротурбины:

- поворотно-лопастная диагональная ПЛД115-В60⁰ (не используется в расчетах так как в России турбины данного типа не производятся),

- радиально-осевая РО115-В.

$$\frac{H_{min}}{H_{пред}} = \frac{70,3}{115} = 0,61 > 0,6. \quad (3.1)$$

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
$D_{1, \text{м}}$	0,5156
$H_{\text{мод}}, \text{м}$	4
$t_{\text{мод}}, \text{°C}$	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:

$$\eta_{\text{T}} = 1 - (1 - \eta_{\text{M}}) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{M}}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_{\text{M}}}{H_{\text{P}}^{\text{N}}}} \sqrt[5]{\frac{v_{\text{H}}}{v_{\text{M}}}} \right), \quad (3.2)$$

где $\eta_{\text{M}}, D_{1\text{M}}, H_{\text{M}}$ – КПД, диаметр и напор модельной турбины; $D_1, H_{\text{P}}^{\text{N}}$ – диаметр и расчетный напор натурной турбины; $v_{\text{M}}, v_{\text{H}}$ – 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:

$$N_{\text{a}} = 9,81 Q_{1\text{p}} D_1^2 H_{\text{P}}^{\text{N}} \sqrt{H_{\text{P}}^{\text{N}} \eta_{\text{T}} \eta_{\text{Г}}^{\text{CP}}}, \quad (3.3)$$

где $Q_{1\text{p}}$ – приведенный расход в расчетной точке; $\eta_{\text{Г}}^{\text{CP}}$ – средний КПД генератора (предварительно принимаем $\eta_{\text{Г}} = 0,96$).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z'_a = \frac{N_{\text{гэс}}^{\text{уст}}}{N_a}, \quad (3.4)$$

где $N_{\text{гэс}}^{\text{уст}} = 592$ МВт – установленная мощность.

Расчитанное 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.

$$N_a = \frac{N_{\text{уст}}}{Z_a}. \quad (3.5)$$

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{I_p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.6)$$

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 точке.

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:

$$n'_{I_{min}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta}}, \quad (3.7)$$

$$n'_{I_{расч}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{расч} \cdot \Delta}}, \quad (3.8)$$

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

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:

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

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:

$$q'_{Imin} = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{min} \cdot \Delta}} \quad (3.11)$$

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

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

$D_1, \text{м}$	4,5	4,75	5	5,3	5,6	6
η_T	0,935	0,936	0,936	0,936	0,937	0,937
$N_a^*, \text{МВт}$	155,47	173,30	192,10	215,94	241,18	277,01
$Z_a^*, \text{шт}$	3,81	3,41	3,08	2,74	2,45	2,14
$Z_a, \text{шт}$	4	4	4	3	3	3
$N_a, \text{кВт}$	147,9	147,9	147,9	197,2	197,2	197,2
$n_c^*, \text{об/мин}$	1,051	1,051	1,052	1,052	1,052	1,053
$n_c, \text{об/мин}$	158,5	150,2	142,7	134,7	127,5	119,0
$n'_{min}, \text{об/мин}$	166,7	150	150	136,4	125	115,4
$n'_p, \text{об/мин}$	87,3	82,9	87,2	84,1	81,4	80,5
$n'_{max}, \text{об/мин}$	78,9	74,9	78,8	76,0	73,5	72,7
$Q_1 \cdot \eta_T, H_p$	74,2	70,4	74,1	71,4	69,1	68,4
$Q_1 \cdot \eta_T, H_{max}$	4,5	4,75	5	5,3	5,6	6
$Q'_1, \frac{\text{м}^3}{\text{с}} (H_{max})$	0,935	0,936	0,936	0,936	0,937	0,937
$Q'_1, \frac{\text{м}^3}{\text{с}} (H_{min})$	155,47	173,30	192,10	215,94	241,18	277,01

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-475, РО115-В-530, РО115-В-560. 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.

-	PO115 – B		
$D_1, \text{м}$	4,75	5,3	5,6
$H_S(H_{max}), \text{м}$	1,37	0,05	1,85
$H_S(H_p), \text{м}$	-0,8	-2,87	-0,67
$H_S(H_{min}), \text{м}$	1,11	0,42	1,44
$\nabla Z_{p.k.}, \text{м}$	432,36	431,40	433,19
$\nabla Z_{p.k.}, \text{м}$	431,12	428,65	430,83
$\nabla Z_{p.k.}, \text{м}$	432,11	431,73	432,78

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

-	PO115 – B		
$D_1, \text{м}$	4,75	5,3	5,6
η_T	0,936	0,936	0,937
$Z_a, \text{шт}$	4	3	3
$N_a, \text{МВт}$	147,9	197,2	197,2
$\nabla Z_{p.k.}, \text{м}$	431,12	428,65	430,83
$H_S, \text{м}$	-0,8	-2,87	-0,67
Наличие гидрогенератора	-	CB-1130/220-44	-

Из анализа полученных вариантов для РО115-В, была выбрана турбина РО115-В-530, т.к турбина данного диаметра обладает наибольшим значением КПД в расчетной точке, оптимальным количеством агрегатов, которые смогут гарантировать бесперебойную работу станции. Также для данного диаметра было найдено значение H_s которое обеспечивает бескавитационный режим.

Высота отсасывания: -2,87 м.

Отметка установки РК: 428,65 м.

3.2.3 Определение геометрических размеров проточной части

Для выбранной гидротурбины необходимо рассчитать спиральную камеру. Расчет круглых сечений спиральной камеры.

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:

$$Q_{вх} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360} = 248 \cdot \frac{351}{360} = 242 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.17)$$

Площадь входного сечения:

$$F_{вх} = \frac{Q_{вх}}{v_{cp}} = \frac{242}{8,92} = 27,15 \text{ м}^2. \quad (3.18)$$

Радиус входного сечения:

$$r_{вх} = \sqrt{\frac{F_{вх}}{\pi}} = \sqrt{\frac{27,15}{3,14}} = 2,94 \text{ м}. \quad (3.19)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a = R_4 + \sqrt{r_{вх}^2 + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 6,9 \text{ м}. \quad (3.20)$$

Последовательно задаваясь рядом значений углов φ_i через $\Delta\varphi = 15^\circ$, рассчитываем все сечения спиральной камеры.

Расчет сечений сведен в 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	0,662	2,940	6,863	9,80
336	0,933	0,634	2,860	6,771	9,63
321	0,892	0,605	2,778	6,677	9,46
306	0,850	0,577	2,695	6,581	9,28
291	0,808	0,549	2,610	6,482	9,09
276	0,767	0,520	2,524	6,380	8,90
261	0,725	0,492	2,436	6,274	8,71
246	0,683	0,464	2,346	6,164	8,51
231	0,642	0,436	2,254	6,049	8,30
216	0,600	0,407	2,159	5,928	8,09
201	0,558	0,379	2,062	5,800	7,86
186	0,517	0,351	1,962	5,662	7,62
171	0,475	0,322	1,857	5,511	7,37
156	0,433	0,294	1,748	5,341	7,09
141	0,392	0,266	1,632	5,140	6,77
126	0,350	0,238	1,501	4,862	6,36

Т.к. для дальнейших углов φ сечение СК принимает форму эллипса, то методика, указанная выше, не подходит. Строим плавную зависимость по уже имеющимся координатам (таблица 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

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:

$$D_B^* \geq \left(\frac{5.1 \cdot M_{кр}}{\tau_{доп}} \right)^{0.33}, \quad (3.21)$$

где $\tau_{доп} = 30 \div 35$ МПа.

$M_{кр}$ – крутящий момент, определяем по формуле 3.22:

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 235000}{136,4} = 16,78 \text{ кН} \cdot \text{м}. \quad (3.22)$$

Тогда:

$$D_B^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot 16,78}{35} \right)^{0.33} = 1,34 \text{ м}.$$

Полученное значение диаметра округляем в большую сторону до стандартного значения. Принимаем $D_g = 1,400 \text{ м}$.

3.4 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки

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

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

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

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 10 м^3 , состоящим из 1 сосуда на давление 4 МПа (40 кгс/см^2), с маслонасосным 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 «Рубцовская» 330 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 Сосновской ГЭС в качестве источников питания приняты:

- от подстанции «Сосновская» 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:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\Gamma}} = \frac{200 - 200 \cdot 0,01}{0,85} = 234,0 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ 250000/330 УХЛ1. Каталожные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 -Каталожные данные трансформатора ТДЦ 250000/330 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	347	15,75	11	790	300	0,50

4.2.2 Выбор трансформаторов собственных нужд

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

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

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 330 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{\Gamma} \cdot \left(\frac{P_{\Gamma} - P_{\text{сн}}}{\cos\varphi_{\Gamma}} \right) = 3 \cdot \left(\frac{200 - 10}{0,85} \right) = 675 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.3)$$

где n_{Γ} – количество генераторов на ГЭС; P_{Γ} – активная мощность генератора; $P_{\text{сн}}$ – активная мощность потребляемая собственными нуждами с одного агрегата.

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 330 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 360 \text{ МВт}; K = 1,0; \cos\varphi_c = 0,85.$$

Число отходящих линий 330 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{(K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos\varphi_c)} = \frac{675}{(1,0 \cdot 360 / 0,85)} = 1,6 \text{ шт.} \quad (4.4)$$

Принимается число ВЛ 330 кВ равным $n_{\text{л}} = 2 + 1 = 3$.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{675}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 330} = 0,39 \text{ кА.} \quad (4.5)$$

По величине тока выбираем провод марки АС – 300/39. 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:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{675}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 330} = 0,59 \text{ кА.} \quad (4.6)$$

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

Таблица 4.3 -Каталожные данные провода марки АС – 300/39

Число проводов в фазе	R_0 Ом/км	X_0 Ом/км	b_0 , См/км
3	0,048	0,328	0,000341

4.3.2 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Главные электрические схемы электростанций проектируются исходя из следующих требований:

- ремонт выключателей 330 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-330 кВ: 6 (3 ВЛЭП 330 кВ, 3 единичных 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 распределительного устройства 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:

$$x_{Г} = x''_{d} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0,21 \cdot \frac{15,75^2}{235} = 0,23 \text{ Ом.} \quad (4.7)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

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

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{Т} = \frac{U_{К\%} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = 52,98 \text{ Ом.} \quad (4.9)$$

Система:

$$x_{С} = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{кз}} = \frac{330^2}{150} = 726 \text{ Ом.} \quad (4.10)$$

Линии связи 500 кВ с энергосистемой:

$$x_{л} = x_{0,уд} \cdot l = 0,328 \cdot 200 = 65,60 \text{ Ом.} \quad (4.11)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_{Т} = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = \frac{15,75}{347} = 0,07. \quad (4.12)$$

Определим активные сопротивления всех элементов цепи в именованных единицах.

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,23}{0,045 \cdot 314} = 0,02 \text{ Ом.} \quad (4.13)$$

$$r_c = \frac{x_c}{T_{a,c} \cdot \omega} = \frac{726}{0,03 \cdot 314} = 66,06 \text{ Ом.} \quad (4.14)$$

$$r_{\text{л}} = r_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,048 \cdot 200 = 9,60 \text{ Ом.} \quad (4.15)$$

$$r_{\text{T}} = \Delta P_k \cdot \frac{U_6^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = 0,79 \cdot \frac{347^2}{250^2} = 1,52 \text{ Ом.} \quad (4.16)$$

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	ТР1	15,75
5	ТР2	15,75
6	ТР3	15,75
7	КРУЭ 330	330
8	Система	330

Таблица 4.5 - Исходные данные по ветвям

Тип	Узел начала	Узел конца	Название	R Ом	X, Ом	Коэффициент трансформации
Выкл	1	4	Г1 – ТР1	-	-	-
Выкл	2	5	Г2 – ТР2	-	-	-
Выкл	3	6	Г3 – ТР3	-	-	-
Тр-р	4	7	ТР1 – КРУЭ 330	1,52	52,98	0,070
Тр-р	5	7	ТР2 – КРУЭ 330	1,52	52,98	0,070
Тр-р	6	7	ТР3 – КРУЭ 330	1,52	52,98	0,070
ЛЭП	7	8	КРУЭ 330 - СИСТЕМА	9,60	65,60	
ЛЭП	7	8	КРУЭ 330 - СИСТЕМА	9,60	65,60	
ЛЭП	7	8	КРУЭ 330 - СИСТЕМА	9,60	65,60	

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	0,02	0,23	0,02	0,23	0,02	0,23	17,8
Г2	2	0,02	0,23	0,02	0,23	0,02	0,23	17,8
Г3	3	0,02	0,23	0,02	0,23	0,02	0,23	17,8
Система	8	66,06	726,0	66,06	726,0	66,06	726,0	525,0

Результаты расчётов короткого замыкания представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 - Результаты расчёта

Точка КЗ	П	$I_{п0}^{(3)}$,кА	$I_{п0}^{(1)}$,кА
К-1 (шины 330 кВ) 1ф	5	12,78	19,88
К-2 (шины 330 кВ) 3ф	5	8,54	13,29
К-3 (генератор 15,75 кВ) 3ф	1	44,65	69,46

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-Г3 15,75 кВ:

$$I_{Г,раб.мах} = 1,05 \cdot I_{Г,ном} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г,ном}} = 1,05 \cdot \frac{235}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 9045 \text{ А.} \quad (4.17)$$

Рабочий ток трансформатора ТДЦ-250000/330:

$$I_{T1-T3, \text{раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{T, \text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{T, \text{НОМ}}} = 1,05 \cdot \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 347} = 420 \text{ А.} \quad (4.18)$$

Рабочий ток в линиях связи с системой 330 кВ:

$$I_{L1-L3, \text{раб.мах}} = \frac{S_{\text{раб.мах}}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{675}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 330} = 390 \text{ А.} \quad (4.19)$$

$$I_{L1-L3, \text{раб.утж}} = \frac{S_{\text{раб.мах}}}{\sqrt{3} \cdot (n_W - 1) \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{675}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 330} = 590 \text{ А.} \quad (4.20)$$

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: $U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НОМ.с}}$; $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб,мах}}$; $B_{\text{к,НОМ}} \geq B_{\text{к,расч}}$.

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
$U_{\text{сети,НОМ}} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 9045 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 10000 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 12500 \text{ А}$
$I_{n0} = 44,65 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.СКВ}} = 50 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.СКВ}} = 410 \text{ кА}$
$i_y = 69,46 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.СКВ}} = 130 \text{ кА}$	$I_{\text{Т.СТ}} = 160 \text{ кА}$
-	$I_{\text{НОМ.ОТКЛ}} = 50 \text{ кА}$	$t_{\text{ОТКЛ}} = 3 \text{ с.}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) = 79,74 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.НОМ}} = I_T^2 \cdot t_T = 7,5 \text{ МА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.НОМ}} = I_T^2 \cdot t_T = 76,8 \text{ МА}^2 \cdot \text{с}$

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
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma, \text{раб}} = 9045 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 18000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-06-15. Производитель ЗАО «ГК «Электроцит» - 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
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$

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 330 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 330 кВ на отходящих линиях представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.11 – Сводная таблица по выбору ячейки КРЭ 330 кВ

Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети ном}} = 330 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 330 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 460 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 8,54 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 63 \text{ кА}$
$i_{\text{y}} = 13,29 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 164 \text{ кА}$

$W_{к,расч} = I_{н0}^2 \cdot (t_{отк} + t_{рз}) = 2,92 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{к,расч} = I_T^2 \cdot (t_{отк} + t_{рз}) = 63^2 \cdot (0,03 + 0,01) = 158,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
---	--

КРУЭ серии Т155 с током включает в себя основное оборудование подстанции: выключатели, разъединители с заземлителем, трансформаторы тока и напряжения, ОПН. КРУЭ является качественным распределительным устройством с множеством характеристик, включая компактность, безопасность, высокую надежность, удобство эксплуатации и стойкость к воздействию внешней среды.

Таблица 4.12 – Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 330 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-330/220/10/500 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;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;

На силовом трансформаторе блока ТДЦ 250000/330/15,75:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 330 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 330 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 330 кВ предусматривается УРОВ 330 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 250000/330/15,75
мощность номинальная, МВА	250
номинальное напряжение, кВ	ВН: 347; НН: 15,75.
напряжение короткого замыкания, %	11,0
группа соединений	Δ/Y – 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/Y – 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 (IDG)

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:

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

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:

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

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

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

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

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

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

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

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

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_T} = \frac{4635 \cdot 2}{46352}, \quad (5.13)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;

I_T - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

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

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

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

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

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

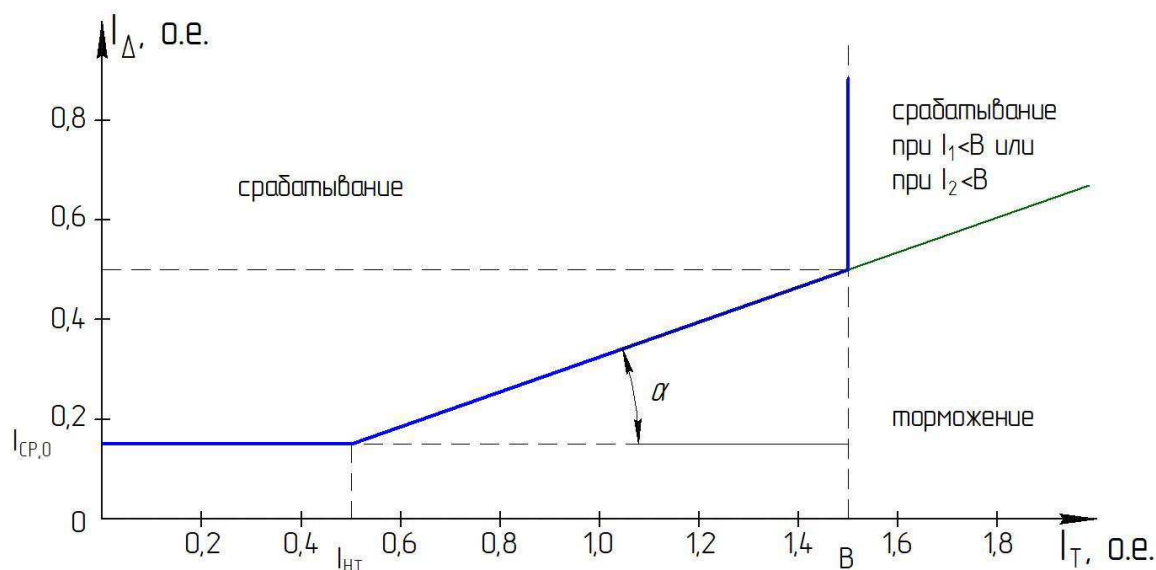


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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 ($I\Delta$)

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 гармонике 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.

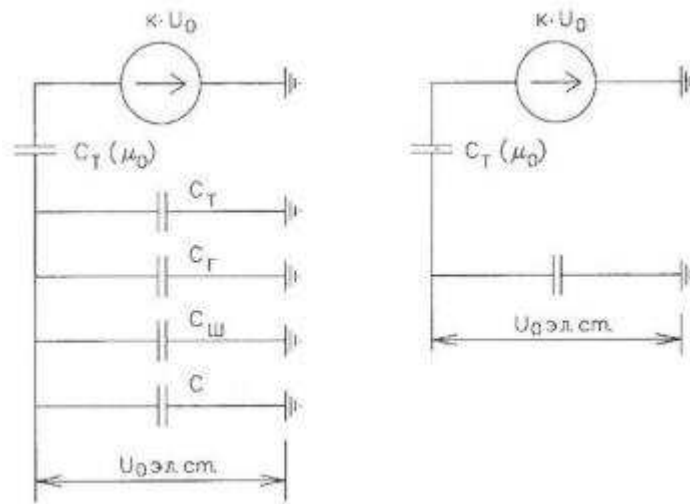


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

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 330 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:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 378}{\frac{15,75}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}}, \quad (5.21)$$

$$U_{\text{СР}} \geq 6,56,$$

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 напряжения 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 330 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 $I_{*2ПУСК} = 0,15$:

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

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

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

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

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.

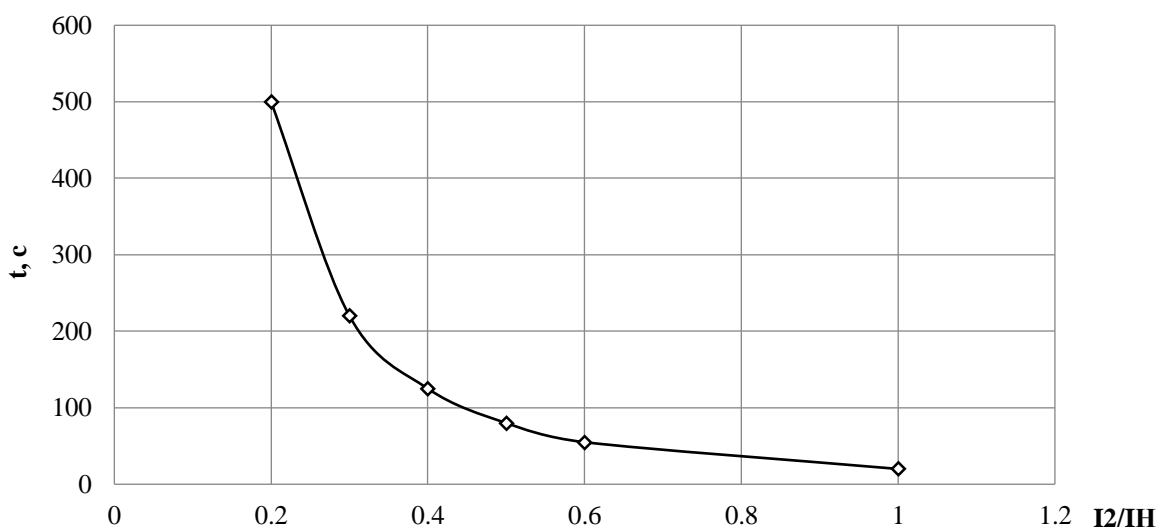


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

По второму условию:

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

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

$$= \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (233,33 + 0,050 + 0,122)} = 0,00165 \text{ о. е.}$$

$$x_{d^*}'' = x_d'' \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \right)^2 = 0,21 \left(\frac{347}{15,75} \right)^2 = 233,33 \text{ Ом.} \quad (5.35)$$

$$x_{\text{л}^*} = x_{0 \text{ уд}} \cdot l \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{U_{\text{НОМ}}^2} = 0,31 \cdot 190 \cdot \frac{235}{347^2} = 0,050 \text{ Ом.} \quad (5.36)$$

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

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2с.з.}^* = I_{2с.з.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,00165 \cdot 2 \cdot \frac{347}{15,75} = 0,11 \text{ о. е.} \quad (5.38)$$

б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 330 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 330 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:

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

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.

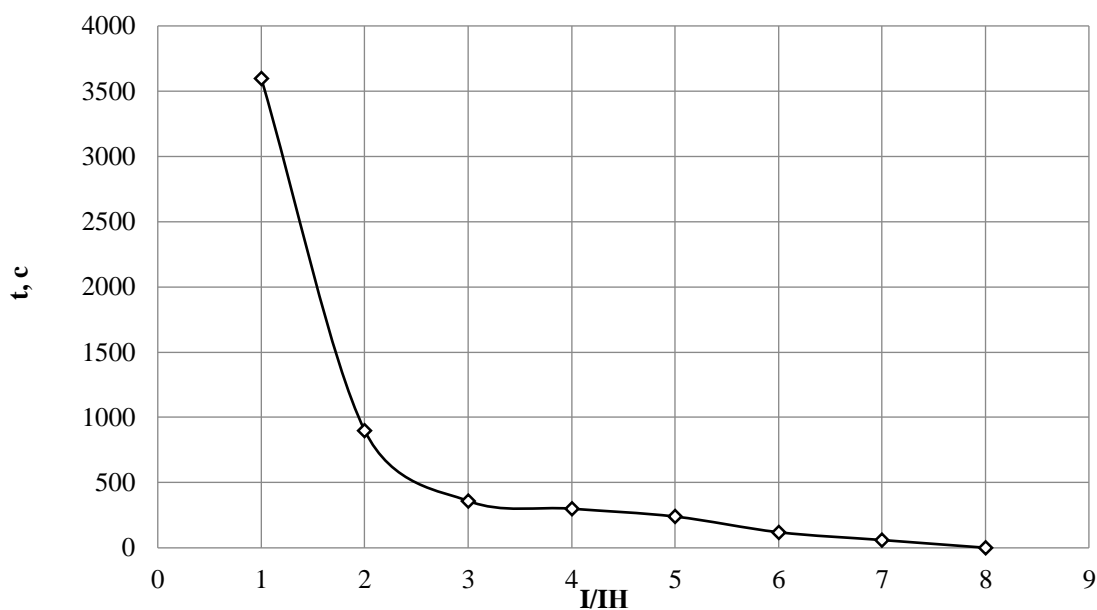


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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 $U_T <$.
Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 15750}{1,03 \cdot \frac{15750}{100}} = 66 \text{ В}. \quad (5.43)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 330 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 330 кВ ГЭС одного блока. Z_1 , приведенное к напряжению 330 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 330 кВ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 143,33 + \frac{0,8}{5} \cdot 59,23 = 124 \text{ Ом}, \quad (5.44)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 330 кВ;

$$Z_T = \frac{0,13 \cdot 347^2}{250} = 143,33 \text{ Ом}.$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,13 \cdot \frac{235}{235} + \frac{0,8}{5} \cdot \frac{235}{347^2} \cdot 59,23 = 0,112.$$

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:

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

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):

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

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 330 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.

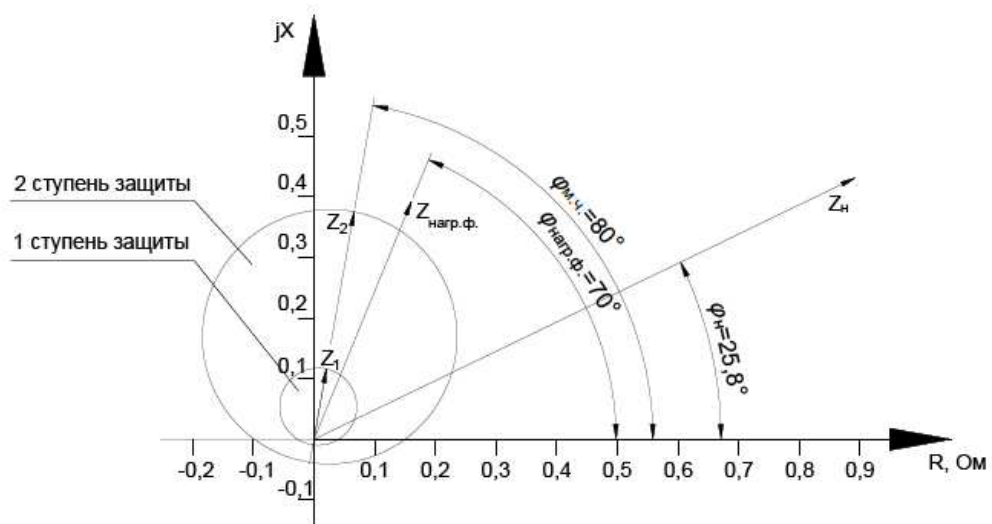


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты
5.4.8 Защита от перегрузки обмотки ротора

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.

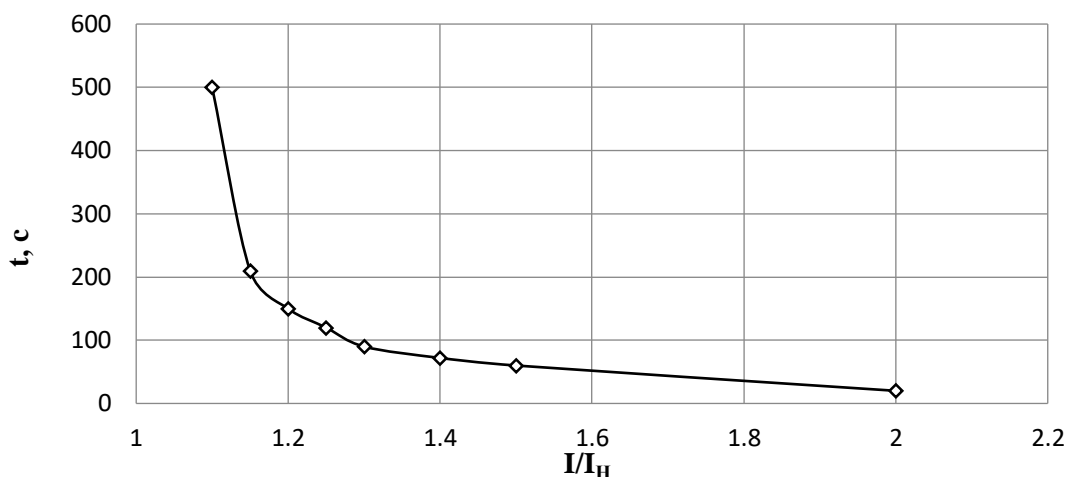


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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 – 3647 м³/с;
 - б) максимальный поверочный расход – 4188 м³/с;
- 6) Отметки:
 - а) нормального подпорного уровня (НПУ) – 530,00 м;
 - б) форсированного уровня воды (ФПУ) – 531,00 м;
 - в) отметка дна – 430,00 м;
- 7) Назначение гидроузла: энергетический;
- 8) Расход через 1 ГА ($Q_{1ГА}$): 286 м³/с;
- 9) Количество ГА – 3 шт.

6.2 Состав и компоновка сооружений гидроузла

В состав сооружения входят:

- водосбросная бетонная плотина гравитационного типа;
- станционная 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 ($H=108$ 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 ($N=592$ МВт), присвоен: II.

Класс гидротехнических сооружений в зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий (число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии гидротехнических сооружений 4000 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:

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

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:

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

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:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{530 - 430}{2} = 50,0 \text{ м}. \quad (6.3)$$

Высота ветрового нагона при НПУ по формуле (6.2):

$$\Delta h_{\text{set}} = \frac{1,92 \cdot 10^{-6} \cdot 19^2 \cdot 18000}{9,81 \cdot (50,0 + 0,5 \cdot 0)} \cos 0 = 0,0228 \text{ м.}$$

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:

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

50,0 > 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):

$$\nabla_{\text{ГБП}} = 530 + 2,58 + 0,0223 + 0,8 = 533,40 \text{ м.}$$

Таким образом, за отметку гребня плотины принимаем $\nabla_{\text{ГБП}} = 533,40 \text{ м.}$

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:

$$Q_p = Q_{max.осн.} - Q_{ГЭС} = 3467 - (3 - 1) \cdot 286 = 2895 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.11)$$

где Q_{max} – максимальный основной расход 0,1% обеспеченности; $Q_{ГЭС}$ – 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, $286 \text{ м}^3/\text{с}$.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{p.осн.}}{q_B} = \frac{2895}{68,125} = 42,50 \text{ м}, \quad (6.12)$$

где q_B – удельный расход на водосливе:

$$q_B = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 54,5 = 68,125 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.13)$$

где q_p – удельный расход на рисберме.

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ} = 5,0 \cdot 10,9 = 54,5 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.14)$$

где $h_{НБ}$ – глубина в НБ при максимальном основном расходе, определяется по графику $Q = f(H)$, $УНБ = 440,9 \text{ м}$, тогда

$$h_{НБ} = УНБ - \nabla_{дна} = 440,9 - 430,0 = 10,9 \text{ м}, \quad (6.15)$$

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

Определим количество водосливных отверстий. Зададимся стандартной шириной пролета отверстия $b = 10 \text{ м}$, тогда водосливных отверстий:

$$n = \frac{B}{b} = \frac{42,50}{10} = 4,25 \approx 5. \quad (6.16)$$

Ширина водосливного фронта, которую будем в дальнейшем использовать равна:

$$B = b \cdot n = 10 \cdot 5 = 50 \text{ м}. \quad (6.17)$$

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

Ширина водосливного фронта с учетом размеров быков в плане:

$$B_B = B + (n - 1) \cdot \delta_B = 50 + (5 - 1) \cdot 4 = 66,0 \text{ м.} \quad (6.18)$$

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:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{2895}{0,49 \cdot 50 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 8,93 \text{ м,} \quad (6.19)$$

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.);

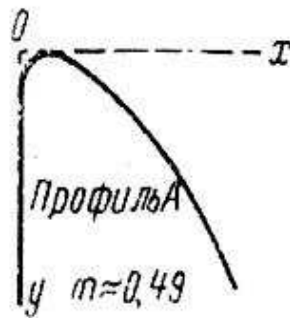


Рисунок 6.1 – Очертание водосливной стенки Кригера-Офицерова тип А

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \quad (6.20)$$

$$= \left(\frac{2895}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,92 \cdot 1 \cdot 50 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 9,44 \text{ м,}$$

где ε – коэффициент бокового сжатия;

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

Коэффициент сжатия определяется по формуле:

$$\varepsilon = 1 - \frac{0,2 \cdot H_{01} \cdot \xi}{b} = 1 - \frac{0,2 \cdot 8,93 \cdot 0,45}{10} = 0,92, \quad (6.21)$$

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 :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g} = 9,44 - \frac{1,1 \cdot 0,439^2}{2 \cdot 9,81} = 9,43 \text{ м}, \quad (6.22)$$

где v_0 – скорость потока на подходе к плотине.

Скорость потока на подходе к плотине, определяемая по формуле:

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна})(B + (n - 1)\delta_B)} = \quad (6.23)$$

$$= \frac{2895}{(530 - 430)(50 + (5 - 1) \cdot 4)} = 0,439 \text{ м/с},$$

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] $H_{ст} = 10,0$ м.

Отметка гребня водослива:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст} = 530,0 - 10,0 = 520,0 \text{ м}. \quad (6.24)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины по формуле:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} - 1,6 \cdot H_{ст} = 520 + 1,6 \cdot 10 = 536,0 \text{ м}. \quad (6.25)$$

Сравнивая с отметкой 533,4 полученной в пункте 6.3.1, принимаем итоговую отметку гребня плотины 536,0 метров, так как она больше.

В итоге принимаем высоту всего напорного фронта равной:

$$H_{пл} = \nabla_{ГБ} - \nabla_{подошвы} = 536 - 428 = 108 \text{ м}. \quad (6.26)$$

6.3.2.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

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

$$Q_{р.пов} = Q_{пов.мах} - Q_{ГЭС} = 4188 - (3 - 1) \cdot 286 = 3330 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.27)$$

где $Q_{\text{maxповер}}$ - 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:

$$\begin{aligned} H_{01\text{пов.}} &= \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = & (6.28) \\ &= \left(\frac{3330}{0,49 \cdot 50 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,8 \text{ м.} \end{aligned}$$

Полный напор на водосливе:

$$\begin{aligned} H_{02\text{пов.}} &= \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{m_{\text{пов}} \cdot \sigma_{\phi} \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = & (6.29) \\ &= \left(\frac{3330}{0,482 \cdot 1 \cdot 0,912 \cdot 1 \cdot 50 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,44 \text{ м.} \end{aligned}$$

$$\varepsilon = 1 - \frac{0,2 \cdot 9,8 \cdot 0,45}{14} = 0,912.$$

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

$$\begin{aligned} V_{0\text{пов}} &= \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot B} = & (6.30) \\ &= \frac{3330}{(531 - 430) \cdot (50 + (5 - 1) \cdot 4)} = 0,500 \text{ м/с,} \end{aligned}$$

где $\nabla\text{ФПУ}$ – отметка форсированного подпорного уровня ($\text{ФПУ}=531$ м).

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot v_{0\text{пов}}^2}{2g} = 10,44 - \frac{1,1 \cdot 0,5^2}{2 \cdot 9,81} = 10,43 \text{ м.} \quad (6.31)$$

Определяем расчётную отметку форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 520 + 10,43 = 530,43 \text{ м.} \quad (6.32)$$

Расчётная отметка ∇ ФПУ оказалась меньше заданной, следовательно, отметки ∇ ФПУ равной 531,0 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 $H_{ст} = 10,0$ 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	15	14	5,64	29	28	24,62
2	1	0,36	16	15	6,61	30	29	26,1
3	2	0,07	17	16	7,64	31	30	28,24
4	3	0	18	17	8,73	32	31	30,13
5	4	0,06	19	18	9,87	33	32	32,07
6	5	0,27	20	19	11,08	34	33	34,05
7	6	0,6	21	20	12,35	35	34	36,09
8	7	1	22	21	13,69	36	35	38,18
9	8	1,46	23	22	15,08	37	36	40,31
10	9	1,98	24	23	16,53	38	37	42,49
11	10	2,56	25	24	18	39	38	44,71
12	11	3,21	26	25	19,6	40	39	46,98
13	12	3,94	27	26	21,22	41	40	49,22
14	13	4,75	28	27	22,89	42	41	51,46

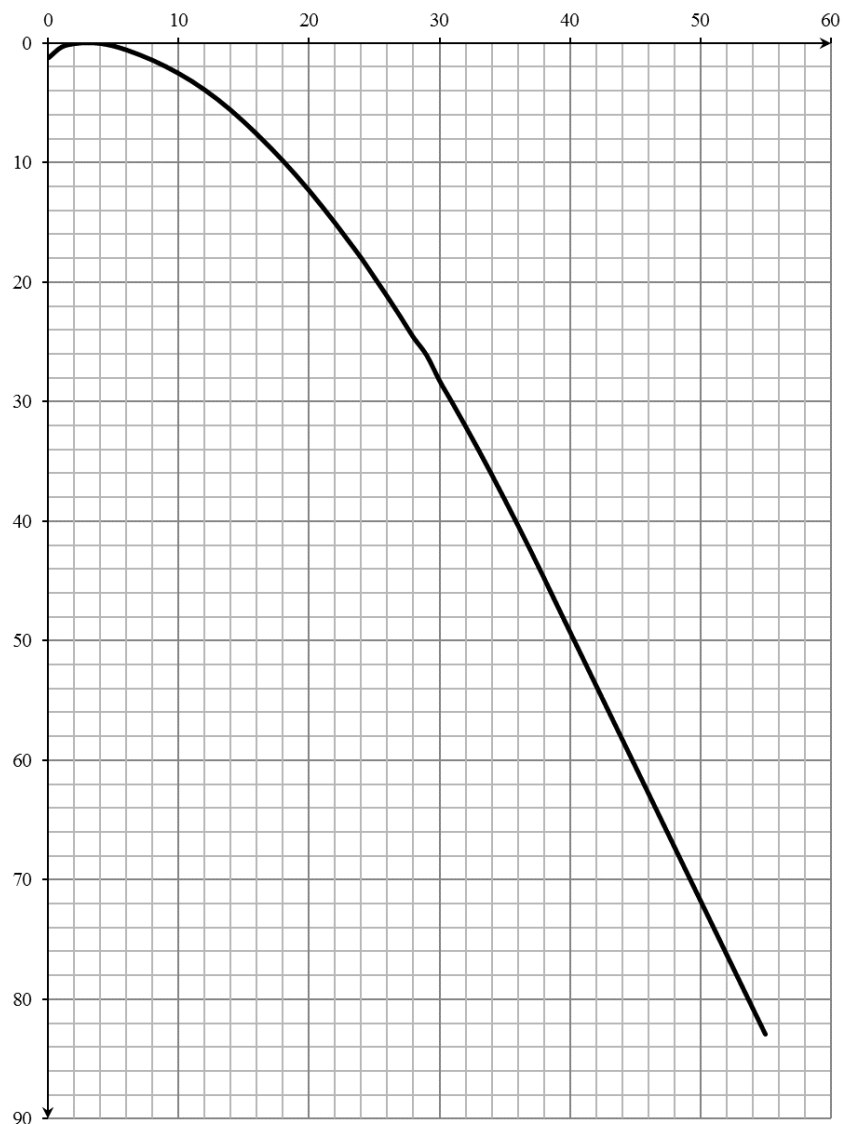


Рисунок 6.2 – Профиль оголовка плотины

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.

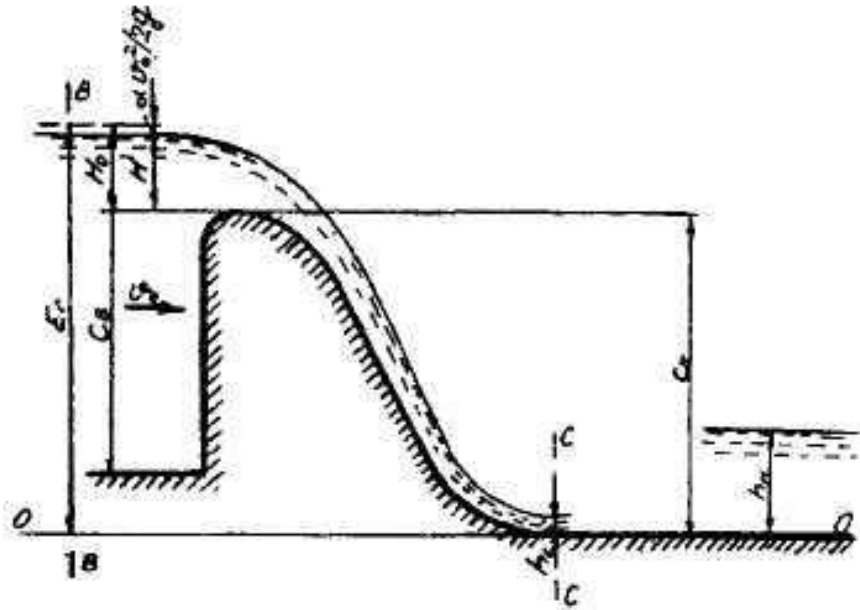


Рисунок 6.3 – Оголовок и сжатое сечение

Определяем критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн.мах}^2}{g \cdot (B + \sum \delta_6)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 2895^2}{9,81 \cdot (66)^2}} = 6,0 \text{ м.} \quad (6.33)$$

Определяем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} = 530 - 430 = 100 \text{ м.} \quad (6.34)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{100}{6,0} = 16,67 \text{ м.} \quad (6.35)$$

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 $\xi_c = 0,21$ и $\xi_c'' = 3,0$.

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,21 \cdot 6,0 = 1,26 \text{ м.} \quad (6.36)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 3,0 \cdot 6,0 = 17,99 \text{ м.} \quad (6.37)$$

Глубина в НБ при $Q_p=3467$ ($\text{м}^3/\text{с}$), $h_{\text{НБ}} = 10,9$ м, следовательно, прыжок отогнанный ($h_c'' > h_{\text{НБ}}$).

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 108 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:

$$a = h_{\text{НБ}} + (1 - 2)\text{м} = 11,72 + 1,28 = 13,0 \text{ м}, \quad (6.38)$$

где $h_{\text{НБ}} = 11,72$ м – глубина в НБ при $Q = 0,01\%$.

Отметка носка:

$$\nabla_{\text{НОС}} = \nabla_{\text{ДНА}} + a = 430,0 + 13,0 = 443,0 \text{ м}. \quad (6.39)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НОС}} = 530,0 - 443,0 = 87,0 \text{ м}. \quad (6.40)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 87,0} = 37,18 \text{ м/с}, \quad (6.41)$$

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

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{43,86}{37,18} = 1,18 \text{ м}. \quad (6.42)$$

$$q = \frac{Q_{\text{р.осн.}}}{B} = \frac{2895}{66} = 43,86 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (6.43)$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{37,18^2}{9,81 \cdot 1,18} = 119,48. \quad (6.44)$$

Дальность отлета струи:

$$L = K_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (6.45)$$

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

$$Z_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА} = 530 - 430 = 100 \text{ м}. \quad (6.46)$$

По формуле (6.48):

$$L = 0,8 \cdot 87 \cdot 0,9^2 \cdot \sin(2 \cdot 30^\circ) \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{100}{87} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30^\circ}} \right) = 113,90 \text{ м}.$$

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

$113,90 > 40,0$ – условие выполняется.

Глубина размыва – яма:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}}. \quad (6.47)$$

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_{\text{Н}}. \quad (6.48)$$

Таким образом:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{119,48}) \cdot \sqrt{119,48} \cdot \sqrt[4]{\frac{10,9}{1}} \cdot 1,18 = 37,20.$$

$$h_{\text{раз}} = 37,20 - 10,9 = 26,30 \text{ м}.$$

Центр ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{\operatorname{tg}\alpha_1}. \quad (6.49)$$

$$\operatorname{tg}\alpha_1 = \sqrt{\operatorname{tg}^2\alpha + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{\text{НБ}})}{V_H^2 \cdot \cos^2\alpha}}. \quad (6.50)$$

$$\operatorname{tg}\alpha_1 = \sqrt{\operatorname{tg}^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,18 \cdot \cos 30^\circ + 13,0 - 10,9)}{37,18^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,38.$$

$$L_1 = 113,85 + \frac{37,20}{0,38} = 211,13 \text{ м.}$$

Длина горизонтального участка ямы размыва:

$$\begin{aligned} b_{\text{раз}} &= 2,5 \cdot h_{\text{кр}} + 3,7 \cdot H_p = 2,5 \cdot 6,0 + 3,7 \cdot 26,30 = \\ &= 112,30 \text{ м.} \end{aligned} \quad (6.51)$$

6.3.2.7 Пропуск расходов через донные отверстия

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.

$$Q_{\text{р.в.}} = \frac{V_{\text{пол.вдхр.}}}{t_{\text{сраб}}} + Q_{\text{пр}} = \frac{626000000}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} + 360 = 718 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (6.52)$$

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

$$Q = \mu \cdot \omega_{\text{во}} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{во}}}. \quad (6.53)$$

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

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

$$Q_{1 \text{ отв}} = \frac{Q_{\text{р.в.}}}{2} = 359,0 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (6.54)$$

Для того, чтобы определить $H_{\text{ВО}}$ нужно предварительно задаться высотой отверстия и отметкой нижней кромки глубинного водовыпуска. Предварительно принимаем высоту отверстия $h=3,5$ м, отметку донного отверстия 433,5 м. Тогда отметка над центром выходного отверстия:

$$\nabla_{\text{ЦВО}} = 433,5 + \frac{h}{2} = 435,25 \text{ м}. \quad (6.55)$$

Напор над центром выходного отверстия.

$$H_{\text{ВО}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ЦВО}} = 530 - 435,25 = 94,75 \text{ м}. \quad (6.56)$$

Площадь выходного отверстия при известном расходе будет равна:

$$\omega_{\text{ВО}} = \frac{Q_{1 \text{ отв}}}{\mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{ВО}}}} = \frac{359}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 94,75}} = 10,39 \text{ м}^2. \quad (6.57)$$

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

$$b = \frac{\omega_{\text{ВО}}}{h} = \frac{10,39}{3,5} = 2,96 \text{ м}. \quad (6.58)$$

Округлим до 3 м.

Тогда площадь поперечного сечения отверстия окончательно будет равна

$$\omega_{\text{ВО}} = b \cdot h = 3,5 \cdot 3 = 10,5 \text{ м}^2. \quad (6.59)$$

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 $m=0,7$.

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 530 - 428 = 102 \text{ м.} \quad (6.60)$$

Отметку подошвы плотины заглубляем в основание на 3 метра:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - 3 = 430 - 2 = 428 \text{ м,} \quad (6.61)$$

где $\nabla_{\text{дна}} = 430 \text{ м}$.

Определим ширину подошвы плотины:

$$B_n = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 102 = 71 \text{ м.} \quad (6.62)$$

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:

$$b_c = b + \delta_b = 10 + 4 = 14 \text{ м,} \quad (6.63)$$

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 24 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 дренажи, 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:

$$a_{др} \geq \frac{H_{max} \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}} = \frac{100 \cdot 1,25}{25} = 5,0 \text{ м}, \quad (6.64)$$

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:

$$H_{max} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} = 530 - 430 = 100 \text{ м}. \quad (6.65)$$

Таким образом, $a_{др}$ принимается равным 7,1 м, что удовлетворяет условию $a_{др} \geq 5,0 \text{ м}$.

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 провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Назначаем шириной – 3,0 м, высотой – 3,5 м.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначаем шириной – 2,0 м, высотой – 3,0 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:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B = 0,1 \cdot 71 = 7,1 \text{ м}, \quad (6.66)$$

где B - ширина подошвы плотины

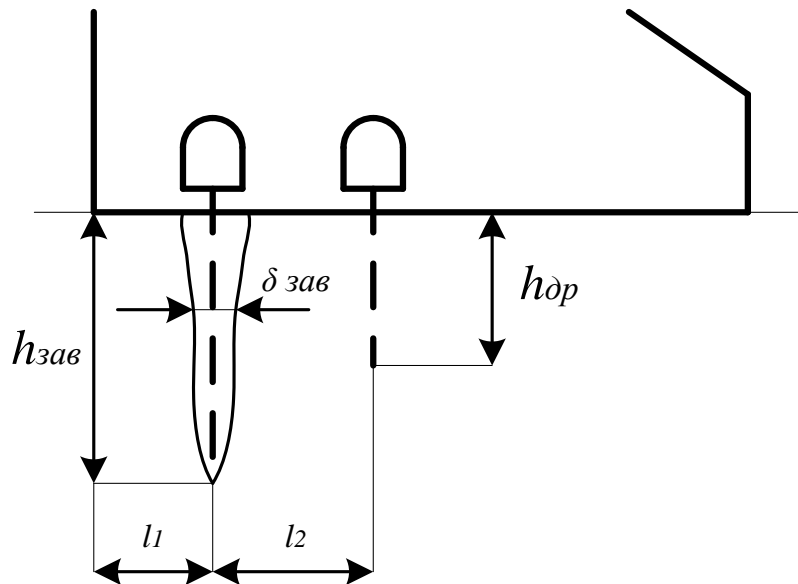


Рисунок 6.4 – Схема цементационной завесы и дренажа

Расстояние l_2 принимается конструктивно, $l_2 = 9$ м.

Глубина завесы:

$$h_{зав} = 0,5 \cdot H_{max} = 0,5 \cdot 96,31 \approx 48 \text{ м.} \quad (6.67)$$

$$H_{max} = \text{НПУ} - \text{УНБвхк} = 530 - 433,69 = 96,31 \text{ м.} \quad (6.68)$$

Принимаю расстояние между цементационными скважинами 2 метра.
Толщина завесы:

$$\delta_{зав} = \frac{\Delta H}{J_{кр}} \cdot \gamma_n = \frac{57,79 \cdot 1,25}{15} = 4,8 \text{ м} - 2 \text{ ряд ц. з.,} \quad (6.69)$$

где $\Delta H = (\text{НПУ} - \text{УНБвхк}) \cdot 0,6 = (530 - 433,69) \cdot 0,6 = 57,79 \text{ м}$ – потери напора на цементационной завесе; $J_{кр} = 15$ критический градиент для завесы; $\gamma_n = 1,25$ коэффициент надёжности по ответственности сооружения.

Таким образом:

Глубина дренажа:

$$h_{др} = 0,5 \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 48 \approx 24 \text{ м.} \quad (6.70)$$

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.

$$S_{пл} = 4457,58 \text{ м}^2.$$

$$S_{\delta} = 4920,98 \text{ м}^2.$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\delta}}{b + \delta_{\delta}} = \quad (6.71)$$

$$= \frac{4457,58 \cdot 10 \cdot 9,81 \cdot 2400}{10 + 4} = 74963,76 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

Плечо относительно сечения, проходящего через середину подошвы, вычисленное в ПК «AutoCAD» – 11,84 м.

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \rho_6 \cdot g}{b + \delta_6} = \frac{4920,98 \cdot 4 \cdot 2400 \cdot 9,81}{10 + 4} = 33102,73 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.72)$$

Плечо относительно сечения, проходящего через середину подошвы, вычисленное в ПК «AutoCAD» – 13,63 м.

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 115,0 \cdot \sqrt{115,0} \cdot 9,81 = 665,39 \text{ кН}, \quad (6.73)$$

где f - площадь затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (531,0 - 520,0 + 0,5) \cdot 10 = 115,0 \text{ м}^2. \quad (6.74)$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{669,39}{10 + 4} = 47,53 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.75)$$

6.6.2 Сила гидростатического давления воды

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

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_B^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 102^2}{2} = 51031,62 \text{ кН/м}. \quad (6.76)$$

$$H_B = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 530,0 - 428,0 = 102,0 \text{ м}. \quad (6.77)$$

- с нижнего бьефа НПУ:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_H^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 5,69^2}{2} = 158,80 \text{ кН/м}. \quad (6.78)$$

$$H_H = \nabla\text{УНБ} - \nabla\text{ПОД} = 433,69 - 428,0 = 5,69 \text{ м}. \quad (6.79)$$

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:

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}} = 530,0 - 433,69 = 96,31 \text{ м.} \quad (6.80)$$

Для плотин I класса с цементационной завесой и дренажом:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,40, \quad (6.81)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,20, \quad (6.82)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot 96,31 = 38,52 \text{ м,}$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot 96,31 = 19,26 \text{ м,}$$

$$H_t = 5,69 \text{ м.}$$

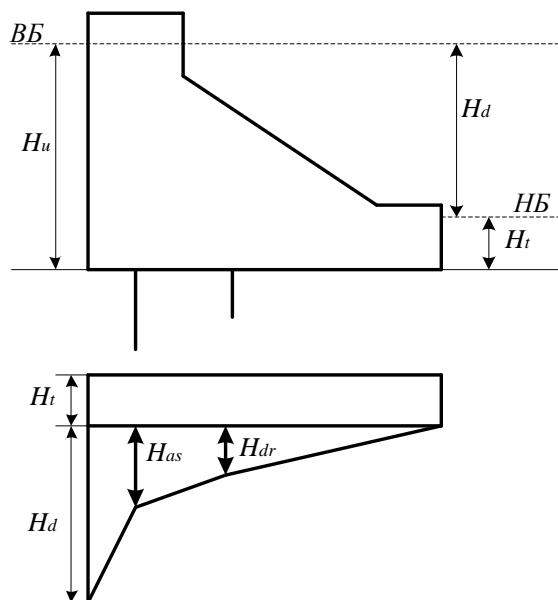


Рисунок 6.5 – Фильтрация на скальном основании

Сила фильтрационного давления:

$$W_\phi = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}}^\phi = 1000 \cdot 9,81 \cdot 1267,34 = 12432,61 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.83)$$

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:

$$\begin{aligned} p_{\text{взв}} &= \rho_w \cdot g \cdot (\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}}) = \\ &= 1000 \cdot 9,81 \cdot 5,69 = 55,82 \text{ кН}. \end{aligned} \quad (6.84)$$

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

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}}^{\text{взв}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 403,99 = 3963,14 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.85)$$

6.6.4 Давление наносов

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$\begin{aligned} p_{\text{н}} &= \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right) = \\ &= 10 \cdot 8 \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 39,2 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \end{aligned} \quad (6.86)$$

где $\gamma_{\text{н}} = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии; $h_{\text{н}}$ – толщина слоя наносов, принимаемая от уровня дна, $\varphi_{\text{н}} = 20^\circ$ – угол внутреннего трения наносов

$$h_{\text{н}} = \nabla_{\text{заил}} - \nabla_{\text{дна}} = 438,0 - 430,0 = 8,0 \text{ м}. \quad (6.87)$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_{\text{н}} = \frac{h_{\text{н}} \cdot p_{\text{н}}}{2} = \frac{8 \cdot 39,2}{2} = 156,8 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.88)$$

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:

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 2,58^2}{32,87} = 0,64 \text{ м}. \quad (6.89)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = \quad (6.90)$$

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

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{32,87}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 2,58 = 4,3. \quad (6.91)$$

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	→	51031,62	34,00	1735075,08
Тн	1,00	←	158,80	-1,90	-301,20
Гб	0,95	↓	31447,59	-13,63	-428630,69
Гпл	0,95	↓	71215,57	-11,84	-843192,37
Wвзв	1,00	↑	3963,14	0,00	0,00
Wф	1,00	↑	12432,61	17,72	220305,77
Qз	0,9	↓	42,78	-32,35	-1383,78
$W_{\text{волн}}$	1,00	→	136,50	97,73	13340,31
E_n	1,20	→	188,16	4,67	878,08
F		↔		51197,47	
N		↓↑		86310,19	
M		Σ		696091,19	

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

- 1) Для верховой грани:

$$\begin{aligned}\sigma_y^u &= -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = \\ &= -\frac{86310,19}{71,0} + \frac{6 \cdot 696091,19}{71,0^2} = -387,12 \text{ кН/м}^2,\end{aligned}\quad (6.92)$$

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

$$\begin{aligned}\sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = \\ &= -9,81 \cdot 102 = -1000,62 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},\end{aligned}\quad (6.93)$$

где $\gamma_w = 9,81 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды, $H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 102 \text{ м}$ – 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 $\tan \alpha_1 = 0$.

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0. \quad (6.94)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -387,12 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.95)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 118 = -1000,062 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.96)$$

2) Для низовой грани:

$$\begin{aligned}\sigma_y^t &= -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = \\ &= -\frac{86310,19}{71,0} - \frac{6 \cdot 696091,19}{71,0^2} = -2044,15 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.\end{aligned}\quad (6.97)$$

$$\begin{aligned}\sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \\ &= -2044,15 \cdot 0,83^2 - 9,81 \cdot 5,69 \cdot (1 - 0,83^2) = \\ &= -1425,58 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},\end{aligned}\quad (6.98)$$

где $m_t = \tan \alpha_2$, где α_2 – угол между низовой гранью и вертикалью, $H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}}(Q_{\text{НПУ}}) - \nabla_{\text{ПОД}} = 5,69 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = \quad (6.99)$$

$$= -(9,81 \cdot 3,7 - 2044,15) \cdot 0,83 = 1650,32 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = \\ &= -2044,15 \cdot (1 + 0,83^2) + 9,81 \cdot 5,69 \cdot 0,83^2 = \\ &= -3413,91 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \end{aligned} \quad (6.100)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 5,69 = -5,582 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.101)$$

Для наглядности все расчёты сведём в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 - Напряжения, возникающие в плотине

Грань	Напряжение	Значение, кПа
Верховая	σ_y^u	-387,12
	σ_x^u	-1000,62
	τ_{xy}^u	0
	σ_1^u	-387,12
	σ_3^u	-1000,62
Низовая	σ_y^t	-2044,15
	σ_x^t	-1425,58
	τ_{xy}^t	1650,32
	σ_1^t	-55,82
	σ_3^t	-3413,91

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

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.102)$$

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

$$1,25 \cdot 1 \cdot 3413,91 < 0,9 \cdot 7500,$$

$$4267,39 \text{кН/м}^2 < 6750 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Условие общей прочности выполняется.

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

$$\sigma'_y < 0,$$

$$-387,12 \text{ кН/м}^2 < 0 \text{ – условие выполнено.}$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.103)$$

$$387,12 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 102 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

$$387,12 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 255,0 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

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:

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.104)$$

$$\begin{aligned} R &= (G_{\text{пл}} + G_{\text{Б}} - W_{\text{взв}} - W_{\text{ф}} + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega = \\ &= (71215,4 + 31447,6 - 3963 - 12432,6 + 42,8) \cdot 0,7 + \\ &+ 100 \cdot 71,0 = 67517,14 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (6.105)$$

где $\tan \varphi = 0,7$ – внутреннее трение для грунта основания (осадочный грунт – гранит); $c = 100 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для скалы; $\omega = B_{\text{п}} \cdot 1 = 71,0 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$\begin{aligned} F &= T_{\text{в}} - T_{\text{н}} + W_{\text{волн}} + E_{\text{н}} = \\ &= 52037,15 - 923,31 + 33,64 + 188,16 = 51335,63 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \end{aligned} \quad (6.106)$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{64235,88 \cdot 0,95}{51335,63 \cdot 0,9} \geq 1,25 ,$$

$$1,32 \geq 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Сосновской 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 ГЭС на основе анализа полученных данных.

На основании выше перечисленного и Акте обследования состояния ГЭС 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 Сосновской 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 Сосновской 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 Сосновской 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 Сосновской 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 Сосновской 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 Сосновской ГЭС' предусмотрена система автоматического пожаротушения (АППТ).

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 Сосновская ГЭС расположена на территории Алтайского края. 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 6 тыс. га сельхозземель, из них 2 тыс. га пашни. Водохранилищем будет затоплено около 43 тыс. га земель, в основном лесных (площадь затопляемых сельхозугодий – 52 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 Сосновской 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.

8 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагается с построения календарного плана, который должен содержать все этапы проектирования станции, от земляных работ до установки основного и вспомогательного оборудования станции.

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				
		2020	2021	2022	2023	2024
Установленная мощность	МВт	592	592	592	592	592
Число часов использования установленной мощности	Часы	4700	4700	4700	4700	4700
Выработка электроэнергии	МВт·ч					
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	2782400	2782400	2782400	2782400	2782400
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч					
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	41736	41736	41736	41736	41736
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.					
НДС к выручке	млн.руб	2740664	2740664	2740664	2740664	2740664

Вывод: увеличение выручки от реализации электроэнергии обусловлено ростом тарифов на электроэнергию.

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	152,354
Прочие расходы	274,00	163,578
Итого		315,932

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	0,04
от 6 до 15 лет	0,06
от 16 до 25 лет	0,08

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	80,14
ОАО «АТС» (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./МВт·ч	3,07
ОАО «ЦФР» (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./МВт·ч	0,89
Итого	-	84,10

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
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.



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				
	2020	2021	2022	2023	2020
Налог на прибыль, млн.руб.	-800798024	-800798024	-807829979	-813689942	-800798024
НДС, млн.руб.	459,9747747	475,9619813	491,949188	507,02284	459,9747747
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	1530000	1683000	2448000	2448000	1530000
Налог на имущество, млн.руб.	84336175	84336175	85079225	85698433,33	84336175
Итого	-714931389	-714778373	-720302262	-725543001	-714931389

Вывод: Исходя из вышеперечисленного, можно сделать вывод о том, что налог на прибыль и НДС составляют основную часть затрат. Ежегодно

происходит увеличение налога на прибыль, НДС. Соответственно, увеличиваются и затраты.

Налог на имущество достигает пикового значения в 2023 годах, далее постепенно идет на спад.

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			
	2020	2021	2022	2023
Выручка (нетто), млн.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00
Текущие расходы, млн.руб.	4003,99	4003,99	4039,15	4068,45
ЕБИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	-4003,99	-4003,99	-4039,15	-4068,45
ЕБИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	-800,80	-800,80	-807,83	-813,69
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	-3203,19	-3203,19	-3231,32	-3254,76
НОПАТ (чистая прибыль), млн.руб.	20,00	20,00	20,00	20,00
Ставка налога на прибыль,%	2020	2021	2022	2023

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

Динамика суммы чистой прибыли показана на рисунке 8.2.

НОПАТ (чистая прибыль)

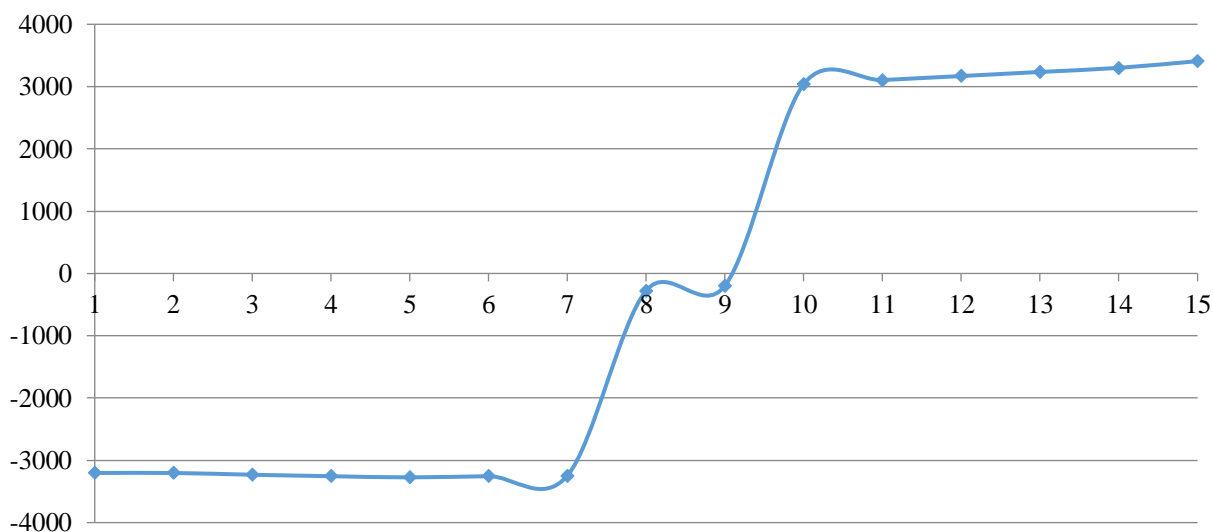


Рисунок 8.2 – Чистая прибыль, млн. руб.

Вывод: Рост прибыли с каждым годом происходит постепенно, увеличивается по мере ввода оборудования в эксплуатацию. Также рост прибыли обусловлен увеличением выручки от продаж электроэнергии и мощности.

8.5 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, %	11,6
Дисконтированный период окупаемости – DPВ, мес.	108
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,12
Себестоимость эл. энергии, руб./кВт·ч	1,44
Удельные капиталовложения, руб./кВт	58752,66

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

9 Правила эксплуатации гидротехнических сооружений Сосновской ГЭС

9.1 Общие положения

Настоящее правило безопасной эксплуатации гидротехнических сооружений (далее – ГТС) разработан в соответствии с требованиями к содержанию правил эксплуатации гидротехнических сооружений (за исключением судоходных и портовых гидротехнических сооружений) утвержденным приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 2 октября 2015 г. №395.

Состав и количество персонала определяется проектом в зависимости от класса ГТС и объема эксплуатационных работ, обеспечивающих безопасность ГТС.

Руководитель исполнительного комитета несет ответственность за эксплуатацию ГТС, обеспечивает работоспособное состояние и безаварийную работу ГТС, для чего осуществляются систематические наблюдения за состоянием ГТС.

Руководитель исполнительного комитета должен пройти аттестацию в Территориальной аттестационной комиссии управления Ростехнадзора и иметь соответствующее удостоверение.

Основной задачей эксплуатации гидротехнических сооружений (плотин), является обеспечение их работоспособного состояния при соблюдении требований по охране окружающей среды, соблюдение норм и правил безопасности ГТС при эксплуатации, ремонте, реконструкции, контроль за показателями состояния ГТС.

Выполнение предписаний органов надзора является обязательной. За невыполнение предписаний органов надзора несет ответственность собственник ГТС.

9.2 Документация, необходимая для нормальной эксплуатации

Для нормальной эксплуатации на ГТС должна быть документация, отражающая состояние сооружений и правила их эксплуатации:

- технические паспорта гидротехнических сооружений; исполнительные чертежи;
- правила эксплуатации водохранилищ; местные инструкции по эксплуатации ГТС; журналы наблюдений.

Критерии безопасности устанавливаются для каждого ГТС с учетом его конструктивных особенностей, геологических, гидрологических, климатических и сейсмических условий.

ГТС-ы, расположенные на территории поселения, имеют нормальный уровень безопасности, т.е. ГТС соответствуют проекту, действующим нормам и правилам, значения критериев безопасности не превышают предельно допустимых для работоспособного состояния сооружений и оснований, эксплуатация осуществляется без нарушений действующих законодательных актов, норм и правил, предписания органов государственного контроля и надзора выполняются.

Декларация безопасности не разрабатывается, ГТС-ы расположенные на территории поселения, не входят в перечень объектов, подлежащих декларированию безопасности.

Согласно ст.15 Закона РФ от 21.07.97г. №117-ФЗ «О безопасности гидротехнических сооружений» риск гражданской ответственности по обязательствам, возникающим вследствие причинения вреда жизни, здоровью физических лиц, имуществу физических и юридических лиц в результате аварии гидротехнического сооружения, подлежит обязательному страхованию на время строительства и эксплуатации данного гидротехнического сооружения. Страхователем риска гражданской ответственности за причинение вреда является собственник гидротехнического сооружения или эксплуатирующая организация.

9.3 Техническое обслуживание ГТС

9.3.1 Осуществление эксплуатационного контроля за состоянием ГТС

Эксплуатационный контроль за состоянием и работой ГТС должен обеспечивать:

Проведение систематических наблюдений с целью получения достоверной информации о состоянии сооружений, оснований, береговых примыканий в процессе эксплуатации;

Своевременную разработку и принятие мер по предотвращению возможных повреждений и аварийных ситуаций;

Получение технической информации для определения сроков и наиболее эффективных и экономичных способов ремонтных работ и работ по реконструкции;

Выбор оптимальных эксплуатационных режимов работы ГТС.

9.3.2 Организация и осуществление натурных наблюдений

Натурные наблюдения за состоянием ГТС должен быть организован с начала их возведения и продолжаться в течение всего времени строительства и эксплуатации.

Объем и периодичность натурных наблюдений первоначально устанавливаются проектом и в дальнейшем могут быть изменены на основании

результатов наблюдений, в зависимости от состояния гидротехнических сооружений и изменений технических требований к контролю. Эти изменения производятся по решению руководителя, согласованному с проектной организацией.

При организации и проведении наблюдений за гидротехническими сооружениями необходимо соблюдать следующие требования

- Регистрация уровней бьефов осуществление наблюдений в одни и те же календарные сроки за параметрами, связанными между собой причинно-следственными зависимостями (раскрытие швов - температуры, противодействие - фильтрационный расход и т.д.);

- Осуществление осмотров сооружений по графику, учитывающему сезонность раскрытия трещин и швов, фильтрации и водопроявлений через бетон, специфику поведения конкретного сооружения (появление наледей, выход воды на низовую грань, зарастание откосов, влияние атмосферных осадков и т.д.).

На ГТС в сроки, установленные инструкцией и в предусмотренном ею объеме, должны проводиться наблюдения:

- за осадками и смещениями сооружений и их оснований;
- за деформациями, трещинами в сооружениях и облицовках;
- за состоянием деформационных и строительных швов;
- за состоянием креплений откосов грунтовых плотин, дамб, каналов и выемок;

- за состоянием напорных трубопроводов;
- за режимом уровней бьефов гидроузла, фильтрационным режимом в основании и теле сооружений и береговых примыканий, работой дренажных и противотрационных устройств, режимом грунтовых вод в зоне сооружений;

- за воздействием потока на сооружения, в частности, размывом водобоя и рисбермы, дна и берегов, за кавитационным разрушением водосливных граней, истиранием и коррозией облицовок, просадкой, оползневыми явлениями, заилением и зарастанием бассейнов, переработкой берегов водоемов;

- за воздействием льда на сооружения и их обледенением.

При необходимости, в соответствии с проектом, организуются специальные наблюдения за вибрацией сооружений, прочностью и температурным режимом конструкций, коррозией металла и бетона, состоянием сварных швов металлоконструкций, выделением газа на отдельных участках сооружений и другие наблюдения и исследования.

9.3.3 Применяемые методики инструментального контроля параметров ГТС, их измерения и описания

Для выполнения сложных и ответственных работ по оценке состояния ГТС, разработке мероприятий по повышению их безопасности и надежности с

применением приборов и инструментов должны привлекаться проектные, специализированные и научно-исследовательские организации.

9.3.4 Графики осмотров ГТС

ГТС должно регулярно подвергаться периодическим техническим осмотрам для оценки состояния сооружений, уточнения сроков и объемов работ по ремонту, разработки предложений по улучшению их технической эксплуатации, а также качества всех видов ремонтов. Плановые технические осмотры сооружений могут быть общими и выборочными. Общие осмотры следует проводить два раза в год - весной и осенью.

Общий весенний осмотр сооружений проводится для оценки их состояния и готовности к пропуску паводка после таяния снега или весенних дождей. При весеннем осмотре уточняются сроки и объемы работ по текущему ремонту перед пропуском паводка, а также определяются объемы работ по текущему ремонту сооружений на предстоящий летний период и по капитальному ремонту на текущий и следующий годы. Общий осенний осмотр проводится с целью проверки подготовки гидротехнических сооружений к зиме. К этому времени должны быть закончены все летние работы по ремонту.

При выборочном осмотре обследуются отдельные гидротехнические сооружения или отдельные их элементы. Периодичность выборочных осмотров определяется местными условиями эксплуатации. Кроме плановых осмотров, должны проводиться внеочередные осмотры ГТС после чрезвычайных стихийных явлений или аварий.

9.3.5 Организация и проведение предпаводковых и послепаводковых обследований ГТС

Ежегодно до наступления паводкового периода противопаводковая комиссия проводит обследование ГТС к пропуску весеннего половодья:

- общий осмотр состояния ГТС;
- проверка действия затворов и оборудования, работа которых связана с пропуском высоких вод;
- проверка проездов и подъездов для автотранспорта к ГТС с учетом неблагоприятных метеорологических условий (дождь, снежный покров и т.п.).

После прохождения половодья (паводка) ГТС, особенно крепления нижнего бьефа, а также оборудование должны быть осмотрены, выявлены повреждения и назначены сроки их устранения.

9.3.6 Перечень должностных лиц, производящих наблюдения и измерения

Руководитель исполнительного комитета, а также арендаторы ГТС несут ответственность за наблюдения на ГТС. Собственник ГТС своим

распоряжением назначает ответственного по эксплуатации ГТС и заключается договор.

9.3.7 Организация и осуществление обработки и анализа результатов наблюдений и измерений

Результаты наблюдений записываются в соответствующие ведомости и журналы. По результатам обследования гидротехнических сооружений составляется акт, в котором дается краткое описание обследованного объекта, его технического состояния, а также организации эксплуатации, ремонта и контроля за соблюдением инструкций, с указанием выявленных недостатков, а также рекомендации и предложения по поддержанию в рабочем состоянии ГТС. При комиссионном обследовании сооружений акт подписывается всеми членами комиссии.

Анализ изучения проектной и исполнительной документации и результатов обследования гидротехнических сооружений выполняется с целью окончательного установления:

- технического состояния сооружений;
- необходимости выполнения специальных исследований для повышения безопасности работы сооружений;
- оценки безопасности гидротехнического сооружения и анализ причин ее снижения
- мер по обеспечению технически исправного состояния гидротехнического сооружения и его безопасности, а также по предотвращению аварии гидротехнического сооружения.

9.3.8 Порядок подготовки и регламент проведения ремонтных работ, типовые схемы и решения по ремонту повреждений, которые подлежат немедленному устранению (в случае, если создают угрозу) эксплуатационным персоналом.

Задачи ремонтного обслуживания состоят в поддержании сооружений в работоспособном состоянии за счет проведения плановых и внеплановых ремонтных работ, выполняемых как собственными силами, так и силами подрядных организаций.

Проведение ремонтных работ на гидротехнических сооружениях должно осуществляться в соответствии с перспективными (многолетними), ежегодными и месячными планами работ.

Планы ремонтных работ составляются на основании результатов:

- систематических осмотров гидротехнических сооружений, в том числе после прохождения паводков;
- внеочередных осмотров после стихийных бедствий или аварий (отказов);

- систематического контроля за состоянием сооружений, включающего в себя инструментальные натурные наблюдения, периодические и специальные обследования и испытания.

На гидротехнических сооружениях, находящихся в предаварийном состоянии или имеющих повреждения, представляющие опасность для людей или создающие угрозу работоспособности напорных гидротехнических сооружений и технологического оборудования, ремонтные работы должны выполняться немедленно.

Выполняемые ремонты могут быть текущими и капитальными. К капитальным ремонтам относятся работы, в процессе которых производится восстановление (замена) конструкций или отдельных элементов гидротехнических сооружений, повреждения которых снижают надежность и безопасность их эксплуатации или ограничивают их эксплуатационные возможности.

Текущие ремонты гидротехнических сооружений предусматривают выполнение работ по предохранению конструктивных элементов гидротехнических сооружений от износа путем своевременного устранения повреждений.

Выполнению капитального ремонта гидротехнического сооружения должно предшествовать составление проекта ремонта, обосновывающего принятое техническое решение, принятый способ организации ремонтных работ, намеченные сроки ремонта, затраты. Проекты капитальных ремонтов должны составляться независимо от способа ремонта (хозяйственный, подрядный).

К составлению проекта капитального ремонта наиболее ответственных элементов гидротехнических сооружений (дренажных и водопорных элементов; поверхностей, подверженных воздействию высокоскоростных потоков; гасителей энергии потока в нижнем бьефе; контрольно-измерительной аппаратуры и т.п.), а также работ по укреплению их основания и береговых примыканий, должны привлекаться специализированные организации.

Приемку гидротехнических сооружений после капитального ремонта производит комиссия, назначенная в установленном порядке. При приемке ремонтных работ должно быть проверено их соответствие проекту. Запрещается приемка в эксплуатацию сооружений с недоделками, препятствующими их эксплуатации и ухудшающими экологическое состояние окружающей среды и безопасность труда персонала.

9.4 Основные правила технической эксплуатации ГТС

9.4.1 Требования техники безопасности при эксплуатации ГТС

Лица, допущенные к работам должны быть обучены и иметь об этом запись в удостоверении в соответствии с требованиями:

- При ремонтных работах должна соблюдаться предусмотренная проектом производства работ или технологической документацией последовательность операций,

- Водосбросное сооружение должны быть защищены от попадания в них посторонних предметов, льда ледозащитным устройством.

Служебный мост оборудуется оградой или перилами

На время пропуска паводка устанавливается круглосуточное наблюдение за уровнем воды в водохранилище и прохождением воды через водосбросные сооружения, за состоянием сооружений и дамбы.

Работы по очистке водозаборных и водосбросных сооружений должны производиться в присутствии ответственного руководителя.

9.4.2 Основные показатели технической исправности и работоспособности ГТС

Основными показателями технической исправности и работоспособности ГТС являются:

- обеспечение проектной пропускной способности;

- отсутствие заиливания и зарастания, обрушения и размывов земляных элементов;

- недопущение подтопления и затопления поверхностными водами прилегающих земель;

- отсутствие размывов нижних бьефов, повреждений креплений рисберм и откосов;

- возможность тарировки и определения расхода воды через отверстия сооружений по гидравлическим параметрам (уровням воды, высоте открытия затворов и т. п.);

- отсутствие течей воды через швы сооружений;

- надлежащая культура производства эксплуатационных работ, эстетическое оформление и благоустройство сооружений.

9.4.3 Мероприятия, проводимые в случае возникновения аварийных ситуаций, при катастрофических паводках, превышающих пропускную способность водосбросных сооружений

В производственной инструкции должен быть изложен план действий эксплуатационного персонала при возникновении на ГТС аварийных ситуаций.

Действия персонала должны быть направлены на устранение возможных причин, создающих угрозу аварии, а в случае невозможности их устранения - на выполнение мероприятий по уменьшению ущерба от аварии.

Планом должны быть определены:

- меры по оповещению персонала и местного населения об угрозе возникновения аварийной ситуации, основные и резервные средства связи;

- места размещения и объемы аварийных материалов и инструментов; привлекаемые транспортные средства и основные маршруты их

- передвижения.

Немедленному устранению подлежат нарушения и процессы в работе ГТС и механического оборудования, представляющие опасность для людей и создающие угрозу устойчивости и работоспособности основных гидротехнических сооружений и технологического оборудования.

К таким нарушениям и процессам отнесены:

- резкое усиление фильтрационных процессов и суффозионных явлений с образованием просадочных зон и оползневых участков;
- неравномерная осадка гидротехнических сооружений и их оснований, превышающая предельно допустимые значения и создающая угрозу их устойчивости;
- забивка (заносы, завалы и т.п.) водопропускных и водосбросных сооружений, что может привести к переливу воды через гребень с последующим разрушением сооружения;
- выход из строя основных затворов или их подъемных механизмов, водосбросных и водопропускных устройств.

В инструкции должны быть отмечены наиболее вероятные причины возникновения аварийных ситуаций и составлен план действия персонала по их устранению.

В Причинами возникновения аварийных ситуаций могут быть:

- прохождение высокого паводка с расходами, превышающими расчетную пропускную способность водопропускных сооружений гидроузла;
- сейсмические явления;
- различного рода обвалы и оползания горных склонов, в том числе в водохранилище с образованием высоких волн;
- катастрофические атмосферные осадки (ливень, снегопад), ледовые и шуговые явления;
- ухудшение неблагоприятного фильтрационного режима в районе расположения гидроузла, оснований и примыканий гидротехнических сооружений;
- снижение прочности и устойчивости гидротехнических сооружений и их отдельных элементов, вызванные нарушениями правил эксплуатации,
- некачественным выполнением строительно-монтажных работ и вследствие ошибок, допущенных при проектировании.

При угрозе возникновения аварийных ситуаций необходимо организовать усиленный контроль за состоянием возможных зон повышенной опасности, а также иметь постоянную информацию от соответствующих государственных органов об угрозе возникновения стихийных явлений.

При наличии информации об угрозе возникновения катастрофических явлений предупредительными мерами по предотвращению и ликвидации возможных аварий, а также уменьшению ущерба могут быть:

- снижение уровня воды в водохранилище;
- наращивание гребней и укрепление откосов плотин;

- устройство дополнительных водосбросных отверстий или подготовка к созданию прорана в наиболее легко восстанавливаемых частях гидротехнических сооружений;
- устройство водоотбойных и струенаправляющих дамб и перемычек; перемещение в безопасное место оборудования и механизмов или
- обеспечение их защиты от возможных повреждений;
- обеспечение возможности открытия всех водосбросных отверстий;
- в случае необходимости — подрыв заклинившихся затворов.

Противоаварийные устройства, водоотливные и спасательные средства должны содержаться в исправном состоянии и периодически проверяться.

Во всех случаях, когда возникает угроза разрушения гидротехнических сооружений, необходимо срочное оповещение в установленном порядке всех населенных пунктов, расположенных ниже ГТС, и эвакуация населения из опасной зоны.

9.4.4 Наличие в организации финансовых (материальных) резервов для ликвидации аварий ГТС

В бюджете сельского поселения финансовые резервы не предусмотрены, в случае аварий на ГТС финансирование на ликвидации ЧС производится за счет средств резервного фонда Высокогорского муниципального района.

9.4.5 Порядок эксплуатации ГТС при нормальных условиях, в экстремальных ситуациях при пропуске паводков, половодий и отрицательных температурах

Эксплуатация гидротехнических сооружений при нормальных условиях определяется комплексом необходимых, постоянно выполняемых мероприятий, направленных на поддержание заданных параметров:

- уровень воды в водохранилище не должен превышать НПУ;
- при наполнении водохранилища, излишки воды следует сбрасывать, не допуская превышения уровня воды выше допустимых.

Пропуск половодий (паводков) ежегодно до наступления паводкового периода должна быть образована противопаводковая комиссия. В задачу комиссии входит разработка плана мероприятий по обеспечению пропуска половодья (паводка) через гидроузел и защиты ГТС от повреждений.

План мероприятий по пропуску половодья (паводка) разрабатывается заблаговременно, основываясь на предыдущих и текущем прогнозах Роскомгидромета, содержащих сроки начала и конца половодья, размер и характер его прохождения, а также максимальные величины приточного расхода половодья, и включает следующее:

- режим предварительной сработки водохранилища;
- режим работы гидроузла в период прохождения паводковых расходов;

- график маневрирования затворами;
- перечень аварийного запаса строительных материалов и мест их нахождения (камень, песок, щебень, лесоматериалы, материалы для уплотнения и др.), необходимых для ликвидации возможных размывов и повреждений сооружений, а также перечень транспортных средств, спецодежды, инструментов и оборудования.

В состав подготовительных работ перед половодьем (паводком) включаются:

- общий осмотр паводковой комиссией состояния ГТС;
- завершение планового ремонта ГТС, в том числе устройств, обеспечивающих отвод талых и дренажных вод;
- проверка действия затворов и оборудования, работа которых связана с пропуском высоких вод; выполнение мероприятий по обеспечению надежной работы затворов и их подъемных устройств;
- разборка или удаление временных сооружений и конструкций, устанавливаемых на морозный период (запаней, тепляков, потокообразователей и др.);
- дополнительное укрепление откосов грунтовых сооружений и берегов в местах, подверженных размыву; защита линий электропередач, расположенных в пойменных участках, от подмыва оснований и воздействия льда во время ледохода; расчистка от снега и наледей нагорных канав у сооружений, кюветов на гребне и бермах плотин;
- организация аварийных бригад на время пропуска половодья (паводков), обучение их производству работ, которые могут потребоваться при пропуске, проведение инструктажа по технике безопасности;
- проверка и поддержание в исправном состоянии проездов и подъездов для автотранспорта к ГТС и складам аварийного запаса с учетом неблагоприятных метеорологических условий (дождь, снежный покров и т.п.).

Срок окончания подготовительных работ устанавливается в зависимости от местных условий, но не позднее чем за 15 дней до начала половодья, определенного прогнозом Роскомгидромета. Осуществляется ежедневный контроль за своевременным выполнением мероприятий, предусмотренных планом по пропуску половодья.

В инструкции по эксплуатации ГТС приводится перечень работ, выполняемых на гидроузле в период подготовки и прохождения паводка с распределением обязанностей эксплуатационного персонала на этот период.

На гидроузлах, где для пропуска высоких паводков предусмотрена форсировка, повышение уровня воды выше отметки НПУ допустимо только при полностью открытых всех водосбросных и водопропускных отверстиях. При снижении притока воды отметка уровня воды должна быть в кратчайшее время понижена до НПУ.

После прохождения половодья (паводка) ГТС, особенно крепления нижнего бьефа, а также оборудование должны быть осмотрены, выявлены повреждения и назначены сроки их устранения.

В план подготовки к эксплуатации ГТС при отрицательной температуре должны быть включены следующие мероприятия:

- проверка готовности к действию затворов, предназначенных для работы в зимний период, и механизмов, их обслуживающих, а также исправности уплотнений;
- проверка готовности шугосбросных устройств, решеткоочистительных механизмов;
- подготовка инструментов и приспособлений (багров, граблей, пешней и т.п.); подготовка подъездов на сооружения; организация сменных бригад по сбросу льда, шуги и т.п.

Пропуск льда должен производиться через поверхностные водосбросные отверстия с обеспечением достаточного слоя воды над порогом во избежание его повреждения.

Готовность сооружений к работе в зимних условиях проверяется комиссией по подготовке к зиме.

9.5 Обеспечение безопасности ГТС

Наличие системы охраны ГТС

Наличие системы охраны на ГТС не предусмотрены.

Наличие и поддержание локальной системы оповещения о чрезвычайных ситуациях на ГТС

Наличие и поддержание локальной системы оповещения о чрезвычайных ситуациях на ГТС не предусмотрена.

Наличие аварийно-спасательных формирований

Наличие аварийно-спасательных формирований при эксплуатации ГТС не требуется.

Наличие противопожарной защиты

Организация противопожарной защиты сооружений на ГТС, разработка соответствующих инструкций о мерах пожарной безопасности не требуется.

Наличие систем охранного освещения

Наличие систем охранного освещения на ГТС не предусмотрено.

Наличие средств связи, автоматики и телемеханики

Наличие средств связи, автоматики и телемеханики не предусмотрено.

Экологическая безопасность при эксплуатации ГТС

Под экологической безопасностью понимается такая форма функционирования ГТС, при которой в течение службы эксплуатации все заданные процессы, параметры и свойства ГТС в рамках геоэкологических ограничений не вызывают угрозу возникновения негативных последствий (экологических ущербов).

9.6 Перечень (план) необходимых мероприятий и требований по обеспечению безопасности ГТС с указанием ответственных лиц и сроков

Перечень мероприятий и требований по обеспечению безопасности ГТС с указанием ответственных лиц и сроков представлен в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Перечень мероприятий и требований по обеспечению безопасности ГТС с указанием ответственных лиц и сроков

Наименование мероприятий	Сроки исполнения	Ответственные за исполнение
Обучение эксплуатационного персонала ГТС к действиям в чрезвычайных ситуациях	1 раз в год	Исполнительный комитет сельского поселения
Заключение, при необходимости, договоров на оказание услуг по локализации и ликвидации возможных аварийных ситуаций на ГТС	до декабря	Исполнительный комитет сельского поселения
Устранение нарушений, выявленных Приволжским управлением Ростехнадзора при проведении плановых проверок и комиссионных рейдовых обследований	в указанные сроки	Исполнительный комитет сельского поселения, арендатор
Проведение очистки от мусора, кустарниковой растительности	по необходимости	Исполнительный комитет сельского поселения, арендатор
Проведение ремонтно-восстановительных работ на ГТС, пострадавших в период весеннего паводка	до октября	Исполнительный комитет сельского поселения, арендатор
Проведение опробования всех затворов водосбросных сооружений, задвижек и затворов в колодцах водовыпускных сооружений	октябрь	Исполнительный комитет сельского поселения, арендатор
Опорожнение прудов в соответствии с инструкциями по эксплуатации.	согласно инструкции	Ответственный по эксплуатации
Принятие мер по недопущению промерзания запорной арматуры в колодцах водоспуска (утепление колодцев посредством укладки соломы или подсыпки снега на крышку колодца)	ноябрь	Ответственный по эксплуатации

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассчитаны и определены показатели, выбраны элементы и параметры Сосновской ГЭС, с плотинной высотой 108 м на реке Бия, 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: $Q_{1\%} = 3467 \text{ м}^3/\text{с.}$, $Q_{0,1\%} = 4188 \text{ м}^3/\text{с.}$

В ходе водно-энергетических расчётов выбрана установленная мощность Сосновской ГЭС, а также определена зона её работы в суточных графиках нагрузки. Установленная мощность составила 592 МВт. Определён уровень мёртвого объёма, отметка которого составила 505,30 м. Полезный объём при отметке НПУ составляет 6,26 млн. м³. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 3,052 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 – 97,4 м;

расчётный – 86,1 м;

минимальный – 70,3 м.

Выбрана гидротурбина РО115–В–530. По результатам расчётов оптимальным оказался вариант с 3 гидроагрегатами, диаметрами рабочих колёс 5,3 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 6 присоединений (три воздушных линии, три генераторных присоединения) КРУЭ 330 кВ – полуторная цепочка (две системы шин с тремя выключателями на две цепи). По справочным данным и каталогам выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ 250000/330-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 – 70,0 м;
- станционная бетонная плотина – 88,6 м;
- правобережная бетонная плотина – 51,6 м;
- левобережная бетонная плотина – 51,1 м.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- отметка подошвы водосливной плотины – 428,00 м;
- число водосливных отверстий – 5;
- ширина водосливных отверстий – 10,0 м;
- отметка гребня – 536,0 м;
- ширина гребня – 24,0 м.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,32 (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Сосновского 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 – 9 лет;
- себестоимость – 1,44 руб/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 58752,66 руб./кВт.

Из этого можно сделать вывод, что строительство Сосновской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затева, Б. И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Затева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затева. – 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 2012-2037гг. . – 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 Бия

Расходы в кубических метрах в секунду

-	Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$\bar{Q}_{\text{год}}$
1	1936	78	63	64	250	1695	2655	1265	798	650	347	250	175	691
2	1937	106	80	71	154	2100	1455	1001	737	736	538	416	145	628
3	1938	108	86	82	650	1855	1595	1405	699	799	599	290	134	692
4	1939	104	87	84	515	1350	1215	897	526	480	217	111	79	472
5	1940	73	60	74	357	857	1015	899	567	462	287	193	137	415
6	1941	109	83	77	537	2005	1335	1135	847	685	401	212	80	625
7	1942	95	67	77	475	1345	1325	1055	789	560	329	269	60	537
8	1943	44	39	36	251	819	1035	751	549	370	203	144	78	360
9	1944	68	59	77	408	828	1255	956	614	479	303	214	89	446
10	1945	56	47	49	417	797	1015	313	351	198	180	160	83	305
11	1946	71	61	58	515	951	1625	926	1015	596	318	297	72	542
12	1947	70	72	82	350	1025	1525	675	761	563	218	205	81	469
13	1948	73	72	81	450	1096	1465	915	894	687	379	138	59	526
14	1949	66	64	38	361	1125	1095	817	618	519	218	119	70	426
15	1950	75	55	62	471	2205	1165	476	464	386	239	98	59	479
16	1951	68	63	62	323	1425	609	645	527	433	206	153	96	384
17	1952	69	58	53	356	1675	1025	1195	725	585	300	213	76	527
18	1953	93	81	85	398	1025	990	831	613	559	244	132	94	429
19	1954	57	44	46	234	1275	1695	1155	650	596	304	382	154	549
20	1955	76	64	65	322	1235	929	888	689	534	354	153	71	448
21	1956	80	68	63	411	969	1425	688	592	498	423	174	77	456
22	1957	70	58	57	452	1015	1495	836	635	570	479	462	180	526
23	1958	96	83	77	570	1425	1675	1565	973	705	373	297	167	667
24	1959	106	72	65	716	1125	1045	818	475	305	243	123	82	431
25	1960	73	65	70	449	1045	1165	952	630	720	385	224	117	491
26	1961	84	76	78	535	811	1505	952	816	752	511	311	150	548
27	1962	104	92	98	323	1025	925	816	647	563	286	147	93	427
28	1963	86	76	106	355	873	1115	646	595	458	307	375	154	429
29	1964	102	62	56	343	1105	1065	749	548	459	248	149	89	415
30	1965	81	77	72	328	1305	657	621	503	451	376	266	125	405
31	1966	80	67	77	566	1985	2355	943	892	725	251	154	97	683
32	1967	76	64	70	448	695	927	842	1285	784	363	165	85	484
33	1968	69	50	109	357	1205	732	643	510	427	277	153	102	386
34	1969	86	72	56	624	2615	2115	971	833	796	618	273	113	764
35	1970	101	95	82	489	1395	1275	978	742	659	442	239	101	550
36	1971	90	73	67	421	1285	1061	927	666	571	216	150	65	466
37	1972	61	54	57	440	1015	1025	993	746	514	435	309	118	481

Окончание Приложения А

Окончание таблицы А.1

-	Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$\bar{Q}_{год.}$
1973	92	81	79	505	1205	1665	1035	977	639	352	216	101	1973	579
1974	81	61	66	383	808	950	791	648	521	409	226	96	1974	420
1975	74	63	60	425	1075	1615	752	570	484	328	151	92	1975	474
1976	69	54	44	456	1215	1015	993	877	557	435	203	120	1976	503
1977	83	71	71	435	1105	1075	955	740	521	405	252	111	1977	485
1978	93	73	72	465	993	1124	937	875	566	291	187	74	1978	479
1979	65	60	56	417	1285	911	809	707	690	505	486	138	1979	511
1980	86	66	59	472	988	1095	912	811	598	304	317	128	1980	486
1981	86	65	70	406	940	840	703	684	553	404	276	96	1981	427
1982	66	59	60	464	1105	1035	960	809	626	422	248	115	1982	497
1983	86	64	76	516	1145	1205	944	718	647	472	299	125	1983	525
1984	78	51	66	434	1155	1505	1655	1495	771	503	329	132	1984	681
1985	105	86	81	483	987	1465	908	751	600	386	259	111	1985	518
-	$\bar{Q}_{мес}$	81	67	69	430	1 232	1 262	910	724	572	353	231	105	503

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водноэнергетические расчёты

Таблица Б.1 – Результаты расчёта эмпирических кривых обеспеченности

m	P, %	Ср. годовой		Ср. межень		Ср. половодье	
		Год	$\bar{Q}_{\text{год}}$	Год	$\bar{Q}_{\text{меж}}$	Год	$\bar{Q}_{\text{пол.}}$
1	2	1969	764	1938	278	1969	1466
2	4	1938	692	1969	263	1936	1413
3	6	1936	691	1957	251	1966	1380
4	8	1966	683	1961	249	1984	1316
5	10	1984	681	1979	247	1938	1271
6	12	1958	667	1958	237	1958	1269
7	14	1937	628	1983	234	1937	1206
8	16	1941	625	1984	227	1941	1201
9	18	1973	579	1970	221	1973	1104
10	20	1970	550	1985	216	1954	1074
11	22	1954	549	1937	216	1952	1041
12	24	1961	548	1941	214	1946	1023
13	25	1946	542	1972	211	1942	1015
14	27	1942	537	1963	209	1948	1011
15	29	1952	527	1982	205	1970	1010
16	31	1948	526	1980	205	1961	967
17	33	1957	526	1977	204	1985	942
18	35	1983	525	1973	204	1950	939
19	37	1985	518	1959	201	1983	932
20	39	1979	511	1981	200	1976	931
21	41	1976	503	1946	199	1957	910
22	43	1982	497	1960	198	1947	910
23	45	1960	491	1976	197	1982	907
24	47	1980	486	1942	196	1967	907
25	49	1977	485	1965	189	1960	902
26	51	1967	484	1974	189	1971	902
27	53	1972	481	1956	185	1975	899
28	55	1950	479	1966	185	1978	899
29	57	1978	479	1967	182	1939	894
30	59	1975	474	1978	179	1980	881
31	61	1939	472	1948	179	1979	880
32	63	1947	469	1936	175	1977	879
33	65	1971	466	1954	174	1972	859
34	67	1956	456	1944	174	1949	835
35	69	1944	446	1939	171	1956	834
36	71	1959	431	1975	170	1944	826
37	73	1963	429	1940	169	1953	804
38	75	1953	429	1962	163	1962	795
39	76	1981	427	1953	161	1964	785
40	78	1962	427	1952	161	1940	760
41	80	1949	426	1968	160	1959	754
42	82	1974	420	1955	158	1981	744
43	84	1940	415	1971	155	1974	744
44	86	1964	415	1947	154	1963	737
45	88	1965	405	1950	151	1951	728
46	90	1955	390	1964	150	1955	715
47	92	1968	386	1945	142	1965	707
48	94	1951	384	1951	139	1943	705
49	96	1943	360	1949	134	1968	703
50	98	1945	305	1943	114	1945	535

Продолжение Приложения Б

Таблица Б.2 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году

месяц	Расходы, м ³ /с										Объем, км ³			Уровень, м				Нгэс, м	Нгар, МВт	Нгэс, 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	336	2	4	0	-6	336	400	398	62	400	0,17	13,54	13,37	530,000	529,34	529,7	432,53	96,3	по ВХК	334	240,1
XI	145	2	4	0	-9	148	400	503	355	505	0,92	13,4	12,46	529,344	526,43	527,9	433,08	94,0	411,0	411	295,8
XII	67	2	4	0	-11	72	400	611	539	613	1,44	12,5	11,01	526,430	521,53	524,0	433,61	89,5	476,0	476	342,7
I	61	2	4	0	-8	63	400	653	590	655	1,58	11,0	9,43	521,533	515,36	518,4	433,81	83,8	476,0	476	342,8
II	62	2	4	0	-4	60	400	606	546	608	1,32	9,4	8,11	515,362	509,36	512,4	433,59	78,0	411,0	411	295,7
III	72	2	4	0	0	66	300	298	232	300	0,62	8,1	7,49	509,362	506,25	507,8	431,97	75,0	по ВХК	194	140,0
IV	305	5	12	12	3	273	300	345	72	350	0,19	7,5	7,30	506,2527	505,28	505,8	432,74	72,2	по ВХК	217	156,2
V	1029	5	12	15	7	990	300	345	-645	350	-1,73	7,3	9,03	505,2791	513,62	509,4	432,74	75,9	по ВХК	228	164,2
VI	1135	5	12	18	13	1087	300	345	-742	350	-1,92	9,0	10,95	513,621	521,32	517,5	432,74	83,9	по ВХК	252	181,5
VII	888	5	12	12	10	849	300	345	-504	350	-1,35	11,0	12,30	521,316	525,93	523,6	432,74	90,1	по ВХК	271	194,9
VIII	689	5	12	8	5	659	300	345	-314	350	-0,84	12,3	13,14	525,928	528,61	527,3	432,74	93,7	по ВХК	282	202,7
IX	534	5	8	5	0	516	400	345	-171	350	-0,44	13,1	13,58	528,612	530,00	529,3	432,74	95,7	по ВХК	288	207,2
																				Σ	2763,8

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				Н _{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	378	2	4	0	-6	378	400	398	20	400	0,1	13,54	13,49	530,000	529,70	529,9	432,53	96,5	по ВХК	334	240,3	
XI	172	2	4	0	-9	175	400	495	320	497	0,9	13,5	12,63	529,701	527,00	528,3	433,04	94,5	411,0	407	292,7	
XII	88	2	4	0	-11	93	400	623	530	625	1,4	12,6	11,21	526,996	522,25	524,6	433,67	90,1	476,0	488	351,7	
I	67	2	4	0	-8	69	400	631	562	633	1,4	11,2	9,85	522,246	517,11	519,7	433,71	85,1	476,0	467	336,6	
II	73	2	4	0	-4	71	400	609	538	611	1,4	9,9	8,46	517,107	511,01	514,1	433,61	79,6	411,0	422	303,8	
III	79	2	4	0	0	73	300	353	280	355	0,7	8,5	7,73	511,014	507,48	509,2	432,29	76,1	по ВХК	234	168,4	
IV	456	5	12	12	3	424	300	584	160	589	0,4	7,7	7,30	507,4831	505,28	506,4	434,17	71,4	по ВХК	363	261,2	
V	1089	5	12	15	7	1050	300	295	-755	300	-2,0	7,3	9,26	505,2814	514,63	510,0	432,40	76,7	по ВХК	197	141,8	
VI	1185	5	12	18	13	1137	300	395	-742	400	-2,0	9,3	11,25	514,630	522,37	518,5	433,06	84,6	по ВХК	291	209,4	
VII	938	5	12	12	10	899	300	395	-504	400	-1,3	11,2	12,60	522,373	526,89	524,6	433,06	90,7	по ВХК	312	224,5	
VIII	728	5	12	8	5	698	300	395	-303	400	-0,8	12,6	13,38	526,888	529,37	528,1	433,06	94,2	по ВХК	324	233,2	
IX	580	5	8	5	0	562	400	484	-78	489	-0,2	13,4	13,58	529,372	530,00	529,7	433,61	95,3	по ВХК	401	288,8	
																					Σ	3052,3

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	378	2	4	0	-6	378	400	398	20	400	0,1	13,54	13,49	530,000	529,70	529,9	432,53	96,5		334	240,3
XI	172	2	4	0	-9	175	400	561	386	563	1,0	13,5	12,45	529,701	526,43	528,1	433,37	93,9	526,43	458	329,6
XII	88	2	4	0	-11	93	400	632	539	634	1,4	12,5	11,01	526,427	521,53	524,0	433,71	89,4	521,53	492	354,0
I	67	2	4	0	-8	69	400	722	653	724	1,6	11,0	9,43	521,530	515,36	518,4	434,12	83,5	515,36	525	377,7
II	73	2	4	0	-4	71	400	580	509	582	1,3	9,4	8,11	515,361	509,36	512,4	433,47	78,1	509,36	394	283,7
III	79	2	4	0	0	73	300	298	225	300	0,6	8,1	7,53	509,362	506,45	507,9	431,97	75,1		195	140,2
IV	456	5	12	12	3	424	300	508	84	513	0,2	7,5	7,30	506,4495	505,28	505,9	433,75	71,3		315	226,9
V	1089	5	12	15	7	1050	300	409	-641	414	-1,7	7,3	8,96	505,2827	513,33	509,3	433,15	75,3		268	193,0
VI	1185	5	12	18	13	1137	300	415	-722	420	-1,9	9,0	10,90	513,335	521,12	517,2	433,19	83,2		300	216,3
VII	938	5	12	12	10	899	300	395	-504	400	-1,3	10,9	12,25	521,125	525,76	523,4	433,06	89,6		308	221,6
VIII	728	5	12	8	5	698	300	350	-348	355	-0,9	12,2	13,15	525,759	528,64	527,2	432,77	93,6		285	205,2
IX	580	5	8	5	0	562	400	395	-167	400	-0,4	13,2	13,58	528,644	530,00	529,3	433,06	95,4		328	236,1
																				Σ	3024,7

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

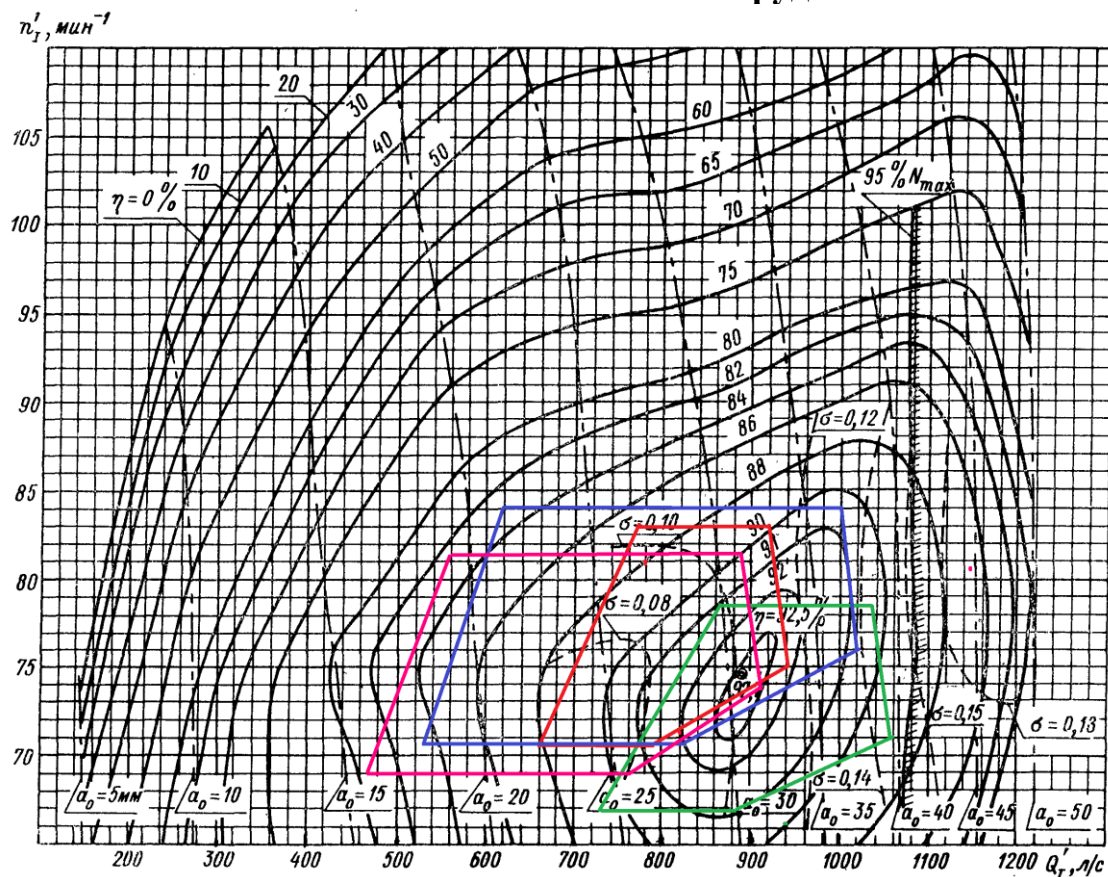


Рисунок В.1 – Главная универсальная характеристика PO115-B

((D=4,5 м с частотой вращения 150 об/мин – зеленым цветом, D=4,75 м с частотой вращения 150 об/мин – красным цветом, D=5,3 м с частотой вращения 136,4 об/мин – синим цветом, D=5,6 м с частотой вращения 125 об/мин – розовым цветом)

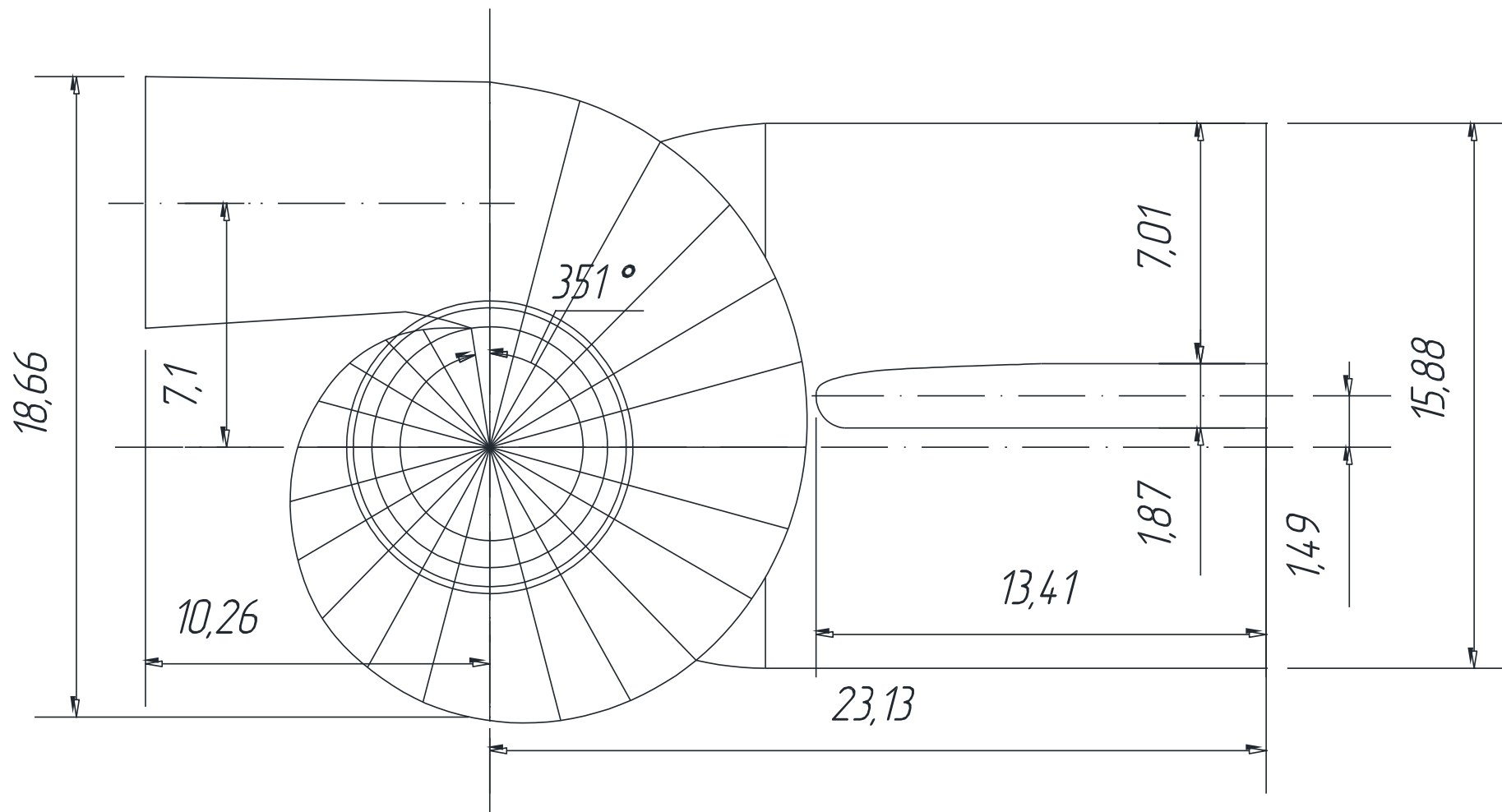
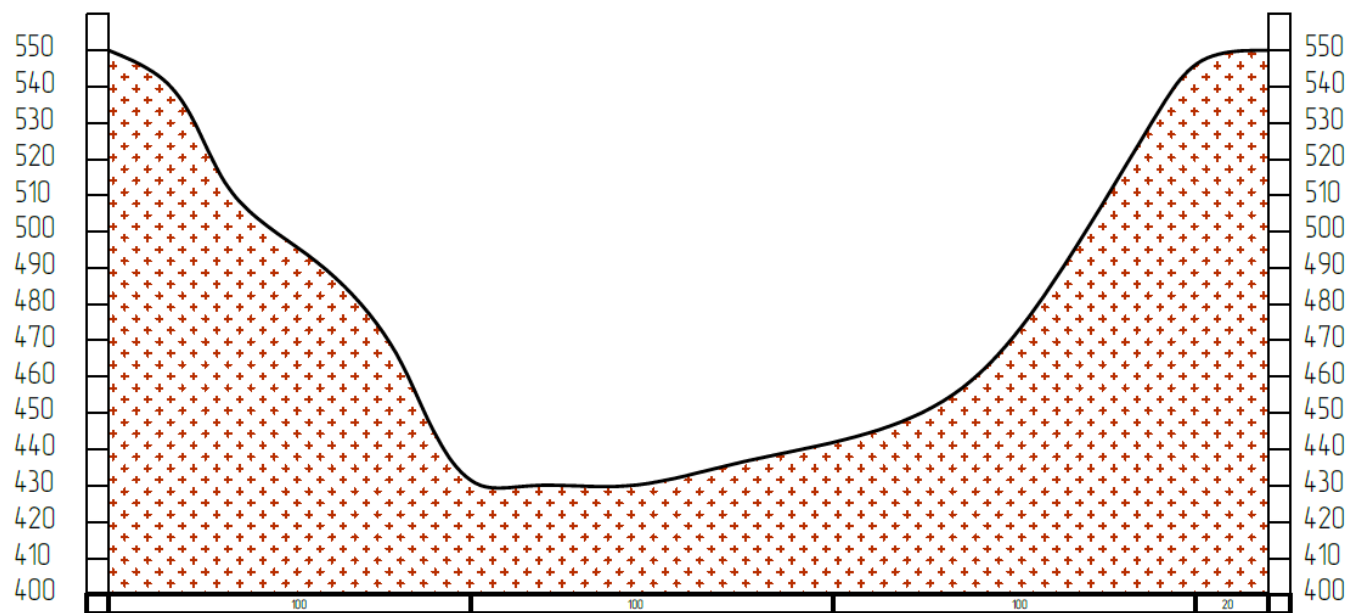


Рисунок В.2 – План спиральной камеры

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Геологический разрез по створу плотины реки Бия



Условные обозначения



Рисунок Г.1 – Геологический разрез по створу плотины реки Бия

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

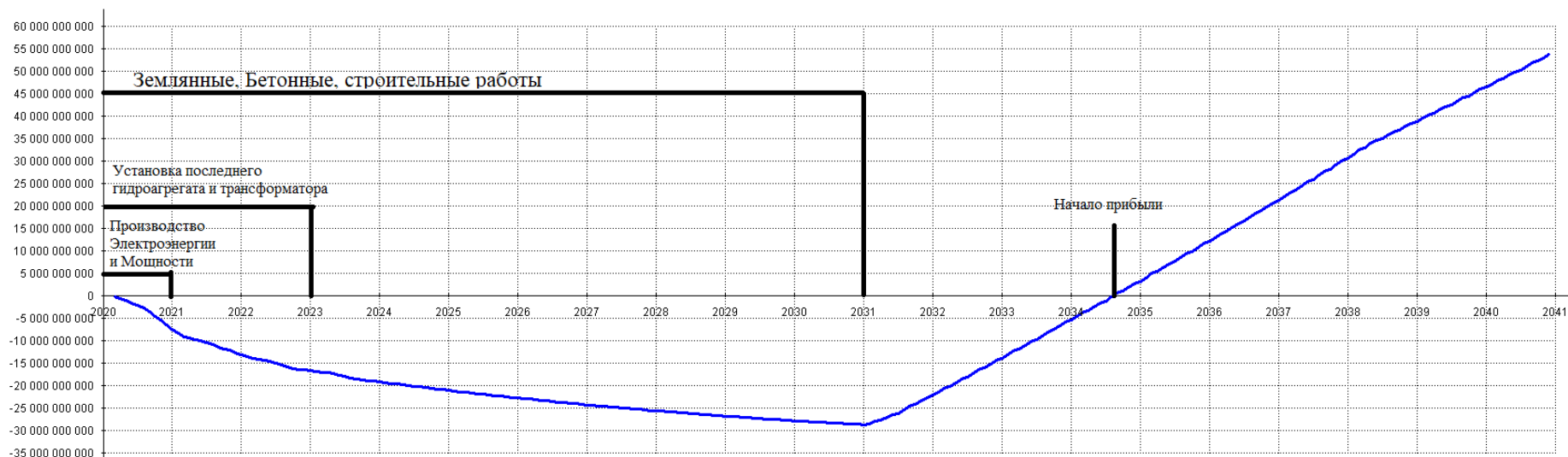


Рисунок Д.1 – Изменение суммы прибыли/убытков по проекту, млн. руб.

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}	$0,2 \cdot I_H$	0,96 А	
Диф. Защита продольная	$I_{\Delta G}$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,72 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,39 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	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}	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,34 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,17 \cdot I_H$	0,81 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,2 \cdot I_H$	0,96 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	5,12 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	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	$I_p СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	2,82 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	2,90 А
		Отсечка	$I_p ПУСК.$	$2,14 \cdot I_{НОМ.Р}$	5,65 А

Окончание приложения Е

Таблица Е.2 – Матрица отключений защит

Действие/Защиты		Отключение В/Л	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-330 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

« 1 » 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ СОСНОВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ БИЯ. ПРАВИЛА
ЭКСПЛУАТАЦИИ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ
СОСНОВСКОЙ ГЭС**

Руководитель Толошина - 3.07.20 Старший преподаватель Саяно-
Шушенского филиала СФУ
подпись, дата должность, ученая степень

Т.Ю. Толошинова
инициалы, фамилия

Выпускник Гришин 26.06.20
подпись, дата

М.П. Гришин
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Сосновской ГЭС на реке Бия. Правила эксплуатации гидротехнических сооружений Сосновской ГЭС».

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР


подпись, дата инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты


подпись, дата 
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование


подпись, дата 
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть


подпись, дата 
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика


подпись, дата 
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла


подпись, дата 
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда


подпись, дата 
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды


подпись, дата 
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование


подпись, дата 
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер


подпись, дата 
подпись, дата инициалы, фамилия