

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Томмотской ГЭС на реке Алдан. Локальные системы оповещения»

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 сооружения и гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Томмотской ГЭС	9
ВВЕДЕНИЕ.....	11
1 Общие сведения.....	12
1.1 Природные условия	12
1.1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла	12
1.1.2 Гидрологические данные	13
1.1.3 Сейсмические данные	14
1.2 Инженерно-геологические условия	14
1.3 Данные по энергосистеме	14
1.4 Аналог проектируемого гидроузла	15
2 Водно – энергетические расчеты.....	15
2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока.....	15
2.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	18
2.3 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими электростанциями	20
2.4 Определение типа регулирования ГЭС	21
2.5 Водно-энергетический расчет ГЭС годового регулирования при заданной отдаче воды в нижний бьеф	21
2.6 Баланс энергии	23
2.7 Водно – энергетический расчет режима работы ГЭС в маловодном году	23
2.8 Определение рабочих мощностей ГЭС	24
2.9 Определение установленной мощности ГЭС. Расчёт резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования	26
2.10 Баланс мощностей.....	27
2.11 Водно-энергетический расчёты режима работы ГЭС в среднем по водности году	28
2.12 Построение режимного поля	29
3 Основное и вспомогательное оборудование	30
3.1 Выбор гидротурбины по главным универсальным характеристикам.....	30
3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбин.....	30

3.1.2	Выбор номинального диаметра рабочего колеса	31
3.2	Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины	34
3.3	Выбор типа серийного гидрогенератора	36
3.4	Гидротехнический расчёт бетонной спиральной камеры.....	36
3.5	Расчёт деталей и узлов гидротурбины	40
3.5.1	Расчёт вала на прочность	40
3.5.2	Расчёт подшипника.....	40
3.5.3	Выбор типа маслонапорной установки	42
3.5.4	Выбор электрогидравлического регулятора	42
4	Электрическая часть	42
4.1	Выбор структурной схемы ГЭС	42
4.2	Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	43
4.2.1	Выбор синхронных генераторов	43
4.2.2	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночными блоками	43
4.2.3	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупнённым блоком	45
4.2.4	Выбор трансформатора собственных нужд	45
4.3	Выбор количества отходящих ВЛ РУ ВН и марки проводов ВЛ	46
4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основании ТЭР	47
4.5	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	48
4.6	Расчёт токов КЗ для выбора электрических аппаратов	49
4.6.1	Расчёт исходных данных.....	49
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчёт токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»	50
4.7	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов	52
4.8	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ	52
4.8.1	Выбор выключателей и разъединителей	52
4.8.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	54
4.8.3	Выбор синхронизаторов и анализаторов сети	56

4.9	Выбор параметров КРУЭ	57
5	Устройства релейной защиты и автоматики	59
5.1	Релейная защита и автоматика	59
5.1.1	Перечень защит блока генератор-трансформатор.....	59
5.1.2	Расчёт номинальных токов	60
5.1.3	Расчёт токов КЗ.....	63
5.2	Описание защит и расчет их уставок.....	65
5.2.1	Расчёт уставок для защит выпрямительного трансформатора $I > TV, (I \gg TV)$	65
5.2.2	Продольная дифференциальная защита ($I\Delta G$).....	66
5.2.3	Защита от замыкания на землю обмотки статора генератора ($UN U0$).....	69
5.2.4	Защита от повышения напряжения ($U1 >$), ($U2 >$)	72
5.2.5	Дистанционная защита генератора $Z1 <$, ($Z2 <$).....	73
5.2.6	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ($I2$).....	76
5.2.7	Защита от симметричных перегрузок ($I1$).....	80
5.2.8	Защита от перегрузки обмотки ротора	82
5.3	Выбор комплекса защит блока генератор – трансформатор.....	84
6	Компоновка и сооружения гидроузла	84
6.1	Назначение класса ГТС	84
6.2	Проектирование сооружений напорного фронта	85
6.2.1	Определение отметки гребня грунтовой плотины при НПУ	85
6.2.2	Определение отметки гребня грунтовой плотины при ФПУ	87
6.3	Определение количества и размера водовыпусков	89
6.3.1	Определение ширины водосливного фронта.....	89
6.3.2	Определение отметки гребня водослива	90
6.3.3	Проверка пропуска поверочного расчётного расхода	92
6.3.4	Построение профиля водосливной грани.....	93
6.3.5	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	94
6.3.6	Расчёт водобойного колодца	95
6.3.7	Расчёт комбинированного колодца.....	98
6.4	Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы	100

6.5	Конструирование плотины.....	101
6.5.1	Определение ширины подошвы плотины	101
6.5.2	Разрезка бетонных плотин швами.....	101
6.5.3	Быки.....	102
6.5.4	Устои	102
6.5.5	Дренаж тела бетонных плотин	102
6.5.6	Галереи в теле плотины.....	103
6.6	Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины..	103
6.6.1	Противофильтрационная завеса	103
6.6.2	Дренажные устройства в основании	104
6.7	Конструктивные элементы нижнего бьефа.....	104
6.7.1	Рисберма	104
6.8	Обоснование безопасности и надёжности бетонной плотины.....	104
6.9	Определение основных нагрузок на плотину	105
6.9.1	Вес сооружений и затворов	105
6.9.2	Сила гидростатического давления воды	105
6.9.3	Равнодействующая взвешивающего давления	106
6.9.4	Сила фильтрационного давления	106
6.9.5	Давление грунта	107
6.9.6	Волновое давление.....	107
6.10	Оценка прочности плотины	108
6.11	Критерии прочности плотины и её основания.....	110
6.12	Обоснование устойчивости плотины.....	111
7	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Томмотского гидроузла.....	112
7.1	Общие сведения о районе строительства	112
7.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	114
7.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	116
7.4	Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период	117
7.5	Отходы, образующиеся при строительстве.....	118

7.6 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	119
8 Пожарная безопасность. Охрана труда. Безопасность ГТС	120
8.1 Безопасность гидротехнических сооружений.....	120
8.2 Охрана труда.....	120
8.3 Пожарная безопасность	124
9 Технико – экономическое обоснование	126
9.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	126
9.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии	126
9.1.2 Текущие расходы по гидроузлу	127
9.1.3 Налоговые расходы.....	130
9.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	130
9.2.1 Анализ денежных потоков	131
9.3 Оценка инвестиционного проекта.....	132
9.3.1 Методология, исходные данные.....	132
9.3.2 Коммерческая эффективность	133
9.3.3 Бюджетная эффективность	133
9.4 Анализ чувствительности	134
10 Локальные системы оповещения.....	136
10.1 Цели, назначения и области применения ЛСО	136
10.2 Нормативная документация по организации ЛСО в районах размещения потенциально опасных объектов.....	137
10.3 Организация и порядок задействования локальных систем оповещения	139
10.3.1 Организация локальных систем оповещения гидроэлектростанции	139
10.3.2 Порядок задействования локальных систем оповещения	141
10.4 Методические рекомендации по созданию ЛСО Томмотской ГЭС.....	143
10.4.1 Описание близлежащей зоны проектирования Томмотской ГЭС....	143
10.4.2 Организационно-техническое построение локальной системы оповещения в районе размещения Томмотской ГЭС	144
10.4.3 Акустический расчет громкоговорителей.....	145
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	150

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	152
ПРИЛОЖЕНИЕ А	155
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	157
ПРИЛОЖЕНИЕ В	164
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	168
ПРИЛОЖЕНИЕ Д	172

Сокращенный паспорт Томмотской ГЭС

1. Наименование реки.....Алдан.
2. Местонахождение ГЭС.....Республика Саха (Якутия).
3. Тип проектируемой установки.....ГЭС.
4. Характерные расходы воды:
 - 1) среднемноголетний.....520 м³/с;
 - 2) всех турбин.....1082 м³/с;
 - 3) максимальный с обеспеченностью: 1,0 %.....4796 м³/с;
0,1 %.....6159 м³/с.
 - 4) минимальный.....80 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - 1) характер регулирования стока.....годовой;
 - 2) отметка: НПУ.....299,00 м;
ФПУ.....301,24 м;
УМО.....292,71 м;
 - 3) объёмы:
полный.....13,74 км³;
полезный.....7,47 км³.
6. Напоры ГЭС:
 - 1) максимальный.....34,00 м;
 - 2) расчетный.....25,00 м;
 - 3) минимальный.....23,10 м.
7. Энергетические характеристики:
 - 1) мощность: установленная.....225 МВт;
 - 2) мощность: гарантированная.....155 МВт;
 - 3) среднемноголетняя выработка энергии.....1017 млн. кВт · ч.
8. Плотины:
 - 1) станционная бетонная плотина.....100,00 м;
 - 2) бетонная левобережная плотина.....264,50 м;
 - 3) бетонная правобережная плотина.....177,50 м.
9. Водобросные сооружения:
 - 1) тип.....глубинный водоброс;
 - 2) число и размер пролетов.....3x12 м;
 - 3) общая длина.....68 м.
10. Здание ГЭС:
 - 1) тип здания.....руслевое;
 - 2) число агрегатов.....3;
 - 3) грунт в основании.....гранит;
 - 4) тип спиральной камеры.....бетонная трапецидальная;
 - 5) тип отсасывающей трубы.....изогнутая;
 - 6) расстояние между осями агрегатов.....25 м.
11. Основное оборудование:
 - 1) тип турбины.....ПЛ40а – В – 670;

- 2) тип генератора.....СВ – 1210/122 – 60УХЛ4;
 - 3) мощность генератора.....80000 кВт;
 - 4) частота вращения.....100,0 об/мин;
 - 5) тип трансформаторов.....ТДН 125000/220 – У1.
12. Техничко-экономические показатели:
- 1) себестоимость электроэнергии.....0,15 руб./кВт;
 - 2) удельные капиталовложения.....87142,67 руб./кВт;
 - 3) показатели эффективности: НПВ.....516,449 млн. руб.;
ПИ.....1,11;
Срок окупаемости.....148 месяцев.

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанция (ГЭС) – основной объект гидроэлектроэнергетики. Она представляет собой неразрывную систему гидротехнических сооружений и оборудования получения электрической энергии. Занимая особо важное место в современных энергетических системах, они выполняют главную роль по регулированию параметров систем в нестационарных режимах, а также покрывают наиболее неравномерную часть графиков нагрузки. Кроме того, низкая стоимость товарной продукции ГЭС весьма положительно сказывается на ценообразовании электроэнергии на рынке сбыта.

Российская Федерация обладает огромным гидроэнергетическим потенциалом, однако степень его освоения значительно ниже, чем в других развитых странах, причём существует значительная неравномерность его освоения. В то время, как для центра характерна высокая степень освоения гидроресурсов (50%), в таких регионах как Сибирь и Дальний Восток гидроэнергетический потенциал рек освоен на 20% и на 3% соответственно.

В данной работе рассмотрен проект Томмотской ГЭС на реке Алдан. В состав проекта входит: определение установленной мощности, выбор основного и вспомогательного оборудования, расчет гидротехнических сооружений, расчет защит гидрогенератора, экономическое обоснование строительства Томмотской ГЭС.

1 Общие сведения

Алдан – река на Дальнем Востоке России, правый и крупнейший приток Лены. Самая многоводная река-приток в России и шестая по объёму стока среди всех российских рек. Протекает в Якутии, водосбор также включает северо-западную часть Хабаровского края.

Длина реки – 2273 км, площадь водосборного бассейна – 729 000 км². Среднегодовой расход – 5245,85 м³/с. Наибольший – 48000 м³/с. Наименьший – 230 м³/с.

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла

Климат в районе проектируемого гидроузла резко континентальный, отличается продолжительным зимним и коротким летним периодами. Апрель и октябрь в Якутии — зимние месяцы. Разница температур самого холодного месяца (января) и самого тёплого (июля) составляет 70—75 градусов. По абсолютной величине минимальной температуры (в восточных горных системах — котловинах, впадинах и других понижениях — до –70°С) и по суммарной продолжительности периода с отрицательной температурой (от 6,5 до 9 месяцев в год) республика не имеет аналогов в Северном полушарии. Абсолютный минимум температуры практически везде в республике ниже –50°С.

В городе Томмот умеренно-холодный климат. В течение года выпадает значительное количество осадков, даже во время самых засушливых месяцев. Среднегодовая влажность — 72,7%. Средняя скорость ветра — 3,2 м/с.

На рисунке 1.1 представлена таблица температурных режимов близ предполагаемого створа на реке Алдан.

Показатель	Янв.	Фев.	Март	Апр.	Май	Июнь	Июль	Авг.	Сен.	Окт.	Нояб.	Дек.	Год
Абсолютный максимум, °С	-3,6	0,7	11,3	19,0	31,3	35,2	37,7	34,6	28,6	18,0	8,5	-1	37,7
Средний максимум, °С	-26,3	-21,5	-10	1,6	11,8	21,1	24,2	20,9	11,6	-1,1	-16,3	-24,4	-0,4
Средняя температура, °С	-30,5	-26,7	-16,5	-4,5	6,1	14,5	17,9	15,0	6,6	-5,5	-20,7	-28,5	-6,1
Средний минимум, °С	-34,7	-31,9	-23	-10,6	0,5	8,0	11,7	9,2	1,7	-9,8	-25	-32,6	-10,8
Абсолютный минимум, °С	-57	-56	-48,7	-38,9	-18,1	-7,3	-2,4	-4,5	-19	-39,6	-48,8	-54	-57
Норма осадков, мм	19	12	13	18	36	66	75	70	60	34	23	23	449

Рисунок 1.1 – Таблица температурных режимов деревни Томмот (близ р. Алдан)

1.1.2 Гидрологические данные

Среднегодовой расход воды 520 м³/с. Ряд гидрологических наблюдений за рекой Алдан за период 1940-1989 гг. представлен в приложение А, таблица А.1. Питание снеговое и дождевое. Половодье наблюдается с мая по июль, когда уровень воды повышается на 7 – 10 м, а расход достигает 30 000 – 48 000 м³/с. Паводки наблюдаются также в августе и сентябре.

Кривая зависимости отметок верхнего бьефа от объемов водохранилища $Z_{ВБ} = f(V_{вдхр})$ представлена на рисунке 1.2.

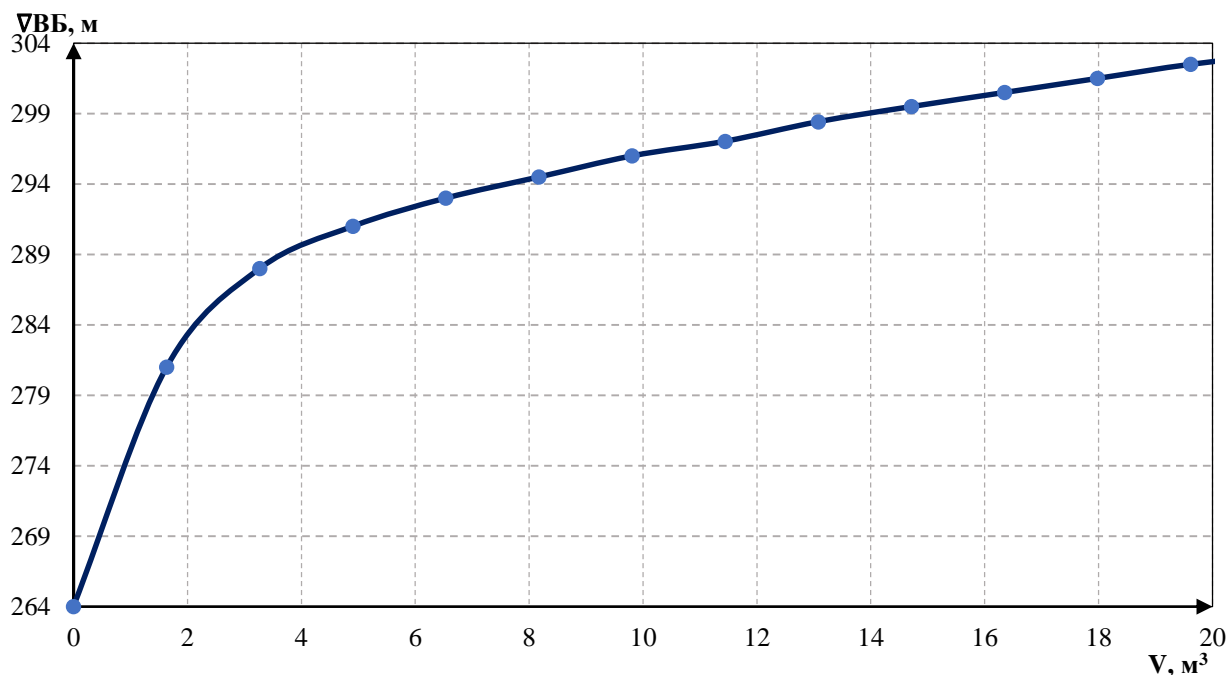


Рисунок 1.2 – Кривая зависимости отметки уровня от объёма водохранилища

Кривая зависимости отметок нижнего бьефа от расходов водохранилища $Z_{НБ} = f(Q)$ (см. рис. 1.3).

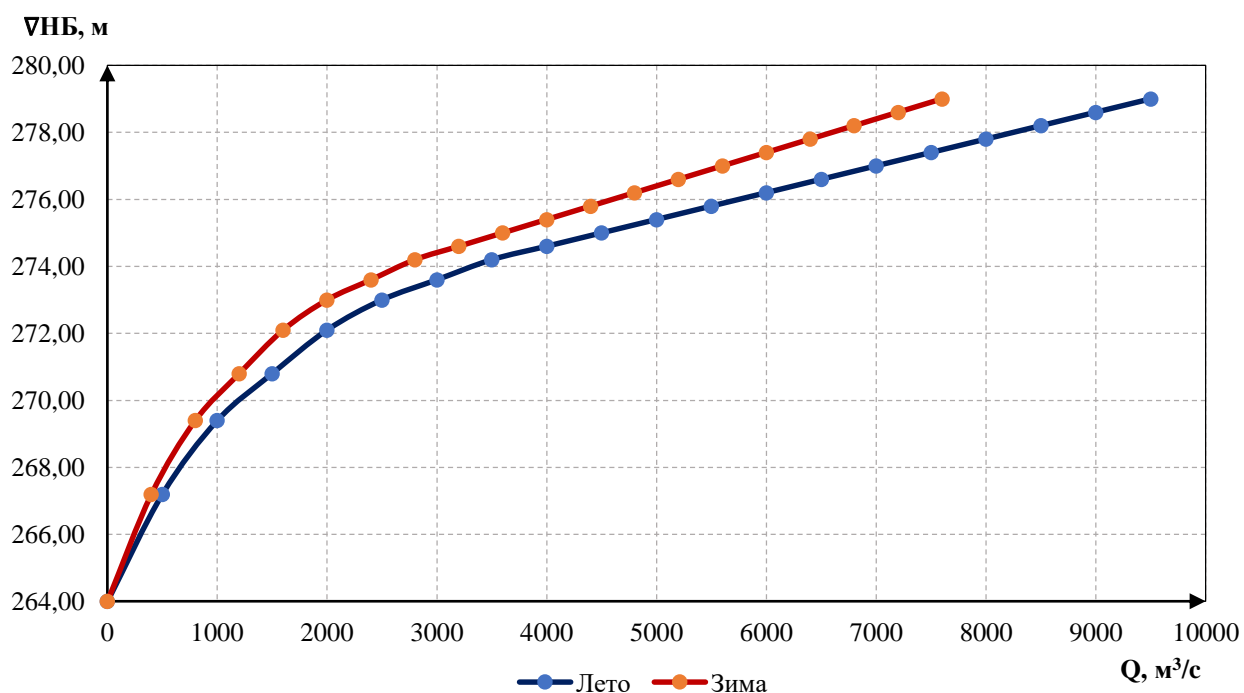


Рисунок 1.3 – Кривые зависимости уровня воды в створе гидроузла от расхода для периода открытого русла

1.1.3 Сейсмические данные

В районе строительства согласно карте сейсмического районирования Республики Саха (Якутия) сейсмичность составляет менее 6 баллов. Территория по сейсмичности является не опасной.

1.2 Инженерно-геологические условия

В основании сооружения залегает гранит. Ширина по створу 574 м. Дно находится на отметке 264 м.

1.3 Данные по энергосистеме

Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Саха (Якутия)» создан в 2016 году, входит в операционную зону филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока и осуществляет функции диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Западного, Центрального и Южно-Якутского районов энергосистемы Республики Саха (Якутия).

В операционной зоне Якутского РДУ находятся объекты генерации установленной электрической мощностью 2031,4 МВт. Наиболее крупными из них являются каскад Вилюйских ГЭС, Нерюнгринская ГРЭС, Светлинская ГЭС, Якутская ГРЭС и Якутская ГРЭС Новая. В электроэнергетический комплекс Республики входит 3233,8 км линий электропередачи (ВЛ) класса напряжения 110 кВ, 6393,4 км – ВЛ 220 кВ, 128 трансформаторных подстанций и

распределительных устройств электростанций с суммарной мощностью трансформаторов 6308,5 МВА.

Территория операционной зоны находится в крупнейшем субъекте Российской Федерации – Республике Саха (Якутия). площадью 3 083 523 тыс. км² – и включает в себя Западный, Центральный и Южно-Якутский районы электроэнергетической системы Республики с населением 860 тыс. человек (89 % населения Якутии).

1.4 Аналог проектируемого гидроузла

В качестве «ГЭС – аналога» для Томмотской ГЭС в ходе проектирования выбрана Нижне-Бурейская ГЭС по конструкции сооружения и гидротехнического оборудования.

2 Водно – энергетические расчеты

2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока

При определении расчетных гидрографов год делится на два периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). К периоду половодья относятся те месяца, в которых расходы больше или равны среднегодовому, остальные месяца – это период межени. Ранжируется каждая последовательность в порядке убывания и рассчитывается обеспеченность каждого среднегодового расхода, расхода в половодье и в межени, в процентах (2.1):

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

где m – порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и средних ха зимний сезон), ранжированного в убывающем порядке;

n – общее число членов ряда.

Таблица 2.1 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

m	$P, \%$	Годы	$Q_{\text{ср.год.}}, \text{М}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.пол.}}, \text{М}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.меж.}}, \text{М}^3/\text{с}$
1	2	1941	734	1941	1692	1951	82
2	4	1948	724	1985	1661	1988	81
3	6	1985	724	1948	1658	1952	75
4	8	1986	677	1986	1526	1989	74
5	10	1949	676	1949	1521	1949	72
6	12	1951	675	1951	1504	1963	71
7	14	1988	673	1988	1503	1986	70

Окончание таблицы 2.1

п	P, %	Годы	$Q_{\text{ср.год.}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.пол.}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.меж.}}, \text{м}^3/\text{с}$
8	16	1978	642	1978	1474	1967	67
9	18	1943	639	1943	1458	1950	64
10	20	1980	638	1980	1458	1987	62
11	22	1967	626	1968	1413	1973	61
12	24	1968	616	1953	1411	1957	60
13	25	1953	614	1967	1408	1944	60
14	27	1975	612	1975	1397	1946	60
15	29	1947	605	1947	1376	1981	59
16	31	1984	603	1984	1374	1965	58
17	33	1945	598	1945	1359	1969	58
18	35	1982	595	1982	1353	1974	58
19	37	1950	575	1987	1291	1983	58
20	39	1987	574	1950	1291	1948	57
21	41	1970	550	1970	1241	1966	57
22	43	1955	548	1955	1239	1970	56
23	45	1974	541	1974	1218	1945	55
24	47	1963	527	1963	1165	1954	55
25	49	1952	515	1962	1146	1985	55
26	51	1989	513	1972	1140	1947	55
27	53	1962	508	1952	1130	1955	54
28	55	1972	504	1989	1128	1961	54
29	57	1965	497	1965	1112	1959	54
30	59	1959	487	1959	1092	1982	54
31	61	1958	484	1958	1088	1943	53
32	63	1961	478	1961	1072	1984	53
33	65	1969	475	1969	1058	1962	53
34	67	1954	472	1954	1056	1958	52
35	69	1979	459	1979	1033	1980	52
36	71	1942	459	1942	1030	1975	51
37	73	1966	446	1966	991	1942	51
38	75	1957	441	1957	973	1972	50
39	76	1960	416	1960	937	1940	49
40	78	1944	400	1944	876	1941	49
41	80	1981	399	1981	874	1979	49
42	82	1946	396	1946	866	1977	48
43	84	1983	394	1983	865	1978	47
44	86	1940	373	1940	825	1968	47
45	88	1977	371	1977	823	1953	45
46	90	1964	332	1964	740	1960	44
47	92	1971	331	1971	734	1971	43
48	94	1956	329	1956	733	1964	41
49	96	1976	282	1976	623	1956	41
50	98	1973	272	1973	568	1976	38

Выбор расчётного средневодного года ($P = 50\%$).

Для заданной расчётной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов

определены ближайшие годы справа и слева от расчётной обеспеченности 50%: 1952 и 1989 годы. Затем вычислено значение расхода для 50% обеспеченности.

В данном случае, среднеполоводное значение для 50% обеспеченности 1143 м³/с – базовое значение. Маловодное базовое значение для 50% обеспеченности 55 м³/с.

Вычислены коэффициенты приведения для 1952 года:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi 50\% \text{ базовое}}}{Q_{\Pi 1952}} = \frac{1143}{1130} = 1,01, \quad (2.2)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{М} 50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{М} 1952}} = \frac{55}{75} = 0,73. \quad (2.3)$$

Аналогично вычислены коэффициенты приведения для 1989 года:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi 50\% \text{ базовое}}}{Q_{\Pi 1989}} = \frac{1143}{1128} = 1,01, \quad (2.4)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{М} 50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{М} 1989}} = \frac{55}{74} = 0,74. \quad (2.5)$$

Коэффициенты приведения ближе к 1 для 1989 года, поэтому они выбраны и умножены на соответствующие расходы в половодье и межени, далее скорректированы значения этих коэффициентов так, чтобы среднегодовой расход не изменялся. Так как среднегодовой расход увеличился после умножения расходов на коэффициенты приведения, то понижен повышающий коэффициент. Коэффициенты приведения после корректировки равны: $K_{\Pi} = 1,01$; $K_{\text{М}} = 0,85$. Результаты расчётов приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Расходы в расчётном средневодном году 1989 г. ($P = 50\%$), м³/с

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
1989	59	46	51	41	1249	1975	1110	729	578	154	96	71	513
$k_{\text{прив.}}$	44	34	38	30	1265	2000	1125	738	585	114	71	53	508
$k_{\text{коррект.}}$	50	39	43	35	1265	2000	1125	738	585	131	82	60	513

Выбор расчётного маловодного года ($P = 90\%$). По значениям среднегодовых расходов 90% обеспеченности соответствует 1964 г.

Базовое значение по половодью для 90% обеспеченности равно 740 м³/с.

Базовое значение по межени для 90% обеспеченности равно 44 м³/с.

Вычислены коэффициенты приведения по половодью для сравниваемых лет:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi 90\% \text{ базовое}}}{Q_{\Pi 1964}} = \frac{740}{740} = 1,00, \quad (2.6)$$

$$K_M = \frac{Q_{M90\% \text{ базовое}}}{Q_{M 1964}} = \frac{44}{41} = 1,07. \quad (2.7)$$

Так как коэффициенты половодья и межени имеют одинаковый характер, то есть понижающие, то корректировку и приведение расходов делать не нужно. Расходы данной обеспеченности представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Расходы в расчётном маловодном году 1962 г. ($P = 90\%$), м³/с

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
1964	40	33	31	29	482	1195	890	602	531	59	56	40	332

Для наглядности в таблице 2.4 приведено сравнение расходов средневодного и маловодного годов после корректировки, гидрографы представлены на рисунке 2.1.

Таблица 2.4 – Сравнение средневодного и маловодного годов после корректировки, м³/с

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{50\%} - Q_{90\%}$	10	11	14	25	783	805	235	136	54	45	26	21

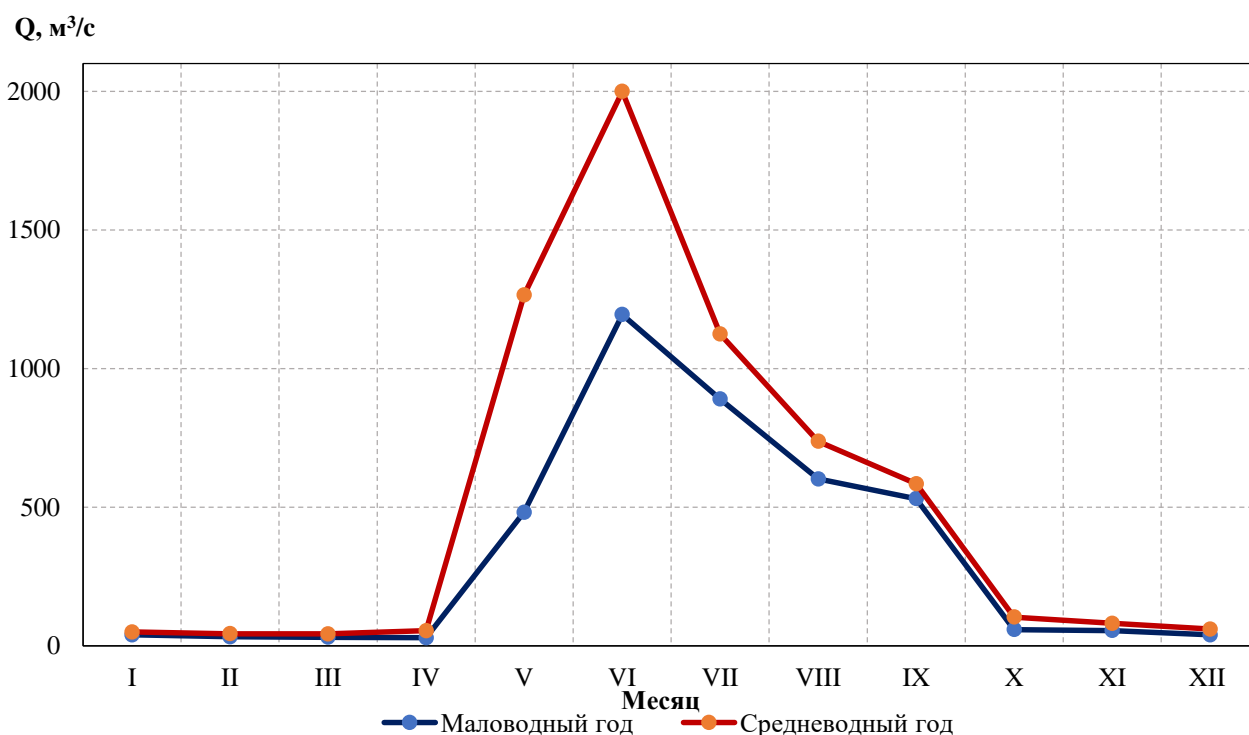


Рисунок 2.1 – Гидрографы маловодного и средневодного годов

2.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

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

средних мощностей). Также график средних мощностей используется при регулировании годового стока.

Строятся эти графики по закону косинуса. Для неразвивающийся энергосистемы со статическим максимумом нагрузки формула представлена в виде:

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos\alpha, \quad (2.8)$$

где t – порядковый номер месяца в году (1 – январь, 2 – февраль, и т.д.);

a, b – коэффициенты, для определения которых используются следующие формулы:

$$a, b = \frac{P_{зима}^{max} \pm P_{лето}^{max}}{2}, \quad (2.9)$$

$$a, b = \frac{P'_{зима} \pm P'_{лето}}{2}, \quad (2.10)$$

$$\alpha = |30^\circ t - 15^\circ| \cdot \pi / 180^\circ. \quad (2.11)$$

Вычислены коэффициенты для максимальных нагрузок:

$$a = \frac{800+464}{2} = 632,$$

$$b = \frac{800-464}{2} = 168.$$

Результаты вычислений представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Данные для построения годовых графиков нагрузки энергосистемы

t	$ 30^\circ t - 15^\circ $	Радианы	$\cos 30^\circ t - 15^\circ $	P_t^{max} , МВт	P_t^{cp} , МВт
1	15	0,261799388	0,966	794	656
2	45	0,785398163	0,707	751	621
3	75	1,308996939	0,259	675	560
4	105	1,832595715	-0,259	589	491
5	135	2,35619449	-0,707	513	430
6	165	2,879793266	-0,966	470	395
7	195	3,403392041	-0,966	470	395
8	225	3,926990817	-0,707	513	430
9	255	4,450589593	-0,259	589	491
10	285	4,974188368	0,259	675	560
11	315	5,497787144	0,707	751	621
12	345	6,021385919	0,966	794	656

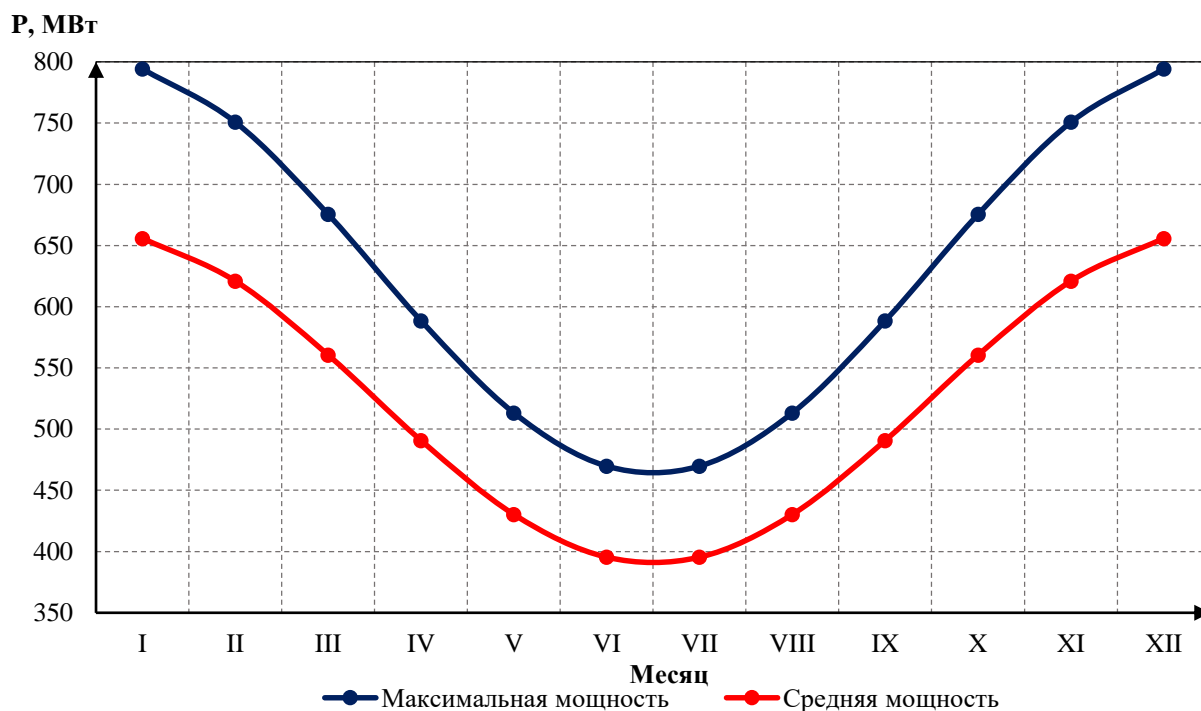


Рисунок 2.2 – Годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

2.3 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими электростанциями

В данном случае, часть графика нагрузки энергосистемы покрывается частью Светлинской ГЭС (70%), данные по которой представлены выше.

Для размещения существующих станций на ИКН, найдена среднесуточная выработка каждого месяца. Так как гидроэлектростанции не могут выдавать каждый месяц одинаковую выработку, вполне логичным будет предположить, что зимой выработка на 20 % больше, чем в летние месяцы.

Тогда среднесуточная выработка Зеленчукской ГЭС для января–декабря равна:

$$Э_{\text{ср.сут.}}^{\text{январь}} = \frac{Э_{\text{ср.год}}}{365} \cdot 1,2 = \frac{750 \cdot 0,7}{365} \cdot 1,2 = 1,726 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.12)$$

Для оставшихся месяцев среднесуточная выработка рассчитывается аналогичным образом.

Эта выработка задаётся по оси энергий. По оси мощностей катет равен установленной мощности станций $N_{\text{уст}} = 194 \text{ МВт}$.

Для дальнейшего построения баланса энергии рассчитаны среднесуточные мощности для всех месяцев года.

Среднесуточная мощность для января рассчитывается следующим образом:

$$N_{\text{ср.сут.}}^{\text{январь}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ср.сут.}}^{\text{январь}}}{24} \cdot 1000 = \frac{1,726}{24} \cdot 1000 = 72 \text{ МВт.} \quad (2.13)$$

Для остальных месяцев года среднесуточные мощности рассчитываются аналогично.

Среднесуточные выработки и мощности для существующих ГЭС приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Среднесуточные выработки и мощности существующей ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$\mathcal{E}_{\text{ср.сут.}}$, млн. кВт · ч	1,726	1,654	1,510	1,366	1,223	1,151	1,151	1,223	1,366	1,510	1,654	1,726
$N_{\text{ср.сут.}}$, МВт	72	69	63	57	51	48	48	51	57	63	69	72

2.4 Определение типа регулирования ГЭС

Для определения предварительного типа регулирования станции определён коэффициент зарегулированности стока β :

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{\bar{W}}, \quad (2.14)$$

где $V_{\text{полезный}}$ – полезный объём водохранилища;

\bar{W} – среднемноголетний сток в заданном створе.

Для вычисления полезного объёма водохранилища, задано приблизительное значение уровня мёртвого объёма (УМО) водохранилища. На начальном этапе УМО соответствует снижению УВБ на 35%.

Тогда $V_{\text{полезный}} = 7,56 \text{ км}^3$.

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{\bar{W}} = \frac{V_{\text{полезный}}}{Q_{\text{ср.мнгл.}} \cdot t_{\text{с.год}}} = \frac{7,56 \cdot 10^9}{520 \cdot 31536000} = 0,46.$$

Следовательно, на проектируемой станции годичный тип регулирования.

2.5 Водно-энергетический расчет ГЭС годового регулирования при заданной отдаче воды в нижний бьеф

Для выбранного расчётного маловодного года и принятой обеспеченности вычисляется значение мощности на бытовом стоке для каждого месяца года.

Бытовые мощности определяются при постоянном горизонте верхнего бьефа (ВБ), равном отметке НПУ, а напор ГЭС – по формуле:

$$H_{\text{ГЭС}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.15)$$

где $Z_{ВБ}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ;
 $Z_{НБ}$ – уровень нижнего бьефа (УНБ), соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды с учётом зимней и летней кривой связи $Z_{НБ} = f(Q)$;
 Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.
Тогда бытовая мощность будет рассчитываться по формуле:

$$N_{\text{быт.}} = k_N Q_{\text{пол.}}^{\text{быт.}} H_{\text{ГЭС}}, \quad (2.16)$$

где k_N – коэффициент мощности;
 $Q_{\text{пол.}}^{\text{быт.}}$ – полезный бытовой расход в данный месяц;
 $H_{\text{ГЭС}}$ – напор ГЭС.

Все полученные значения сведены в таблицу 2.7.

На следующем этапе рассчитывается мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК. Расчёт происходит аналогично расчёту режима по бытовому стоку. Однако вместо полезных бытовых расходов в данном случае в расчётах используются расходы водохозяйственного комплекса.

Отметка верхнего бьефа соответствует отметке НПУ.

$$N_{\text{ВХК}} = k_N Q_{\text{ВХК}} H_{\text{ГЭС}}, \quad (2.17)$$

где $Q_{\text{ВХК}}$ – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса.

Все полученные значения сведены в таблицу 2.8.

Далее, для построения баланса энергии, необходимо сравнить режимы работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку и определить избыточную мощность. Сравнение этих режимов приведено в таблице 2.9.

Таблица 2.7 – Режим работы ГЭС по бытовому стоку при УВБ равном НПУ

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{пол.}}^{\text{быт.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	8	7	17	18	473	1166	861	576	506	35	30	12
$Z_{ВБ}, \text{ м}$	299	299	299	299	299	299	299	299	299	299	299	299
$Z_{НБ}, \text{ м}$	264,07	264,07	264,16	264,17	266,99	269,94	268,81	267,52	267,16	264,32	264,27	264,11
$H_{\text{ГЭС}}, \text{ м}$	34,58	34,58	34,49	34,48	31,66	28,71	29,84	31,13	31,49	34,33	34,38	34,54
$N_{\text{быт.}}, \text{ МВт}$	2	2	5	5	130	291	224	156	139	11	9	3

Таблица 2.8 – Режим работы ГЭС по требованиям ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
$Z_{ВБ}, \text{ м}$	299	299	299	299	299	299	299	299	299	299	299	299
$Z_{НБ}, \text{ м}$	265,38	265,38	265,38	265,38	265,14	265,14	265,14	265,14	265,14	265,38	265,38	265,38
$H_{\text{ГЭС}}, \text{ м}$	33,27	33,27	33,27	33,27	33,51	33,51	33,51	33,51	33,51	33,27	33,27	33,27
$N_{\text{ВХК}}, \text{ МВт}$	46	46	46	46	47	47	47	47	47	46	46	46

Таблица 2.9 – Сравнение режимов работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{быт.}}, \text{МВт}$	2	2	5	5	130	291	224	156	139	11	9	3
$N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	46	46	46	46	47	47	47	47	47	46	46	46
$N_{\text{быт.}} - N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	-44	-44	-41	-41	84	245	177	109	92	-36	-37	-43

$$N_{\text{изб.}} = 420 \text{ МВт.}$$

2.6 Баланс энергии

Первая попытка зарегулировать сток осуществляется в графической форме с помощью построений на годовом графике средних мощностей энергосистемы.

С пика графика среднемесячных мощностей откладываются вниз среднемесячные мощности существующих ГЭС. Этим построением определяется, какую часть графика покрывают существующие ГЭС.

Ниже линии существующих станций, накладывая друг на друга, строим два режима работы, проектируемой ГЭС: по бытовой мощности и по требованиям ВХК.

В некоторых месяцах бытовая мощность меньше мощности, необходимой по требованиям ВХК – это дефицитные по воде месяцы. В других наоборот – это профицитные по воде месяцы.

В результате графического расчёта получаем гибридный режим работы станции: в месяцы, которые находятся под регулированием, станция работает по гарантированным мощностям, во все оставшиеся месяцы – по требованиям ВХК. Значения гарантированных мощностей определяются как разность координаты линии «гарантированной мощности» и координаты линии существующих ГЭС.

Баланс энергии представлен на рисунке Б.1 (приложение Б).

2.7 Водно – энергетический расчет режима работы ГЭС в маловодном году

На данном этапе проводится водно-энергетический расчёт, при котором определяется режим сработки-наполнения водохранилища при заданной отдаче ГЭС по активной мощности.

Расчёты ведутся в табличной форме, основные формулы представлены ниже.

$$Q_{\text{пол.быт.}} = Q_{\text{быт.}} - Q_{\text{шл.}} - Q_{\text{исп.}} - Q_{\text{фильт.}} - Q_{\text{лёд}}, \quad (2.18)$$

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{пол.быт.}} + Q_{\text{водохр.}} - Q_{\text{х.сб.}}, \quad (2.19)$$

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{ГЭС}} + Q_{\text{х.сб.}} + Q_{\text{шл.}} + Q_{\text{фильт.}}, \quad (2.20)$$

$$\Delta V = \frac{Q_{\text{водохр.}} \cdot t_{\text{с/мес.}}}{10^9}, \quad (2.21)$$

$$V_{\text{кон.}} = V_{\text{нач.}} - \Delta V, \quad (2.22)$$

$$Z_{\text{ВВ ср.}} = \frac{Z_{\text{ВВ}}^{\text{нач.}} + Z_{\text{ВВ}}^{\text{кон.}}}{2}, \quad (2.23)$$

$$H = Z_{\text{ВВ ср.}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.24)$$

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N Q_{\text{ГЭС}} H. \quad (2.25)$$

Первоначальный вариант сработки и наполнения водохранилища представлен в таблице Б.1 (приложение Б), однако он не является верным, так как водохранилище наполнилось ниже отметки НПУ. Следовательно, необходимо поднять линию гарантированной мощности и провести подбор гарантированной мощности так, чтобы выполнялась годовая сработка-наполнение водохранилища с достижением НПУ в последнем месяце наполнения водохранилища.

Окончательный вариант подбора гарантированных мощностей и сработки водохранилища представлен в таблице Б.2 (приложение Б).

После окончательного выполнения водно-энергетического расчёта режима работы ГЭС в маловодном году определилась гарантированная мощность ГЭС.

2.8 Определение рабочих мощностей ГЭС

Рабочая мощность ГЭС – это мгновенная мощность, выдаваемая в энергосистему работающими гидроагрегатами ГЭС.

Для того, чтобы определить рабочую мощность проектируемой гидроэлектростанции, необходимо вписать проектируемую ГЭС в не занятую существующими ГЭС пиковую и полупиковую зону графика нагрузки.

Однако есть обязательное условие: необходимо обеспечить санитарный попуск в нижний бьеф. Это означает, что часть мощности гидроэлектростанция обязана отдавать в базовом режиме.

Рабочая мощность равна:

$$N_{\text{раб.}} = N_{\text{баз.}} + N_{\text{пик.}} \quad (2.26)$$

Расчёт базовой мощности производится по формуле:

$$N_{\text{баз.}} = k_N Q_{\text{с.п.}} H, \quad (2.27)$$

где $Q_{\text{с.п.}}$ – расход санитарного попуска;

H – напор в данном месяце;

k_N – коэффициент мощности.

Соответствующая базовой мощности, суточная выработка рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{баз.}} = N_{\text{баз.}} \cdot 24. \quad (2.28)$$

Полученный треугольник размещается в базовой части графика нагрузки, там, где ИКН превращается в прямую линию. Горизонтальный катет соответствует суточной базовой выработке, проектируемой ГЭС, вертикальный – базовой мощности.

В целом гарантированная энергоотдача за сутки определяется из гарантированной мощности:

$$\mathcal{E}_{\text{гар.}} = N_{\text{гар.}} \cdot 24. \quad (2.29)$$

Таким образом, выработка в пиковой зоне графика нагрузки равна:

$$\mathcal{E}_{\text{пик.}} = \mathcal{E}_{\text{гар.}} - \mathcal{E}_{\text{баз.}} \quad (2.30)$$

Имея горизонтальный катет, вписываемого в пик-полу пик графика нагрузки, треугольника (выработку), определяем вертикальный катет треугольника, соответствующий рабочей мощности пиковой зоны.

Максимальная рабочая мощность проектируемой ГЭС не должна превышать гарантированную мощность более чем в 2 раза. Расчёт рабочей мощности производится для суток каждого месяца года.

Расчёты сведены в таблицу 2.10, размещение треугольников на ИКН показано на рисунках Б.2 – Б.3 (приложение Б).

Таблица 2.10 – Расчёт рабочих мощностей проектируемой станции

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{гар.}}, \text{МВт}$	155	123	69	33	34	35	38	39	40	68	123	155
$\mathcal{E}_{\text{гар.}}, \text{млн. кВт}\cdot\text{ч}$	3,721	2,951	1,656	0,793	0,807	0,851	0,909	0,947	0,970	1,623	2,946	3,715
$N_{\text{баз.}}, \text{МВт}$	18	18	18	19	19	20	22	23	23	22	21	20
$\mathcal{E}_{\text{баз.}}, \text{млн. кВт}\cdot\text{ч}$	0,441	0,429	0,440	0,453	0,461	0,486	0,519	0,541	0,554	0,540	0,504	0,469
$\mathcal{E}_{\text{пик.}}, \text{млн. кВт}\cdot\text{ч}$	3,280	2,522	1,216	0,340	0,346	0,365	0,390	0,406	0,416	1,083	2,442	3,246
$N_{\text{пик.}}, \text{МВт}$	200	163	140	75	24	25	26	27	30	98	154	199
$N_{\text{раб.}}, \text{МВт}$	218	181	158	94	43	45	48	50	53	120	175	219
$N_{\text{раб.}}/N_{\text{гар.}}$	1,41	1,47	1,97	2,84	1,29	1,28	1,26	1,26	1,31	1,78	1,43	1,41

2.9 Определение установленной мощности ГЭС. Расчёт резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования

Установленную мощность ГЭС по выполняемым в системе функциям можно представить в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{выт.раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{дубл.}}^{\text{ГЭС}} \quad (2.31)$$

При составлении баланса мощностей учитываем следующее: аварийный резерв составляет 10 % от максимальной мощности энергосистемы. Нагрузочный резерв – 1 % от максимальной мощности энергосистемы. Ввиду того, что дублирующая мощность отсутствует, установленную мощность проектируемой ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{выт.раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез.}}^{\text{ГЭС}} \quad (2.32)$$

Нагрузочный резерв необходимый энергосистеме в целом для января:

$$P_{\text{нагр.ЭС}} = P_{\text{maxЭС}} \cdot 0,03 = 794 \cdot 0,03 = 12 \text{ МВт.} \quad (2.33)$$

Нагрузочный резерв распределяется между проектируемой и существующими ГЭС пропорционально их максимальным рабочим мощностям, тогда:

$$P_{\text{нагр.проект.ГЭС}} = 7 \text{ МВт,}$$

$$P_{\text{нагр.сущ.ГЭС}} = 5 \text{ МВт.}$$

Оставшуюся часть резерва распределяем на ТЭС:

$$P_{\text{нагр.сущ.ТЭС}} = 12 \text{ МВт.}$$

Аварийный резерв для января:

$$P_{\text{авар.ЭС}} = P_{\text{maxЭС}} \cdot 0,1 = 794 \cdot 0,1 = 79 \text{ МВт.} \quad (2.34)$$

Аварийный резерв размещается на ТЭС, поэтому при расчёте установленной мощности, проектируемой ГЭС он считается равным 0.

Для определения величины ремонтного резерва необходимо определить ремонтную площадь существующих ГЭС и ТЭС, а также проектируемой ГЭС соответственно:

$$F_{\text{рем.сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб.сущ.ГЭС}}^I}{6} = \frac{161}{6} = 27 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}}, \quad (2.35)$$

$$F_{\text{рем.проект.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб.проект.ГЭС}}^I}{6} = \frac{218}{6} = 36 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}}, \quad (2.36)$$

$$F_{\text{рем.ТЭС}} = \frac{N_{\text{раб.ТЭС}}^I}{6} = \frac{415}{6} = 69 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}}. \quad (2.37)$$

Ремонт ТЭС размещается на два месяца, в период провала графика нагрузки энергосистемы.

После расчёта резервов необходимо определить установленную мощность проектируемой станции:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = 218 + 7 = 225 \text{ МВт.}$$

2.10 Баланс мощностей

Баланс мощностей представляет собой распределение мощностей на покрытие максимальной нагрузки между всеми участниками энергосистемы и размещение резервов во времени и по конкретным электростанциям.

Расчёт и распределение резервов посчитаны в п. 2.10 и сведены в таблицу 2.11, баланс мощностей изображен на рисунке Б.4 (приложение Б).

Таблица 2.11 – Расчёт и распределение резервов

Месяц	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ТЭС, МВт			
	P_{max}	$P_{\text{нагр.}}$	$P_{\text{авар.}}$	$P_{\text{раб.}}$	$P_{\text{нагр.}}$	$P_{\text{рем.}}$	$P_{\text{раб.}}$	$P_{\text{нагр.}}$	$P_{\text{рем.}}$	$P_{\text{раб.}}$	$P_{\text{нагр.}}$	$P_{\text{авар.}}$	$P_{\text{рем.}}$
I	794	12	79	161	5	0	218	7	0	415	12	41	0
II	751	12	75	155	5	0	181	5	0	415	12	41	0
III	675	12	68	102	3	0	158	5	0	415	12	42	0
IV	589	12	59	92	3	0	94	3	0	403	12	40	0
V	513	11	51	111	3	0	43	1	0	359	11	36	0
VI	470	10	47	98	3	0	45	1	0	326	10	33	35
VII	470	10	47	98	3	0	48	1	0	324	10	32	35
VIII	513	11	51	111	3	0	50	1	0	353	11	35	0
IX	589	12	59	128	4	27	53	2	0	407	12	41	0
X	675	12	68	108	3	0	152	5	36	415	12	41	0
XI	751	12	75	161	5	0	175	5	0	415	12	41	0
XII	794	12	79	161	5	0	219	7	0	415	12	41	0

2.11 Водно-энергетический расчёты режима работы ГЭС в среднем по водности году

Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году проводятся аналогично расчётам, описанным в п. 2.8.

При расчёте режима сработки в среднем по водности году рассмотрены следующие возможные варианты:

- работа ГЭС с мощностями, принятыми в маловодном году (приложение Б, таблица Б.3);
- работа ГЭС по отметкам сработки расчётного маловодного года (приложение Б, таблица Б.4).

По этим двум вариантам рассчитывается выработка электроэнергии ГЭС и выбирается вариант, обеспечивающий большую выработку. Наибольшую выработку обеспечивает вариант работы ГЭС по мощностям, принятым в маловодном году ($\mathcal{E} = 1017,25$ млн кВт·ч).

На рисунке 2.3 показана сработка-наполнение водохранилища в маловодном и средневодном году.

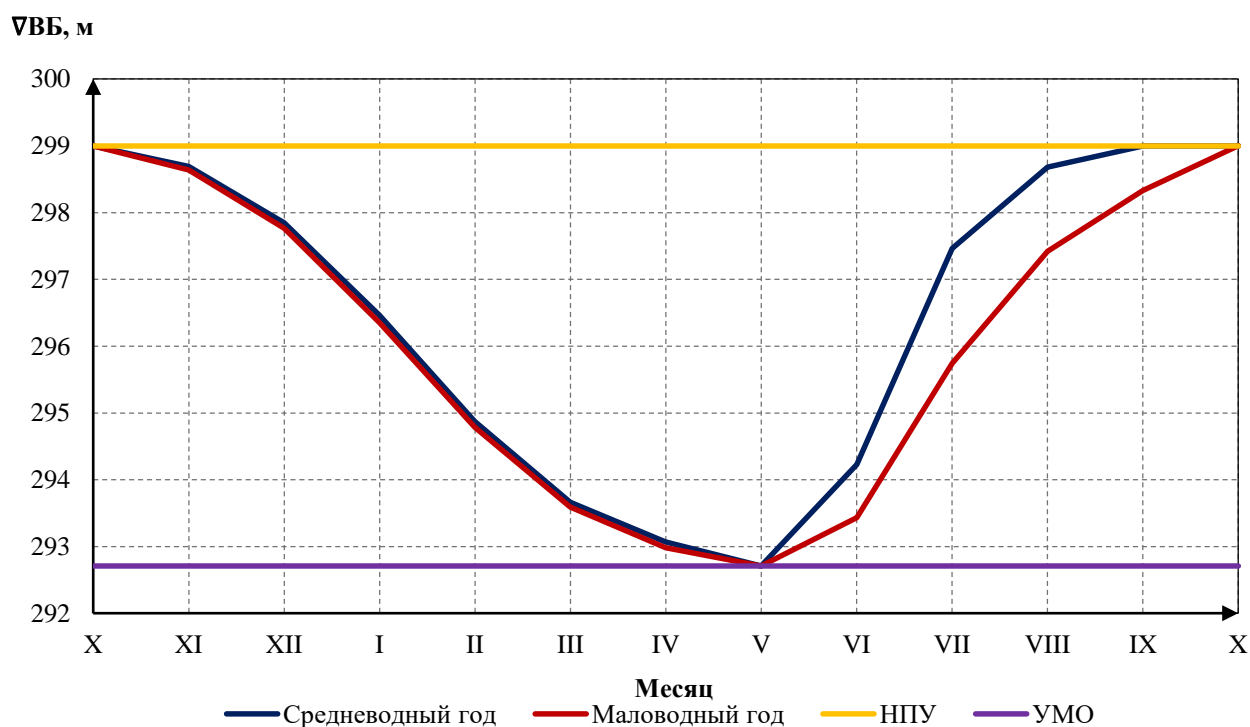


Рисунок 2.3 – График сработки-наполнения водохранилища в маловодном и средневодном годах

2.12 Построение режимного поля

Режимное поле служит для определения области допустимой работы, проектируемой ГЭС. Строится режимное поле с указанием линий ограничений по мощности генератора и пропускной способности турбины.

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = z_{вб}(V_{сраб}) - z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h. \quad (2.38)$$

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности:

$$N_{уст,расч} = k_N \cdot H_{ГЭС} \cdot Q_{ГЭС}. \quad (2.39)$$

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_{расч}^N}}, \quad (2.40)$$

где $Q_{ГЭС}^{max}$ – максимальная пропускная способность ГЭС.

Ограничение по минимальному расходу $Q_{min} = Q_{сан п-к} = 80 \text{ м}^3/\text{с}$.

Далее строится режимное поле с учетом всех указанных ограничений, из которого определяется диапазон изменения напоров и расходов. Режимное поле представлено на рисунке Б.5 (приложение Б). Результаты расчётов сведены в таблицу 2.12.

Таблица 2.12 – Расчёт режимного поля

Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{НБ},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Z_{НБ},$ м	$\nabla\text{НПУ},$ М	$\nabla\text{УМО},$ м	$Q_{НБ},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Z_{НБ},$ м	$\nabla\text{НПУ},$ М	$\nabla\text{УМО},$ м	$Q_{НБ},$ $\text{м}^3/\text{с}$
0	264,03	34,62	28,33	30,49	29,80	740	25,00	1033
100	264,74	33,91	27,62	29,78	29,46	749	24,86	1030
200	265,40	33,25	26,96	29,13	29,11	758	24,73	1027
300	266,01	32,64	26,35	28,51	28,77	767	24,59	1025
400	266,59	32,06	25,77	27,93	28,43	776	24,46	1022
500	267,13	31,52	25,23	27,39	28,09	786	24,32	1019
600	267,64	31,01	24,72	26,89	27,74	795	24,19	1016
700	268,11	30,54	24,25	26,41	27,40	805	24,05	1013
800	268,55	30,10	23,81	25,97	27,06	815	23,91	1010
900	268,96	29,69	23,40	25,56	26,71	826	23,78	1007
1000	269,35	29,30	23,01	25,17	26,37	837	23,64	1005
1100	269,71	28,94	22,65	24,81	26,03	848	23,51	1002
1200	270,05	28,60	22,31	24,47	25,69	859	23,37	999

Окончание таблицы 2.12

Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{НБ},$ м ³ /с	$Z_{НБ},$ м	$\nabla_{НПУ},$ М	$\nabla_{УМО},$ м	$Q_{НБ},$ м ³ /с	$Z_{НБ},$ м	$\nabla_{НПУ},$ М	$\nabla_{УМО},$ м	$Q_{НБ},$ м ³ /с
1300	270,37	28,28	21,99	24,15	25,34	871	23,24	996
1400	270,67	27,98	21,69	23,86	25,00	883	23,10	993
0	264,03	34,62	28,33	30,49	29,80	740	25,00	1033

Из режимного поля (рисунок Б.5) определено:

- максимальный напор $H_{\max} = 34,0$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;
- расчётный напор $H_{\text{расч}} = 25,0$ м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчётной установленной мощности с линией расчётного напора;
- минимальный напор $H_{\min} = 23,1$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности.

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор гидротурбины по главным универсальным характеристикам

3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбин

Выбор оборудования с использованием ГУХ состоит в том, что для каждого рассматриваемого типа турбин подобраны такие варианты диаметра D_1 рабочего колеса и синхронной частоты вращения $n_{\text{синх}}$, при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса и количестве установленных агрегатов.

На основе диапазона напоров из режимного поля произведён подбор вариантов турбин. В данном случае выбраны следующие типы гидротурбин: ПЛ40а-В, ПЛ40б-В. Параметры моделей этих гидротурбин представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры моделей гидротурбин

Параметр	ПЛ40а-В	ПЛ40б-В
$H_{\text{пред}},$ м	40	40

Окончание таблицы 3.1

Параметр	ПЛ40а-В	ПЛ40б-В
H_{min}/H_{max}	0,5	0,5
$n'_{Iopt}, \text{мин}^{-1}$	125	123
$Q'_{Iopt}, \text{л/с}$	1020	1150
η_{mopt}	0,913	0,904
$Q_{I max}, \text{л/с}$	1800	1700
$D'_{1м}, \text{м}$	0,460	0,460
$H_{мод}, \text{м}$	4	4
$t_{мод}, ^\circ\text{C}$	10	20
$\nu_{мод} \cdot 10^{-6}, \text{м}^2/\text{с}$	1,3	1,01

3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса

Задаваясь рядом стандартных значений диаметров D_1 рассчитаны для каждого следующие параметры. Расчёт в формулах приведён для выбранной турбины.

Мощность агрегата в расчётной точке:

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.1)$$

где Q'_{Ip} - приведённый расход в расчётной точке;

η_T - КПД натурной турбины;

η_G - КПД генератора, принимаем $\eta_G = 0,975$.

$$N_a = 9,81 \cdot 1,695 \cdot 6,7^2 \cdot \sqrt{25,0} \cdot 0,928 \cdot 0,975 = 80,51 \text{ МВт.}$$

КПД натурной турбины:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1мод}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{мод}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_N}{\nu_{мод}}} \right), \quad (3.2)$$

где η_M - КПД модельной турбины;

$D_{1мод}$ - диаметр модельной турбины;

$H_{мод}$ - напор модельной турбины;

D_1 - диаметр натурной турбины;

H_p - расчётный напор натурной гидротурбины;

$\nu_N, \nu_{мод}$ - коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натуральных и модельных условий; ν_N при средней температуре воды в году 5°C составляет $1,51 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

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

$$\eta_T = 1 - (1 - 0,885) \left((1 - 0,75) + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,460}{6,7}} \cdot \sqrt[10]{\frac{4}{25,0}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,51}{1,3}} \right) = 0,928.$$

Количество агрегатов:

$$Z'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}} = \frac{225}{80,51} = 2,8, \quad (3.3)$$

где $N_{\text{уст}}$ - установленная мощность ГЭС;

$N_{\text{агр}}$ - мощность агрегата.

Принято $Z_{\text{агр}} = 3$.

$$N_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{Z_{\text{агр}}} = \frac{225}{3} = 75 \text{ МВт.}$$

Поправка КПД:

$$\Delta_1 = \frac{\eta_H}{\eta_M} = \frac{0,928}{0,885} = 1,05. \quad (3.4)$$

Частота вращения турбины (с последующим округлением до стандартного значения):

$$n' = \frac{n'_{I_p} \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1} = \frac{125 \cdot \sqrt{1,05 \cdot 25,0}}{6,7} \approx 95,5 = 100 \text{ об/мин,} \quad (3.5)$$

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

Приведённая максимальная, расчётная и минимальная частоты вращения:

$$n'_{I_{\text{max}}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{min}})^{0,5}} = \frac{100 \cdot 6,7}{(1,05 \cdot 23,1)^{0,5}} = 136,14 \text{ об/мин,} \quad (3.6)$$

$$n'_{I_{\text{расч}}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_p)^{0,5}} = \frac{100 \cdot 6,7}{(1,05 \cdot 25,0)^{0,5}} = 130,86 \text{ об/мин,} \quad (3.7)$$

$$n'_{I_{\text{min}}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{max}})^{0,5}} = \frac{100 \cdot 6,7}{(1,05 \cdot 34,0)^{0,5}} = 112,21 \text{ об/мин.} \quad (3.8)$$

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{T_{\text{ср}}}} = \frac{75}{9,81 \cdot 6,7^2 \cdot 25,0^2 \cdot 0,975} = 1,397. \quad (3.9)$$

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии $n'_{I p}$, чтобы произведение $Q'_p \cdot \eta_T$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Произведение для ограничения по генератору:

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\max}^{1,5} \cdot \eta_{T \text{ ср}}} Q'_p \cdot \eta_T = \frac{75}{9,81 \cdot 6,7^2 \cdot 34,0^2 \cdot 0,975} = 0,881. \quad (3.10)$$

Приведённые расходы:

$$Q'_p = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\min} \cdot \Delta_1}} = \frac{80}{1 \cdot 6,7^2 \cdot \sqrt{23,1 \cdot 1,05}} = 0,362 \text{ л/с}, \quad (3.11)$$

$$Q'_p = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\max} \cdot \Delta_1}} = \frac{80}{1 \cdot 6,7^2 \cdot \sqrt{34,0 \cdot 1,05}} = 0,298 \text{ л/с}. \quad (3.12)$$

Результаты расчётов представлены в таблицах 3.2 – 3.3.

Таблица 3.2 – Параметры гидротурбины ПЛ40а-В

D_1 , м	5,6	6	6,3	6,7	7,1	7,5
η_T , о. е.	0,926	0,927	0,927	0,928	0,928	0,929
$N'_{\text{арп}}$, МВт	56,24	64,57	71,18	80,51	90,41	100,88
$Z'_{\text{арп}}$, ШТ	4,0	3,5	3,2	2,8	2,5	2,2
$Z_{\text{арп}}$, ШТ	4	4	4	3	3	3
$N_{\text{арп}}$, МВт	56,25	56,25	56,25	75,00	75,00	75,00
$m(\Delta_1)$, о. е.	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
n'_c , об/мин	114,2	106,6	101,6	95,5	90,2	85,4
$n_{\text{синх}}$, об/мин	115,4	107,1	107,1	100	93,8	85,7
$n'_I(H_{\min})$, об/мин	131,42	130,64	137,14	136,14	135,28	130,53
$n'_I(H_{\text{расч}})$, об/мин	126,33	125,58	131,82	130,86	130,04	125,47
$n'_I(H_{\max})$, об/мин	108,33	107,68	113,04	112,21	111,51	107,59
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{\text{расч}})$	1,500	1,307	1,185	1,397	1,244	1,115
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{\max})$	0,946	0,824	0,747	0,881	0,785	0,703
$Q'_I(H_{\max})$, л/с	0,428	0,372	0,338	0,298	0,266	0,238
$Q'_I(H_{\min})$, л/с	0,519	0,452	0,410	0,362	0,322	0,289

Таблица 3.3 – Параметры гидротурбины ПЛ40б-В

D_1 , м	6,3	6,7	7,1	7,5
η_T , о. е.	0,930	0,930	0,931	0,931
$N'_{\text{арп}}$, МВт	68,36	77,32	86,82	96,88
$Z'_{\text{арп}}$, ШТ	3,3	2,9	2,6	2,3
$Z_{\text{арп}}$, ШТ	4	3	3	3
$N_{\text{арп}}$, МВт	56,25	75,00	75,00	75,00
$m(\Delta_1)$, о. е.	1,04	1,04	1,04	1,04
n'_c , об/мин	99,7	93,7	88,5	83,8

Окончание таблицы 3.3

$n_{\text{синх}}$, об/мин	100	93,8	90,9	85,7
$n'_j(H_{\text{min}})$, об/мин	128,39	128,04	131,46	130,89
$n'_j(H_{\text{расч}})$, об/мин	123,42	123,08	126,36	125,82
$n'_j(H_{\text{max}})$, об/мин	105,83	105,54	108,36	107,89
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{\text{расч}})$	1,185	1,397	1,244	1,115
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{\text{max}})$	0,747	0,881	0,785	0,703
$Q'_j(H_{\text{max}})$, л/с	0,339	0,299	0,266	0,239
$Q'_j(H_{\text{min}})$, л/с	0,411	0,363	0,323	0,290

Далее турбины с различными диаметрами сопоставляются по следующим критериям:

- максимальный КПД;
- оптимальная рабочая зона турбины;
- сокращение количества агрегатов.

Турбина ПЛ40б-В. Варианты турбин ПЛ40б-В (таблица 3.3) не удовлетворяют требованиям проектирования, так как приведённая частота вращения при максимальном напоре не входит в зону работы ГУХ, так как ГУХ начинается с приведённой частоты вращения равной 110 об/мин, когда значение в таблице меньше данного.

Турбина ПЛ40а-В. Зоны работы для вариантов турбин ПЛ40а-В и ПЛ40б-В представлены на рисунках В.1 и В.2 (приложении В). В дальнейших расчётах рассмотрены варианты турбин ПЛ40а-В, из таблицы 3.2.

3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Определение заглубления рабочего колеса необходимо для обеспечения бескавитационной работы турбины. Расчёт в формулах представлен для выбранного диаметра.

Отметка установки рабочего колеса определяется по формуле:

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

где $Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})$ – отметка нижнего бьефа в зависимости от расхода в НБ;
 H_s – высота отсасывания.

Высота отсасывания находится по следующей формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})}{900} - \sigma H - 1,5, \quad (3.14)$$

где $B = 10$ м, барометрическое давление;
 σ – коэффициент кавитации, определяется по ГУХ (приложение А);
 H – напор.

Используя ГУХ с назначенной зоной работы гидротурбины вычисляются высоты отсасывания для трёх случаев:

1. Работа одного агрегата с номинальной мощностью при H_{max} .
2. Работа одного агрегата с номинальной мощностью при $H_{расч}$.
3. Работа одного агрегата при H_{min} с соответствующей ему мощности ограничения.

На линии максимального напора (приложение В), в крайней правой точке определяется расход, пересчитываемый с модели в натуру:

$$Q = Q_1' D_1^2 \sqrt{H_{max}}. \quad (3.15)$$

Затем по кривой связи (рисунок 1.3) $Z_{нб}(Q_{нб})$ определяется значение отметки уровня воды в нижнем бьефе при данном расходе. В остальных случаях расчёт выполняется аналогично. Значения результатов расчёта сведены в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты расчёта отметки установки РК гидротурбины

Параметры	ПЛ40а-В-560	ПЛ40а-В-600	ПЛ40а-В-630	ПЛ40а-В-670	ПЛ40а-В-710	ПЛ40а-В-750
$H_{max} = 34,0$ м						
σ	0,250	0,158	0,157	0,240	0,240	0,155
$Q, \text{м}^3/\text{с}$	195	195	194	258	258	260
$Z_{нб}(Q), \text{м}$	265,4	265,4	265,4	265,8	265,8	265,8
$H_s, \text{м}$	-0,29	2,83	2,86	0,04	0,04	2,93
$\nabla Z_{р.к.}, \text{м}$	265,07	268,2	268,23	265,81	265,81	268,71
$H_{расч} = 25,0$ м						
σ	0,625	0,458	0,430	0,551	0,551	0,358
$Q, \text{м}^3/\text{с}$	273	310	310	415	413	409
$Z_{нб}(Q), \text{м}$	265,9	266,1	266,1	266,7	266,7	266,6
$H_s, \text{м}$	-7,42	-3,24	-2,54	-5,57	-5,57	-0,74
$\nabla Z_{р.к.}, \text{м}$	258,43	262,83	263,53	261,10	261,09	265,90
$H_{min} = 23,1$ м						
σ	0,625	0,458	0,430	0,551	0,551	0,358
$Q, \text{м}^3/\text{с}$	256	253	253	338	328	334
$Z_{нб}(Q), \text{м}$	265,7	265,7	265,7	266,22	266,2	266,2
$H_s, \text{м}$	-6,23	-2,37	-1,72	-4,52	-4,52	-0,06
$\nabla Z_{р.к.}, \text{м}$	259,51	263,35	264,00	261,71	261,66	266,15

На основании расчётов выше, результаты которых сведены в таблицы 3.2 и 3.4 к установке принята гидротурбина ПЛ40а-В-670, так как при меньшем числе агрегатов и диаметре рабочего колеса, удаётся обеспечить заявленную выдачу установленной мощности. А также, для данного варианта имеется существующий гидрогенератор. Таким образом, к установке принята турбина ПЛ40а-В-670 с синхронной частотой вращения $n_{синх} = 100$ об/мин и количеством агрегатов $Z_{агр} = 3$.

Исходя из условия бескавитационной работы во всех режимах принята отметка установки рабочего колеса:

$$\nabla Z_{р.к.} = 261,10 \text{ м.}$$

3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора

Номинальная кажущаяся мощность гидрогенератора:

$$S_H = \frac{N_{grp}}{\cos \varphi} = \frac{75}{0,85} = 88,24 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.16)$$

где $\cos \varphi = 0,85$ – коэффициент мощности.

Число пар полюсов гидрогенератора:

$$2p = \frac{2f \cdot 60}{n_{синх}} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{100} = 60. \quad (3.17)$$

Гидрогенератор выбран по номинальной мощности и числу пар полюсов: СВ-1210/122-60УХЛ4. Параметры генератора представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Номинальные параметры гидрогенератора СВ-1210/122-60УХЛ4

$S_{НОМ}$, МВ · А	$P_{НОМ}$, МВт	$\cos \varphi$	$U_{НОМ}$, кВ	$I_{НОМ}$, кА	$n_{НОМ}$, об/мин	$n_{УГ}$ / $n_{НОМ}$	x''_d	x'_d	x_d
94,00	80,00	0,85	13,8	3,93	100	2,0	0,21	0,28	0,99

3.4 Гидротехнический расчёт бетонной спиральной камеры

Угол охвата спиральной камеры, рекомендуемый угол охвата спиральной камеры берётся из ГУХ (приложение В):

$$\varphi_{сп} = 210^\circ.$$

Наружный радиус входного сечения также из ГУХ:

$$r_{вх} = 1,789D_1 = 1,789 \cdot 6,7 = 11,99 \text{ м}. \quad (3.18)$$

Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_{вх} = 10,28 \text{ м},$$

$$r_a = \frac{D_{вх}}{2} = \frac{10,28}{2} = 5,14 \text{ м}.$$

Диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_{вых} = 8,99 \text{ м},$$

$$r_b = \frac{D_{вых}}{2} = \frac{8,99}{2} = 4,495 \text{ м}.$$

Высота направляющего аппарата, определяется по ГУХ:

$$b_0 = 0,4D_1 = 0,4 \cdot 6,7 = 2,68 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Высота статора:

$$B_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033D_1 = 2,68 + 0,0033 \cdot 6,7 = 2,70 \text{ м.} \quad (3.20)$$

Допустимая скорость во входном сечении $v_{\text{вх}} = 4,22 \text{ м/с}$.

Полный расход через турбину при расчётных значениях мощности и напора:

$$Q_T = \frac{N_{\text{агр}}}{9,81H_{\text{расч}}\eta_{\text{опт}}} = \frac{75000}{9,81 \cdot 25,0 \cdot 0,901} = 339 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.21)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_T \cdot \varphi}{360} = \frac{339 \cdot 210}{360} = 198 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.22)$$

Площадь входного сечения:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_i}{v_{\text{вх}}} = \frac{198}{4,22} = 46,95 \text{ м}^2. \quad (3.23)$$

Ширина входного сечения:

$$a_{\text{вх}} = r_{\text{вх}} - r_a = 11,99 - 5,14 = 6,85 \text{ м.} \quad (3.24)$$

Высота входного сечения определяется из квадратного уравнения:

$$F_{\text{вх}} = b_0(r_a - r_b) + (r_{\text{вх}} - r_a)b_{\text{вх}} - \frac{(b_{\text{вх}} - b_0)^2}{2} \tan 15^\circ. \quad (3.25)$$

Отбрасывая один из корней ($b_{\text{вх}}^1 = 6,96$; $b_{\text{вх}}^2 = 49,50$), высота входного сечения равна:

$$b_{\text{вх}} = 6,96 \text{ м.}$$

Дальнейший расчёт спиральной камеры выполнен аналитическим методом.

$$a_i = r_i - r_a, \quad (2.26)$$

$$m_i = k_2 a_i^2, \quad (3.27)$$

$$\text{где } k_2 = \frac{m_{\text{вх}}}{a_{\text{вх}}^2} = \frac{b_{\text{вх}} - b_0}{a_{\text{вх}}^2} = \frac{6,96 - 2,68}{6,85^2} = 0,091.$$

$$b_i = m_i + b_0, \quad (3.28)$$

$$r_k = r_a + m_i \tan 15^\circ. \quad (3.29)$$

Значение интеграла для любого сечения вычисляется по формуле:

$$J_i = b_0 \cdot \ln\left(\frac{r_a}{r_b}\right) + b_i \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right) - r_k \cdot \text{ctgy} \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right) + m_i. \quad (3.30)$$

Величина угла спирали для любого сечения:

$$\varphi_i^\circ = \frac{180}{J_{\text{вх}}} \cdot J_i. \quad (3.31)$$

Результаты расчёта сведены в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Расчёт бетонной спиральной камеры

Величина	Сечения						
	вх	1	2	3	4	5	6
r_i	11,99	11,41	10,83	10,26	9,68	9,11	8,53
b_i	6,96	6,27	5,64	5,07	4,56	4,12	3,73
r_k	6,29	6,10	5,93	5,78	5,65	5,53	5,42
r_k/r_a	1,22	1,19	1,15	1,12	1,10	1,07	1,05
$\ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right)$	0,20	0,17	0,14	0,12	0,09	0,07	0,05
r_i/r_a	2,33	2,22	2,11	2,00	1,88	1,77	1,66
$\ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right)$	0,85	0,80	0,75	0,69	0,63	0,57	0,51
$b_i \cdot \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right)$	5,90	5,00	4,21	3,51	2,89	2,35	1,89
$r_k \cdot \text{ctgy}$	23,47	22,78	22,15	21,58	21,07	20,62	20,23
$r_k \cdot \text{ctgy} \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right)$	4,73	3,91	3,18	2,54	1,97	1,49	1,08
m_i	4,28	3,59	2,96	2,39	1,88	1,44	1,05
J_i	5,81	5,04	4,35	3,72	3,16	2,66	2,22
φ_i°	210,00	182,35	157,21	134,52	114,22	96,18	80,24
a_i	6,85	6,27	5,69	5,12	4,54	3,97	3,39

Продолжение таблицы 3.6

Величина	Сечения						
	7	8	9	10	11	12	вых
r_i	7,95	7,38	6,80	6,22	5,65	5,07	4,495
b_i	3,40	3,14	2,93	2,79	2,70	2,68	2,72
r_k	5,33	5,26	5,21	5,17	5,15	5,14	5,15

Окончание таблицы 3.6

Величина	Сечения						
	7	8	9	10	11	12	вых
r_k/r_a	1,04	1,02	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00
$\ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right)$	0,04	0,02	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
r_i/r_a	1,55	1,44	1,32	1,21	1,10	0,99	0,87
$\ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right)$	0,44	0,36	0,28	0,19	0,09	-0,01	-0,13
$b_i \cdot \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right)$	1,49	1,13	0,82	0,53	0,25	-0,04	-0,36
$r_k \cdot ctg\gamma$	19,91	19,64	19,43	19,29	19,21	19,18	19,22
$r_k \cdot ctg\gamma \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right)$	0,74	0,46	0,25	0,11	0,02	0,00	0,04
m_i	0,72	0,46	0,25	0,11	0,02	0,00	0,04
J_i	1,83	1,49	1,18	0,89	0,61	0,32	-0,01
φ_i°	66,19	53,76	42,59	32,26	22,19	11,69	-0,19
a_i	2,81	2,24	1,66	1,08	0,51	-0,07	-0,65

По рассчитанным промежуточным сечениям построен график $\varphi_{сп} = f(r_i)$.
График представлен на рисунке 2.4.

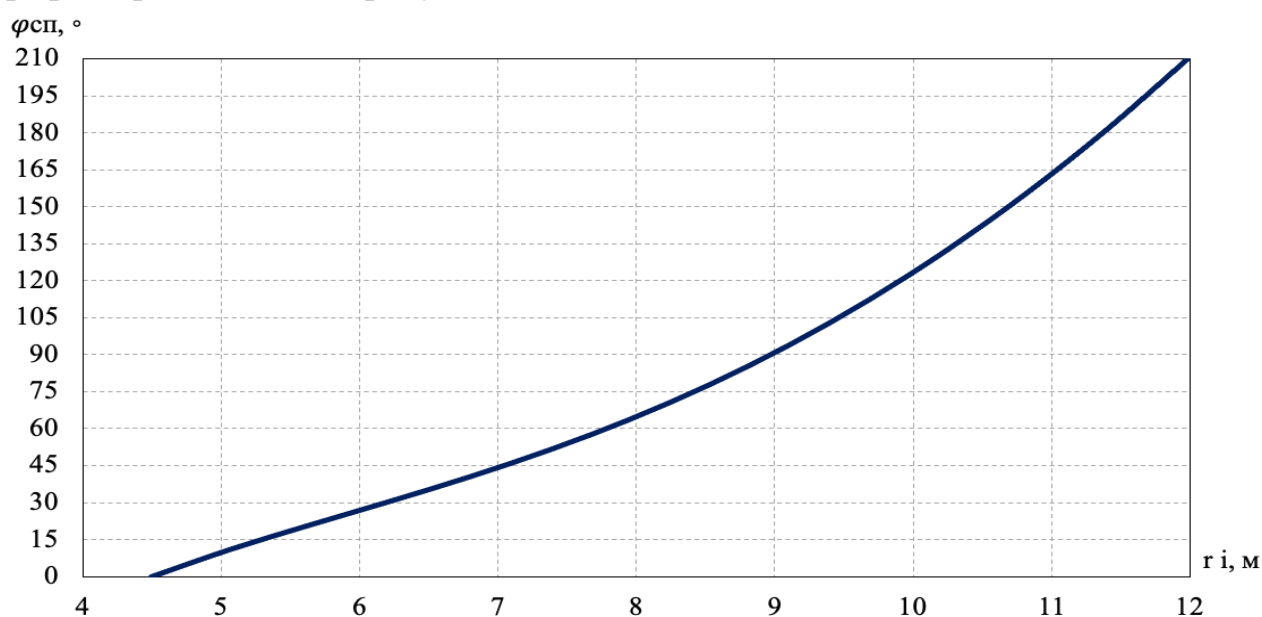


Рисунок 2.4 – График зависимости $\varphi_{сп} = f(r_i)$

План спиральной камеры (приложение В) построен с помощью таблицы 3.7. Значения для таблицы получены путём разбиения угла охвата спиральной камеры на части с интервалами $\Delta\varphi_{сп} = 15^\circ$.

Таблица 3.7 – Данные для построения плана спиральной камеры

φ	0	15	30	45	60	75	90	105
$r, \text{ м}$	4,50	5,23	6,15	7,00	7,75	8,40	8,95	9,43

Продолжение таблицы 3.7

φ	120	135	150	165	180	195	210
$r, \text{м}$	9,88	10,30	10,67	11,02	11,35	11,67	11,99

Ширина подвода определяется из ГУХ:

$$B' = 2,885D_1 = 2,885 \cdot 6,7 = 19,33 \text{ м.} \quad (3.32)$$

Так как ширина подвода больше 7 метров, то устанавливается промежуточный бычок, толщина которого вычисляется по формуле:

$$b = 1 + \frac{Q_T}{400} = 1 + \frac{339}{400} = 1,85 \text{ м.} \quad (3.33)$$

Ширина подвода с учётом ширины бычка из ГУХ:

$$B' + b = 19,33 + 1,85 = 21,18 \text{ м.} \quad (3.34)$$

3.5 Расчёт деталей и узлов гидротурбины

3.5.1 Расчёт вала на прочность

Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчёт вала на прочность производится с учётом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Наружный диаметр вала рассчитывается предварительно по следующей формуле:

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{\tau_{доп}} \right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{7,31}{30} \right)^{0,33} = 1074 \text{ мм,} \quad (3.35)$$

где $\tau_{доп} = 30 \text{ МПа}$.

Крутящий момент определяется по формуле:

$$M_{кр} = \frac{0,00974N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 75000}{100} = 7,31. \quad (3.36)$$

Окончательное значение наружного диаметра вала $D_B = 1100 \text{ мм}$.

3.5.2 Расчёт подшипника

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок. В проекте рекомендуется применять подшипник на водяной смазке, который может быть кольцевого или сегментного типа.

Расчёт подшипника сводится к определению его размера и проверке по критерию работоспособности.

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по эмпирической зависимости:

$$R_{\text{рад}} = \frac{0,8N}{n_{\text{синх}}D_1} = \frac{0,8 \cdot 75000}{100 \cdot 6,7} = 89,55 \text{ кН.} \quad (3.37)$$

Диаметр вала под подшипником, с учётом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше наружного диаметра вала:

$$d_{\text{п}} = D_{\text{в}} + 20 = 1100 + 20 = 1120 \text{ мм.} \quad (3.38)$$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{п}}h_{\text{п}}} = \frac{89,55}{1,12 \cdot 0,4} = 199,89 \text{ кПа} \leq [p_{\text{уд}}] = 29U = 340,13 \text{ кПа,} \quad (3.39)$$

где $h_{\text{п}} = 400 \text{ мм}$;

$$U = \frac{\pi n_{\text{синх}} d_{\text{п}}}{30} = \frac{3,14 \cdot 100 \cdot 1,12}{30} = 11,73 \text{ м/с.}$$

Для сегментного подшипника число сегментов и высота сегментов равны соответственно: $Z_{\text{сегм}} = 8$, $h_{\text{п}} = 400 \text{ мм}$.

Усилие на наиболее нагруженный сегмент определяется по следующей формуле:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1+2 \cos \alpha + 2 \cos 2\alpha} = \frac{89,55}{1+2 \cos 45 + 2 \cos 90} = 37,09 \text{ кН,} \quad (3.40)$$

где $\alpha = \frac{360^\circ}{8} = 45^\circ$.

Удельная нагрузка на сегмент рассчитывается по следующей формуле:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_1}{l_{\text{сегм}}h_{\text{п}}} = \frac{37,09}{0,40 \cdot 0,4} = 234,27 \text{ кПа} \leq [p_{\text{уд}}] = 50U = 586,43 \text{ кПа,} \quad (3.41)$$

где $l_{\text{сегм}} = \frac{0,9\pi d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{0,9 \cdot 3,14 \cdot 1,12}{8} = 0,40 \text{ м.}$

Из расчётов видно, что по допускаемой нагрузке подходят оба подшипника, но выбран сегментный в связи с более простой конструкцией.

3.5.3 Выбор типа маслonaпорной установки

Габаритные размеры маслonaпорной установки определяются размером маслoвоздушного котла, зависящего от суммарного числа сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме [5, с. 144] определяется тип маслonaпорной установки для напора $H = 40,0$ м и диаметра $D_1 = 6,7$ м: МНУ 16/1-40-20-3,

где 16 – объём гидроаккумулятора м^3 ;

1 – количество гидроаккумуляторов;

40 – сосуд, рассчитанный на давление 40 МПа;

20 – вместительность сливного бака, м^3 ;

3 – количество насосов.

3.5.4 Выбор электрогидравлического регулятора

По таблице [6, с. 103] определён тип ЭГР. Для поворотно-лопастной турбины принят: ЭГРК-2И1-150-4. Панели электрооборудования по типу усилительных элементов, применяемых в основном канале регулирования на интегральных микросхемах.

ЭГР – электрогидравлический регулятор;

И – на интегральных микросхемах;

150 – диаметр главного золотника;

4 – гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

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

Для проектируемой ГЭС рассмотрены 2 структурные схемы электрических соединений: с одиночными и укрупнёнными блоками. Данные схемы представлены на рисунке 4.1.

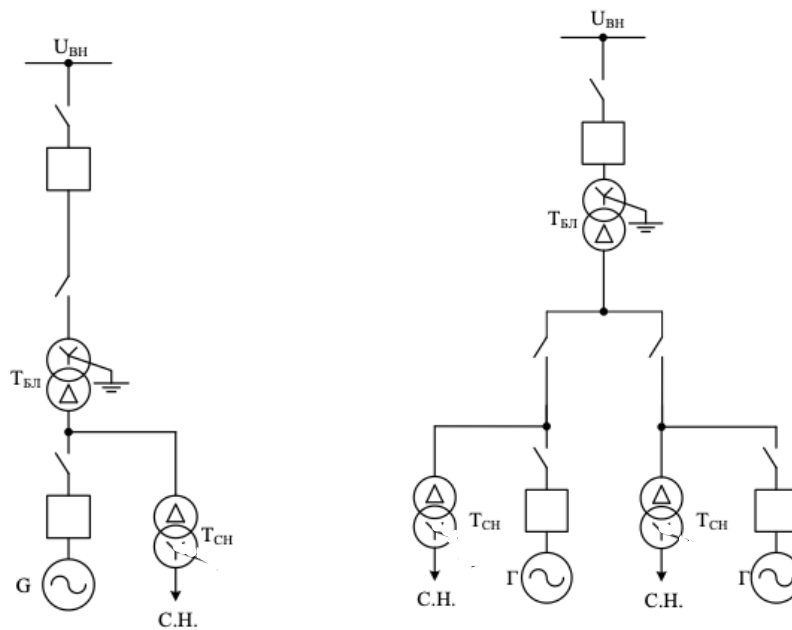


Рисунок 4.1 – Структурная схема ГЭС с одиночными и укрупнёнными блоками

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.2.1 Выбор синхронных генераторов

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

По справочным данным выбран гидрогенератор СВ-1210/122-60 УХЛ4. Данные генератора представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные генератора СВ-1210/122-60 УХЛ4

Номинальная мощность		$U_{Г\text{ ном'}}$ кВТ	$\cos \varphi_{Г}$ о.е.	$n_{\text{ном'}}$ об/мин	Индуктивные сопротивления		
$S_{Г\text{ ном'}}$ МВ · А	$P_{Г\text{ ном'}}$ МВт				x''_d	x'_d	x_d
94	80	13,8	0,85	100	0,21	0,28	0,99

4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночными блоками

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

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{Г\text{ ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{Г}} = \frac{80 - 0,5\% \cdot 80}{0,85} = 93,65 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.1)$$

На основании полученных данных выбран трансформатор ТДЦ-125000/220-У1 марки ООО «Трансинжиниринг». Данные трансформатора представлены в таблице 4.2.

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

$S_{НОМ},$ МВ · А	$U_{Н},$ кВ		$U_{К},$ %	$\Delta P_{К},$ кВт	$\Delta P_{ХХ},$ кВт	$I_{Х},$ %
	$U_{ВН}$	$U_{НН}$				
125	220	13,8	11	380	90	0,55

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

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

Время работы блока в течение года:

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

где $\mu = 1$ – частота ремонтов;

$T_{пл} = 30$ ч – время плановых простоев блока;

$\omega = 0,025$ – параметр потока отказов трансформатора блока;

$T_{в} = 60$ ч – среднее время аварийно-восстановительных работ.

$$t_{раб} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8728,5 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{ХХ} = n_T \cdot \Delta P_{ХХ} \cdot t_{раб} = 1 \cdot 0,090 \cdot 8728,5 = 785,57 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

где $n_T = 1$ – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{Н} = \frac{\Delta P_{К}}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{ТНОМ}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,380}{1} \cdot \left(\frac{93,65}{125}\right)^2 \cdot 2405 = 513 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.5)$$

Издержки на потери ЭЭ определяются следующим образом:

$$И_{(1)} = \Delta W_{ХХ} \cdot \beta_1 + \Delta W_{Н} \cdot \beta_2, \quad (4.6)$$

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

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

$$I_{(1)} = 785,57 \cdot 0,6 \cdot 10^{-2} + 513 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} = 9,33 \text{ тыс. руб./год,}$$

$$I_1 = n \cdot I_{(1)} = 3 \cdot 9,28 = 27,99 \text{ тыс. руб./год,} \quad (4.7)$$

где $n = 3$ – количество блоков.

4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупнённым блоком

Расчётная мощность трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = 2 \cdot \frac{80 - 0,5\% \cdot 80}{0,85} = 187,29 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.8)$$

На основании полученных данных выбран трансформатор ТДЦ-200000/220 марки ООО «Тольяттинский Трансформатор». Данные трансформатора представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-200000/220

$S_{\text{ном}},$ МВ · А	$U_{\text{н}},$ кВ		$U_{\text{к}},$ %	$\Delta P_{\text{к}},$ кВт	$\Delta P_{\text{хх}},$ кВт	$I_{\text{х}},$ %
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
200	242	13,8	11	580	200	0,45

Потери холостого хода в трансформаторе (4.4):

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,200 \cdot 8728,5 = 1748,40 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Нагрузочные потери в трансформаторе (4.5):

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{Т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{Т ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,580}{1} \cdot \left(\frac{187,29}{1200} \right)^2 \cdot 2405 = 1223,44 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Издержки на потери ЭЭ (4.6):

$$I_{(1)} = \Delta W_{\text{хх}} \cdot \beta_1 + \Delta W_{\text{н}} \cdot \beta_2 = 1748,40 \cdot 0,6 \cdot 10^{-2} + 1223,44 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} = 21,50 \text{ тыс. руб./год,}$$

$$I_2 = I_{(1)} + I_{(2)} = 9,33 + 21,50 = 30,83 \text{ тыс. руб./год.} \quad (4.9)$$

4.2.4 Выбор трансформатора собственных нужд

Трансформаторы собственных нужд выбираются из условия обеспечения одним ТСН собственных нужд всей станции.

Мощность трансформатора СН:

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot n_{\Gamma} \cdot \frac{P_{\Gamma \text{ ном}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = 0,5\% \cdot 3 \cdot \frac{80}{0,85} = 1412 \text{ кВ} \cdot \text{А}. \quad (4.10)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{\text{с.н.}} \leq S_{\text{ТСН}}. \quad (4.11)$$

Выбран трансформатор собственных нужд ТСЗ-1600/13,8. Данные трансформатора представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Паспортные данные трансформатора ТСЗ-1600/13,8

$S_{\text{НОМ}}, \text{кВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$	
1600	13,8	6	6

4.3 Выбор количества отходящих ВЛ РУ ВН и марки проводов ВЛ

Число отходящих линий:

$$n = \frac{(S_{\Gamma} \cdot n_{\Gamma} - S_{\text{сн}}) \cdot \cos \varphi}{k \cdot P_{\text{нат}}} + 1 = \frac{(94 \cdot 3 - 1,66) \cdot 0,85}{1,2 \cdot 135} + 1 \approx 2,3 = 3, \quad (4.12)$$

где $k = 1,2$ – коэффициент приведения натуральной мощности линий электропередач (при номинальном напряжении 220 кВ);

$P_{\text{нат}} = 135$ МВт – натуральная мощность линий электропередач.

Рабочий ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi} = \frac{P_{\text{уст.}} - P_{\text{сн.}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi} = \frac{240 - 1,41}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 245,76 \text{ А}. \quad (4.13)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{раб}} \cdot \alpha_T \cdot \alpha_i = 245,76 \cdot 1 \cdot 1,05 = 280,94 \text{ А}, \quad (4.14)$$

где $\alpha_T = 1$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации;

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

Выбор сечения проводов производится по методу экономической плотности тока.

Экономически целесообразное сечение составляет:

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{э}}} = \frac{280,94}{1,1} = 234,59 \text{ мм}^2, \quad (4.15)$$

где $j_3 = 1,1 \text{ А/мм}^2$ – нормированная плотность тока.

Выбран провод АС-240/32, допустимый продолжительный ток которого 710 А, удельное индуктивное сопротивление на 100 км $x_0 = 43,5 \text{ Ом}$, удельное активное сопротивление на 100 км $r_0 = 12,1 \text{ Ом}$, проводимость $b_0 = 2,6 \cdot 10^{-4} \text{ См}$, число проводов в фазе $n_{\text{п}} = 1$.

Проверка провода по нагреву при перегрузке:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi} = \frac{240 - 1,41}{(3-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 368,64 \text{ А.} \quad (4.16)$$

Так как $I_{\text{ав}} < I_{\text{доп}}$, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании ТЭР

Стоимость выбранных трансформаторов и КРУЭ определена в соответствии с СТО ФСК ЕЭС Укрупнённые показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6, 10-750 кВ, а также с учётом индексов МИНСТРОЯ РФ на 3 квартал 2022 года, цены на оборудование представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Стоимость оборудования

Оборудование	Стоимость, тыс. руб.
ТДЦ-125000/220-У1	27269
ТДЦ-200000/220	41475
ТСЗ-1600/13,8	4095
КРУЭ-220	18690

Капиталовложения для схемы с одиночными блоками рассчитываются по следующей формуле:

$$K_1 = n \cdot K_{\text{тр}} + m \cdot K_{\text{сн}} + t \cdot K_{\text{КРУЭ}}, \quad (4.17)$$

где $n = 3$ – количество блочных трансформаторов;

$K_{\text{тр}}$ – стоимость одного блочного трансформатора;

$m = 3$ – количество трансформаторов собственных нужд;

$K_{\text{сн}}$ – стоимость одного трансформатора собственных нужд;

$t = 7$ – количество ячеек КРУЭ;

$K_{\text{КРУЭ}}$ – стоимость одной ячейки КРУЭ.

$$K_1 = 3 \cdot 27269 + 3 \cdot 4095 + 7 \cdot 18690 = 224921 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупнёнными блоками рассчитываются по следующей формуле:

$$K_2 = n \cdot K_{\text{тр}} + m \cdot K_{\text{сн}} + t \cdot K_{\text{КРУЭ}}, \quad (4.18)$$

где $n = 2$ – количество блочных трансформаторов;

$K_{\text{тр}}$ – стоимость одного блочного трансформатора;

$m = 3$ – количество трансформаторов собственных нужд;

$K_{\text{сн}}$ – стоимость одного трансформатора собственных нужд;

$t = 6$ – количество ячеек КРУЭ;

$K_{\text{КРУЭ}}$ – стоимость одной ячейки КРУЭ.

$$K_2 = 2 \cdot 41475 + 3 \cdot 4095 + 6 \cdot 18690 = 207375 \text{ тыс. руб.}$$

Приведённые затраты для схемы с одиночными блоками:

$$Z_1 = E \cdot K_1 + И_1 = 0,15 \cdot 224921 + 27,99 = 33765,93 \text{ тыс. руб.}, \quad (4.19)$$

где $E = 0,15$ – коэффициент сравнительной эффективности для электроэнергетики.

Приведённые затраты для схемы с укрупнёнными блоками:

$$Z_2 = E \cdot K_2 + И_2 = 0,15 \cdot 207375 + 30,83 = 31136,93 \text{ тыс. руб.}, \quad (4.20)$$

$$\Delta Z = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\% = \frac{33765,99 - 31136,83}{33765,99} \cdot 100\% = 7,79\%. \quad (4.21)$$

Таким образом, для проектируемой Томмотской ГЭС принимается структурная схема с одиночными блоками, так как она обладает наибольшей надёжностью.

4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений РУ 220 кВ: 7 (3 ВЛЭП 220 кВ, 3 блока, 1 служебное присоединение – МШВ). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбрана схема с двумя рабочими системами сборных шин. Выбранная схема РУ 220 кВ представлена на рисунке 4.2.

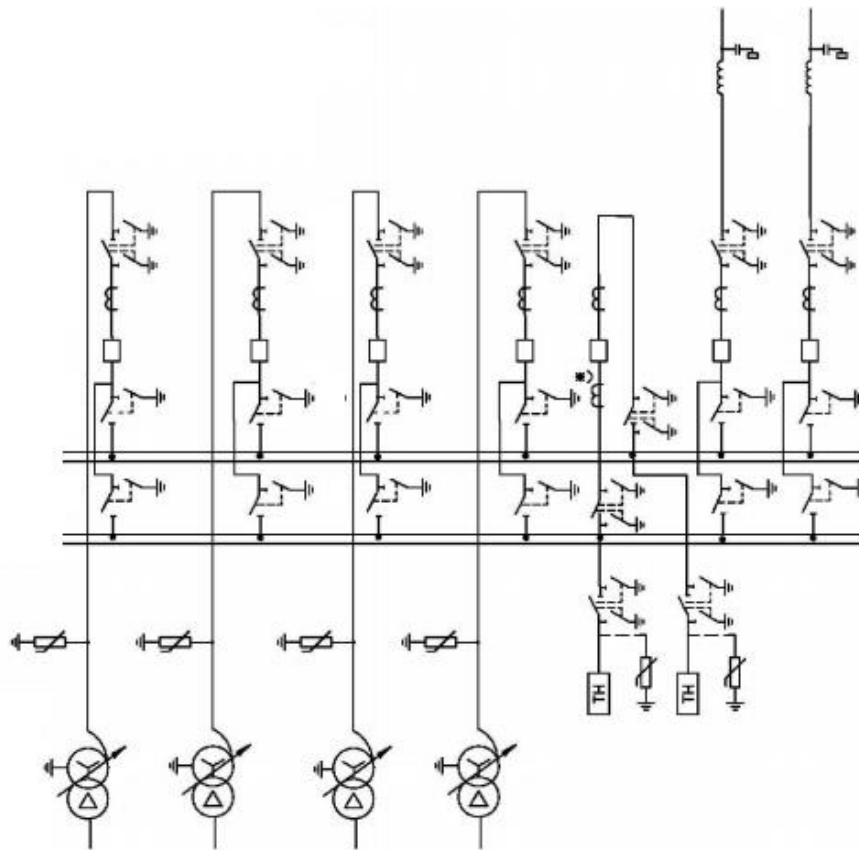


Рисунок 4.2 – Схема РУ ВН 220 кВ

4.6 Расчёт токов КЗ для выбора электрических аппаратов

4.6.1 Расчёт исходных данных

Индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{Г} = x''_d \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0,21 \cdot \frac{13,8^2}{94} = 0,375 \text{ Ом.} \quad (4.22)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{Г} = E_* \cdot U_{6} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,59 \text{ кВ.} \quad (4.23)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{Т} = \frac{U_{к\%} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 125} = 51,54 \text{ Ом.} \quad (4.24)$$

Система:

$$x_c = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{242^2}{180} = 325,36 \text{ Ом.} \quad (4.25)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_{\text{Л}} = x_{0,\text{УД}} \cdot l = 0,435 \cdot 30 = 13,05 \text{ Ом.} \quad (4.26)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_c = E_{*c} \cdot U_{61} = 1,0 \cdot 242 = 242 \text{ кВ.} \quad (4.27)$$

Коэффициент трансформации:

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

Активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах:

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{\text{а,}\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,425}{0,045 \cdot 314} = 0,030 \text{ Ом,} \quad (4.29)$$

$$r_c = \frac{x_{*c}}{T_{\text{а,}c} \cdot \omega} = \frac{325,36}{0,035 \cdot 314} = 29,60 \text{ Ом,} \quad (4.30)$$

$$r_{\text{Л}} = r_{0,\text{УД}} \cdot l = 1,21 \cdot 30 = 3,63 \text{ Ом,} \quad (4.31)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{380 \cdot 242^2}{125^2} = 1,422 \text{ Ом.} \quad (4.32)$$

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

На рисунке 4.3 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.4 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.5 представлены исходные данные по генераторам.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input checked="" type="checkbox"/>			у	1	Генератор 1		14				
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Генератор 2		14				
3	<input type="checkbox"/>			у	3	Генератор 3		14				
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Блок 1		14				
5	<input type="checkbox"/>			у	5	Блок 2		14				
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Блок 3		14				
7	<input type="checkbox"/>			у	7	КРУЭ		242				
8	<input type="checkbox"/>			у	8	Система		242				

Рисунок 4.3 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	тр0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД...	N_анц	Кт/г	r0	x0	g0	b0	№ мс гр	№ мс
1	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	1	4			Генератор 1 - Блок 1													
2	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	2	5			Генератор 2 - Блок 2													
3	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	3	6			Генератор 3 - Блок 3													
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	4	7			Блок 1 - КРУЭ	1,42	51,54					0,057						
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	5	7			Блок 2 - КРУЭ	1,42	51,54					0,057						
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	6	7			Блок 3 - КРУЭ	1,42	51,54					0,057						
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	Выкл	7	8			КРУЭ - Система	3,63	13,05											

Рисунок 4.4 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Генератор 1	1	0,030	0,425	0,030	0,425	0,090	1,275	15,590
2			2	Генератор 2	2	0,030	0,425	0,030	0,425	0,090	1,275	15,590
3			3	Генератор 3	3	0,030	0,425	0,030	0,425	0,090	1,275	15,590
4			5	Система	10	29,600	325,360	29,600	325,360	29,600	325,360	242,000

Рисунок 4.5 – Исходные данные по генераторам

Результаты расчётов токов КЗ представлены на рисунках 4.6-4.8 и сведены в таблицу 4.6.

	S	№	№ сост	Тип	П1	П2	П3	П4	L	I1	d1	r1	x1	I2	d2	r2	x2	I0	d0	r0	x0	
1		1	1	Зф	1					21,2420	-85,98											

Рисунок 4.6 – Результат расчёта токов трёхфазного КЗ

	S	№	№ сост	Тип	П1	П2	П3	П4	L	I1	d1	r1	x1	I2	d2	r2	x2	I0	d0	r0	x0
1		1	1	Зф	7					4,5011	-88,37			4,5011	-88,37			4,5011	-88,37		

Рисунок 4.7 – Результат расчёта токов однофазного КЗ

	S	№	№ сост	Тип	П1	П2	П3	П4	L	I1	d1	r1	x1	I2	d2	r2	x2	I0	d0	r0	x0
1		1	1	Зф	7					9,1128	-88,40										

Рисунок 4.8 – Результат расчёта трёхфазного КЗ

Полный ток однофазного КЗ:

$$I_{кз}^1 = I_1 + I_2 + I_3 = 4,5011 \cdot 3 = 13,50 \text{ А.} \quad (4.33)$$

Таблица 4.6 – Место короткого замыкания и результат расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$, кА	I_y , кА
1ф	7	13,50	32,79
3ф	7	9,11	22,13
3ф	1	21,24	51,58

4.7 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов

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

$$I_{г,раб \max} = 1,05 \cdot I_{г,ном} = 1,05 \cdot 3,93 = 4,129 \text{ кА.} \quad (4.34)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб \max(ПУВН)} = \frac{S_{г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{т,ном(-5\%)}} = \frac{94 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 229,9} = 0,236 \text{ кА.} \quad (4.35)$$

Рабочий максимальный ток ЛЭП:

$$I_{раб.маx} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{280,94 \cdot 10^3}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,224 \text{ кА.} \quad (4.36)$$

Расчётный ток утяжелённого режима для линии:

$$I_{раб.утж} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{280,94 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,336 \text{ кА.} \quad (4.37)$$

4.8 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ

4.8.1 Выбор выключателей и разъединителей

Выбор выключателей (4.38 – 4.45) и разъединителей (4.38 – 4.41) произведён по приведённым ниже условиям. По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}. \quad (4.38)$$

По длительному току:

$$I_{ном}(I_{маx}) \leq I_{ном}. \quad (4.39)$$

По симметричному току отключения:

$$I_{п\tau} \leq I_{отк.ном} \quad (4.40)$$

По отключению апериодической составляющей тока к.з.:

$$i_{a\tau} \leq i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{отк.ном} \quad (4.41)$$

По отключению полного тока к.з. (если не выполняется условие 8.4):

$$\sqrt{2} \cdot I_{п\tau} + i_{a\tau} \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot (1 + \beta_{ном}). \quad (4.42)$$

На электродинамическую стойкость:

$$I_{по} \leq I_{дин} \quad (4.43)$$

$$i_y \leq i_{дин} \quad (4.44)$$

На термическую стойкость:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (4.45)$$

По имеющимся данным для генераторного напряжения принимается вакуумный выключатель ВГГ-15-50/6300 марки ОАО ВО «Электроаппарат». Разъединитель РВРЗ-20/8000 марки ЗАО «ЗЭТО». Основные технические параметры генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблицах 4.7 и 4.8 соответственно. Результаты выбора выключателя и разъединителя приведены в таблице 4.9.

Таблица 4.7 – Основные технические параметры генераторного выключателя

Параметры	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	15
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	17,5
Номинальный ток, А	6300
Номинальный ток отключения, кА	50
Ток термической стойкости, кА	50
Ток электродинамической стойкости, кА	130
Полное время отключения, мс	3
Собственное время включения, мс	0,040
Собственное время отключения, мс	0,1
Механический ресурс, циклов ВО	10000
Масса, кг	2560

Таблица 4.8 – Основные технические параметры разъединителя

Параметры	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	20
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	24
Номинальный ток, А	8000
Ток электродинамической стойкости, кА	100
Ток термической стойкости, кА	250
Время протекания тока термической стойкости (для главных ножей), с	3
Время протекания тока термической стойкости (для заземлителей), с	1
Частота, Гц	50

Таблица 4.9 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Условие	Расчётные данные		Каталожные данные (выключатель / разъединитель)		Примечание
8.1	$U_{уст}$, кВ	13,8	$U_{ном}$, кВ	15 / 20	Условие выполняется
8.2	$I_{ном}(I_{мах})$, кА	4,129	$I_{ном}$, кА	6,3 / 8	Условие выполняется
8.3	$I_{пг}$, кА	21,24	$I_{отк.ном}$, кА	50 / 100	Условие выполняется
8.4	$i_{аг}$, кА	21,24	$i_{а.ном}$, кА	53,03 / 106,07	Условие выполняется
8.5	$\sqrt{2} \cdot I_{пг} + i_{аг}$, кА	51,28	$\sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot (1 + \beta_{ном})$, кА	123,74	Условие выполняется
8.6	$I_{по}$, кА	21,24	$I_{дин}$, кА	130	Условие выполняется
8.7	$i_{у}$, кА	51,58	$i_{дин}$, кА	130	Условие выполняется
8.8	B_k , кА ² · с	18,05	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$, кА ² · с	7500	Условие выполняется

4.8.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Трансформатор тока выбран в соответствии со следующими критериями.
По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}. \quad (4.46)$$

По длительному току:

$$I_{ном}(I_{мах}) \leq I_{ном}. \quad (4.47)$$

На электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}}, \quad (4.48)$$

$$i_y \leq i_{\text{дин}}. \quad (4.49)$$

На термическую стойкость:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}. \quad (4.50)$$

Принимается трансформатор тока ТШЛ-20-I марки ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». Каталожные данные представлены в таблице 4.10. Результаты выбора трансформатора тока приведены в таблице 4.11.

Таблица 4.10 – Основные технические характеристики трансформатора тока

Параметры	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	20
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	24
Номинальная частота переменного тока, Гц	50
Номинальный вторичный ток, А	5
Номинальный первичный ток, А	6000
Количество вторичных обмоток	2
Класс точности (вторичной обмотки для измерений)	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5
Класс точности (вторичной обмотки для защиты)	5P; 10P

Таблица 4.11 – Сводная таблица по выбору трансформатора тока

Условие	Расчётные данные		Каталожные данные		Примечание
8.9	$U_{\text{уст}}$, кВ	13,8	$U_{\text{ном}}$, кВ	20	Условие выполняется
8.10	$I_{\text{норм}}(I_{\text{max}})$, кА	4,129	$I_{\text{ном}}$, кА	6	Условие выполняется
8.11	$I_{\text{п0}}$, кА	21,24	$I_{\text{дин}}$, кА	120	Условие выполняется
8.12	i_y , кА	51,58	$i_{\text{дин}}$, кА	120	Условие выполняется
8.13	B_k , кА ² · с	18,05	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$, кА ² · с	43200	Условие выполняется

Трансформатор напряжения выбран по номинальному напряжению установки. Принимается трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-15 марки ОАО «СЗТТ». Каталожные данные трансформатора напряжения представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Основные технические характеристики трансформатора напряжения ЗНОЛ-СЭЦ-15

Параметры	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	15
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	17,5
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	$15/\sqrt{3}$
Номинальное напряжение основной вторичной обмотки, В	$100/\sqrt{3}$
Номинальное напряжение дополнительной вторичной обмотки, кВ	100
Классы точности основной вторичной обмотки	0,2; 0,5; 1,0; 3,0
Классы точности дополнительной вторичной обмотки	3; 3P; 6P
Номинальная частота, Гц	50

Для защиты трансформатора от перенапряжений со стороны низшего напряжения устанавливается ОПН. Выбор ОПН производится по классу напряжения. Таким образом, принимается ОПН-20-УХЛ1 марки ОАО «Разряд».

4.8.3 Выбор синхронизаторов и анализаторов сети

Выбран автоматический синхронизатор для синхронных машин и систем переменного тока Synchrotact 5500 (вспомогательное устройство для работы с несколькими генераторами). Synchrotact 5 – пятое поколение автоматических синхронизаторов, производимых компанией ABB Switzerland Ltd. Устройства SYNCHROTACT используется для автоматической синхронизации генераторов с сетью, а также для параллельного включения систем переменного тока и могут применяться как в виде одноканальной, так и двухканальной систем. Благодаря гибкой конструкции SYNCHROTACT 5 может поставляться в различных конфигурациях для обеспечения требуемой надежности и безопасности. Программное обеспечение SynView предназначено для быстрого и удобного выполнения наладки и технического обслуживания устройств SYNCHROTACT 5 и функционирует с ОС Microsoft Windows 95, 98, NT или 2000. Имеются версии SynView на английском, немецком, французском и русском языках.

Программное обеспечение SynView выполняет следующие функции:

- Установка параметров;
- Отображение измеряемых величин;
- Запись и анализ переходных процессов;
- Регистрация текущих событий.

4.9 Выбор параметров КРУЭ

По имеющимся данным для КРУЭ 220кВ принимается комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией типа ELK-14 (Модульное КРУЭ на 245 кВ) фирмы АВВ.

Распределительные устройства с элегазовой изоляцией составлены из нескольких модулей, позволяющих создать все распространенные варианты компоновки и схемы соединения шин. Каждый элемент, такой как разъединитель, сборные шины, выключатель, заключен в газонепроницаемый корпус, заполненный элегазом под давлением. Барьерные изоляторы разделяют распределительное устройство на отдельные функциональные газовые отсеки. Каждый отсек оборудован устройством сброса давления и материалом, поглощающим влагу и продукты разложения.

Базовые модули, входящие в состав распределительного устройства типа ELK-14: высокоэффективный выключатель, безопасные разъединители и заземлители, надежные трансформаторы тока и напряжения, широкий спектр соединительных элементов, инновационная технология управления и защиты. Параметры модулей распределительного устройства представлены в таблицах 4.13 – 4.19.

Таблица 4.13 – Основные данные

Наименование параметра	Единица измерения	Значение
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	до 253
Испытательное напряжение промышленной частоты, 1 мин	кВ	460
Испытательное напряжение промышленной частоты, 1 мин через разомкнутые контакты	кВ	530
Испытательное напряжение грозового импульса	кВ	1050
Испытательное напряжение грозового импульса через разомкнутые контакты	кВ	1200
Номинальная частота	Гц	50
Номинальный ток	А	3150
Номинальный ток отключения	кА	50
Ток динамической стойкости (пиковое значение)	кА	135

Таблица 4.14 – Выключатель

Наименование параметра	Единица измерения	Значение
Коэффициент первого гасящего полюса	-	1,3
Номинальный ток отключения	кА	40
Номинальный ток включения (пиковое значение)	кА	130
Тип привода	-	пружинный
Собственное время отключения	мс	< 30
Полное время включения	мс	< 50
Номинальное время включения	мс	< 100

Окончание таблицы 4.14

Наименование параметра	Единица измерения	Значение
Время повторного включения	мс	< 300
Номинальная последовательность операций	O – 0.3с – BO – 1 мин – BO или BO – 15с – BO	
Быстродействующее автоматическое повторное замыкание	одно- и трехфазное	
Механическая прочность	Класс	M2
Коммутация емкостных токов	Класс	C2

Таблица 4.15 – Разъединители и заземлители

Наименование параметра	Единица измерения	Значение
Отключающая способность по емкостному току	мА	250
Отключающая способность по уравнительному току сборных шин	A/B	1600/20
Время отключения / включения	s	< 2.5
Механическая прочность	Класс	M2

Таблица 4.16 – Быстродействующий заземлитель

Наименование параметра	Единица измерения	Значение
Коммутационная способность		
Включающая способность		
Ток	кА	50
Индуктивные токи		
Напряжение	кВ	2
Ток	А	80
Емкостные токи		
Напряжение	кВ	12
Ток	А	3
Время работы электромотора	с	< 2

Таблица 4.17 – Трансформатор напряжения

Наименование параметра	Единица измерения	Значение
Номинальная выходная мощность (суммарная)	ВА	100
Номинальный класс точности	%	0,2; 0,5; 3P
Номинальная тепловая мощность (суммарная)	ВА	1000
Номинальный коэффициент перегрузки по напряжению	-	1.9/8 ч
Количество вторичных обмоток	-	до 3

Таблица 4.18 – Трансформатор тока

Наименование параметра	Единица измерения	Значение
Измерительные обмотки – параметры по запросу		
Защитные обмотки (с устойчивостью к переходным режимам – опция) – параметры по запросу		

Таблица 4.19 – Ввод элегаз-воздух

Наименование параметра	Единица измерения	Значение
Продолжительная изгибающая нагрузка	Н	2500
Испытательная изгибающая нагрузка	Н	5000
Длина пути утечки	мм/кВ	20, 25, 31

В соответствии с таблицей 4.6 и таблице 4.13 данная ячейка подходит для установки, так как номинальный ток отключения ячейки ELK-14 больше ударного тока КЗ.

5 Устройства релейной защиты и автоматики

5.1 Релейная защита и автоматика

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

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

5.1.1 Перечень защит блока генератор-трансформатор

Согласно ПУЭ и требованиям к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденных Приказом Минэнерго России №101 от 13 февраля 2019 г. приняты к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

На главном генераторе СВ-1210/122-60УХЛ4:

- 1) Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
- 2) Защита от замыканий на землю 100% обмотки статора генератора;
- 3) Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- 4) Защита от повышения напряжения;
- 5) Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- 6) Защита от симметричных перегрузок статора;
- 7) Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- 8) Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- 9) Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;

- 10) Защита ротора от замыканий на землю;
- 11) Защита от перегрузки обмотки ротора;
- 12) Защита от длительной форсировки;
- 13) Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;
- 14) Контроль исправности цепей напряжения КИН;
- 15) Контроль наличия тока генератора.

На силовом трансформаторе блока ТДЦ-125000/220-У1:

- 1) Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- 2) Газовая защита;
- 3) Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю;
- 4) Контроль изоляции высоковольтных вводов;
- 5) Резервная максимальная токовая защита;
- 6) Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- 7) Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- 8) Защита от перегрева трансформатора.

На трансформаторе собственных нужд ТСЗ-1600/13,8:

- 1) Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- 2) Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
- 3) Защита от перегрузки;
- 4) Реле тока охлаждения.

На выпрямительном трансформаторе:

- 1) Максимальная токовая защита;
- 2) Токовая отсечка.

5.1.2 Расчёт номинальных токов

Основываясь на паспортных данных гидрогенератора необходимо произвести выбор системы возбуждения. Ток длительно допустимого режима работы ротора находится по формуле:

$$I_{д.д.рот.} = 1,1 \cdot I_{ном.рот} = 1,1 \cdot 1100 = 1210 \text{ А.} \quad (5.1)$$

Из каталога рассматривается система возбуждения с длительным током, превышающим длительно допустимый ток. Тип и параметры выбранной системы возбуждения представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Параметры системы возбуждения СТС-275-1200-2,5 УХЛ4

Ток (длит/форс), А	1200	2160
Напряжение (длит/форс), В	275	625

СТ – система возбуждения тиристорная;

С – по схеме самовозбуждения;
 275 – номинальное напряжение, В;
 1200 – номинальный длительно допустимый ток, А;
 УХЛ4 – климатическое исполнение.

После выбора системы возбуждения необходимо выбрать выпрямительный трансформатор СВ. Для этого требуется найти линейное напряжение вторичной обмотки выпрямительного трансформатора из условия обеспеченности принятой кратности форсировки:

$$U_{ТВ} = \frac{2,5U_{РОТ.НОМ.} + \Delta U}{K_U(1-X_T)K_{СН}} = \frac{2,5 \cdot 192 + 6}{1,35 \cdot (1 - 0,05) \cdot 0,9} = 421 \text{ В.} \quad (5.2)$$

где X_T – реактивность выпрямительного трансформатора (5-8%);

ΔU – падение напряжения в вентилях и кабелях связи (3-6 В, зависит от количества тиристоров в ветвях выпрямителя);

K_U – коэффициент выпрямления схемы Ларионова по напряжению = 1,35;

$K_{СН}$ – коэффициент, учитывающий снижение напряжения на выпрямительном трансформаторе при коммутациях = 0,9.

Далее выполняем предварительный расчёт мощности выпрямительного трансформатора:

$$S_{TE} = \sqrt{3}U_{TE}I_{длит.} = \sqrt{3} \cdot 560 \cdot 1,2 = 1163 \text{ МВА.} \quad (5.3)$$

По каталожным данным произведен выбор выпрямительного трансформатора. Параметры представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Технические характеристики выпрямительного трансформатора ТСЗП-1600/15 ВУЗ

Тип	Мощность сетевой обмотки, кВА	Номинальное напряжение обмоток		Ток преобразователя, А
		Сетевой, кВ	Вентильной, В	
ТСЗП-1600/15 ВУЗ	1600	13,8	560	2000

После выбора трансформатора СВ производится выбранной проверка на перегрузочную способность в режиме форсировки:

$$k_{пер} = \frac{I_{\phi} \cdot k_{сх}}{I_{н TE}}, \quad (5.4)$$

где I_{ϕ} – ток форсировки, равный 2160 А;

$k_{сх}$ – коэффициент схемы, равный 0,816;

$I_{н TE}$ – номинальный ток, протекающий через выпрямительный трансформатор.

Определяется кратность перегрузки выпрямительного трансформатора ТЕ при протекании через него тока форсировки, а также перед этим определяется дополнительно ток $I_{H\ TE}$:

$$I_{H\ TE} = S_{НОМ\ ТЕ} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ВЕНТ} = 1600 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,560 = 1552 \text{ А},$$

$$k_{пер} = \frac{2160 \cdot 0,816}{1552} = 1,14.$$

По данным ГОСТ (таблица 5.3) допустимая перегрузочная способность при 14 % составляет 60 минут, таким образом выбранный трансформатор способен выдержать перегрузку до срабатывания защит генератора.

Таблица 5.3 – Допустимые длительности перегрузки по току

Перегрузка по току, %	20	30	40	50	60
Длительность, мин	60	45	32	18	5

Для расчета уставок защит необходимо найти номинальные токи выпрямительного трансформатора и приводят их к низшей стороне трансформаторов тока:

$$I_{ТВ.ВН}^{(1)} = \frac{S_{Т\ НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 66,939 \text{ А}, \quad (5.5)$$

$$I_{ТВ.ВН.ТТ}^{(1)} = \frac{I_{ТВ.ВН}^{(1)}}{K_{ТТ}} = \frac{66,939}{200/5} = 1,673 \text{ А}, \quad (5.6)$$

$$I_{Н.ГГ}^{(1)} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{94 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 3933 \text{ А}, \quad (5.7)$$

$$I_{Н.ГГ.ТТ}^{(1)} = \frac{I_{Н.ГГ}^{(1)}}{K_{ТТ}} = \frac{3933}{6000/5} = 3,277 \text{ А}, \quad (5.8)$$

$$I_{Т.ВН}^{(1)} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{125 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 328 \text{ А}, \quad (5.9)$$

$$I_{Т.ВН.ТТ}^{(1)} = \frac{I_{Т.ВН}^{(1)}}{K_{ТТ}} = \frac{328}{500/5} = 3,28 \text{ А}. \quad (5.10)$$

5.1.3 Расчёт токов КЗ

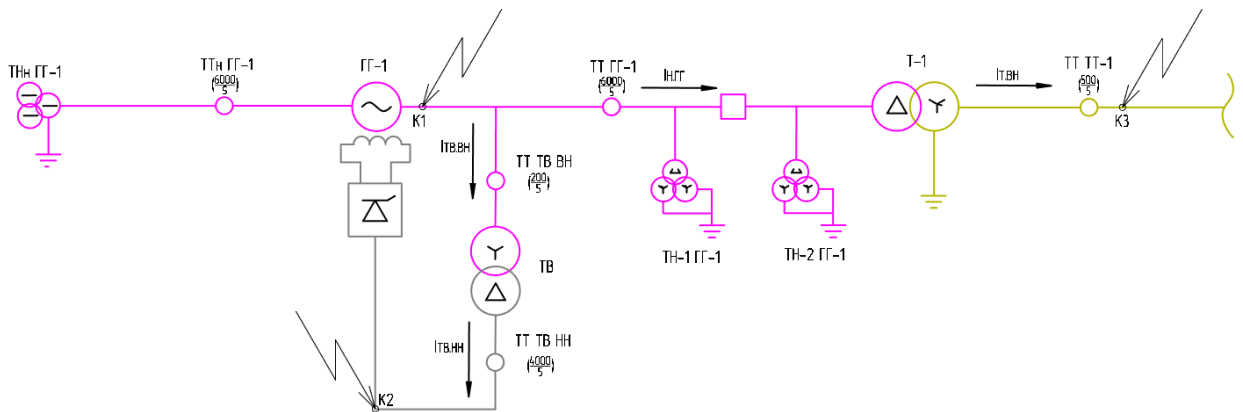


Рисунок 5.1 – Расчётная схема

Расчет произведен приближенным приведением в относительных единицах. За базисную мощность принята $S_6 = 1000$ МВА.

Для синхронных генераторов сверхпереходную ЭДС в предшествующем режиме следует определять по формуле:

$$E_q'' = \sqrt{(\cos\varphi_r)^2 + (\sin\varphi_r + x_d'')^2} = \sqrt{0,85^2 + (0,53 + 0,21)^2} = 1,14 \text{ о. е.}, \quad (5.11)$$

где $\sin\varphi_r = \sqrt{1 - (\cos\varphi_r)^2} = 0,53$.

Напряжения принимаются равными: $U_{61} = 13,8$ кВ; $U_{62} = 0,56$ кВ; $U_{63} = 220$ кВ.

Базисные токи на ступенях КЗ:

$$I_{61}^{(3)} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 41837 \text{ А}, \quad (5.12)$$

$$I_{62}^{(3)} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,56} = 1030983 \text{ А}, \quad (5.13)$$

$$I_{63}^{(3)} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{63}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 2624 \text{ А}. \quad (5.14)$$

Сопротивления генератора и трансформаторов вычисляются по формулам:

$$x_{ГГ} = x_d'' \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} = 0,21 \cdot \frac{1000}{94} = 2,234 \text{ Ом}, \quad (5.15)$$

$$x_{Т} = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 0,88 \text{ Ом}, \quad (5.16)$$

$$x_{ТВ} = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{НОМ}} = \frac{6}{100} \cdot \frac{1000}{1,600} = 37,50 \text{ Ом.} \quad (5.17)$$

Токи КЗ в приведенных единицах:

$$I''_{К1.макс} = \frac{E''_q}{X_{ГГ}} = \frac{1,14}{2,234} = 0,509 \text{ о. е.}, \quad (5.18)$$

$$I''_{К1.мин} = \frac{E''_*}{X_{ГГ}} = \frac{1}{2,234} = 0,448 \text{ о. е.}, \quad (5.19)$$

$$I''_{К2.макс} = \frac{E''_q}{X_{ГГ} + x_{ТВ}} = \frac{1,14}{2,234 + 37,5} = 0,029 \text{ о. е.}, \quad (5.20)$$

$$I''_{К2.мин} = \frac{E''_*}{X_{ГГ} + x_{ТВ}} = \frac{1}{2,234 + 37,5} = 0,025 \text{ о. е.}, \quad (5.21)$$

$$I''_{К3.макс} = \frac{E''_q}{X_{ГГ} + x_{Т}} = \frac{1,14}{2,234 + 0,88} = 0,365 \text{ о. е.}, \quad (5.22)$$

$$I''_{К3.мин} = \frac{E''_*}{X_{ГГ} + x_{Т}} = \frac{1}{2,234 + 0,88} = 0,321 \text{ о. е.} \quad (5.23)$$

Токи КЗ в именованных единицах:

$$I_{К1.макс}^{(3)} = I_{б1}^{(3)} \cdot I''_{К1.макс} = 41837 \cdot 0,509 = 21298 \text{ А}, \quad (5.24)$$

$$I_{К1.мин}^{(3)} = I_{б1}^{(3)} \cdot I''_{К1.мин} = 41837 \cdot 0,448 = 18727 \text{ А}, \quad (5.25)$$

$$I_{К2.макс}^{(3)} = I_{б2}^{(3)} \cdot I''_{К2.макс} = 1030983 \cdot 0,029 = 29509 \text{ А}, \quad (5.26)$$

$$I_{К2.мин}^{(3)} = I_{б2}^{(3)} \cdot I''_{К2.мин} = 1030983 \cdot 0,025 = 25947 \text{ А}, \quad (5.27)$$

$$I_{К3.макс}^{(3)} = I_{б3}^{(3)} \cdot I''_{К3.макс} = 2624 \cdot 0,365 = 958 \text{ А}, \quad (5.28)$$

$$I_{К3.мин}^{(3)} = I_{б3}^{(3)} \cdot I''_{К3.мин} = 2624 \cdot 0,321 = 843 \text{ А}. \quad (5.29)$$

Токи КЗ, приведенные к ВН выпрямительного трансформатора:

$$I_{КЗ.ТВ.макс}^{(3)} = \frac{I_{К2.макс}^{(3)}}{k_{Т.ТВ}} = \frac{29509}{\frac{13,8}{0,56}} = 1197 \text{ А}, \quad (5.30)$$

$$I_{КЗ.ТВ.мин}^{(3)} = \frac{I_{К2.мин}^{(3)}}{k_{Т.ТВ}} = \frac{25947}{\frac{13,8}{0,56}} = 1053 \text{ А}. \quad (5.31)$$

Токи двухфазного КЗ:

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K1.мин}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 18727 = 16218 \text{ А}, \quad (5.32)$$

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K2.мин}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 25947 = 22471 \text{ А}, \quad (5.33)$$

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3.мин}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 843 = 730 \text{ А}, \quad (5.34)$$

$$I_{K3.ТВ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3.ТВ.мин}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1053 = 912 \text{ А}. \quad (5.35)$$

5.2 Описание защит и расчет их уставок

5.2.1 Расчёт уставок для защит выпрямительного трансформатора ($I > ТВ$), ($I \gg ТВ$)

Токовая отсечка является основной защитой выпрямительного трансформатора от внутренних КЗ. Защита подключается к ТТ со стороны ВН выпрямительного трансформатора и действует без выдержки времени на отключение генераторного выключателя, останов гидрогенератора, гашение поля инвертированием тиристорного преобразователя (далее, ТП), отключение АГП.

Ток срабатывания ТО:

$$I_{ТО} = \frac{k_n \cdot I_{K3.ТВ.макс}^{(3)}}{k_{ТТ}} = \frac{1,4 \cdot 1197}{\frac{200}{5}} = 41,91 \text{ А}, \quad (5.36)$$

где k_n – минимальное значение коэффициента надежности для ТО, принят равным 1.4.

Определяется максимальное значение тока намагничивания:

$$I_{МГ} = \frac{5 \cdot I_{ТВ.ВН}^{(1)}}{k_{ТТ}} = \frac{5 \cdot 66,939}{\frac{200}{5}} = 8,367 \text{ А}. \quad (5.37)$$

Значение уставки ТО переводится в относительные единицы:

$$I_{ср.ТО}^* = \frac{I_{ср.ТО}}{I_{ТВ.ВН.ТТ}^{(1)}} = \frac{41,91}{1,673} = 25,04 \text{ о. е.} \quad (5.38)$$

Коэффициент чувствительности ТО:

$$k_{\text{ч.ТО}} = \frac{I_{K1}^{(2)}}{k_{\text{ТТ}} \cdot I_{\text{ТО}}} = \frac{16218}{\frac{200}{5} \cdot 41,91} = 9,67 > 2,0. \quad (5.39)$$

Максимальная токовая защита (далее, МТЗ) резервирует ТО выпрямительного трансформатора при междуфазных КЗ. Защита подключается к ТТ на стороне ВН выпрямительного трансформатора и с выдержкой времени действует аналогично ТО.

Минимальное значение тока уставки реле МТЗ находится по формуле:

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{Ф}} \cdot k_{\text{СХ}} \cdot I_{\text{Р}}}{k_{\text{В}} \cdot k_{\text{ТТ}}} = \frac{1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,816 \cdot 1100}{0,8 \cdot \frac{200}{5} \cdot \frac{13,8}{0,560}} = 3,41 \text{ А}, \quad (5.40)$$

где $k_{\text{Н}}$ – коэффициент надежности, 1,2;

$k_{\text{Ф}}$ – коэффициент форсировки, 2,5;

$k_{\text{СХ}}$ – коэффициент схемы трехфазного шестипульсного выпрямления, 0,816;

$I_{\text{Р}}$ – величина тока ротора, 1100 А;

$k_{\text{В}}$ – минимально допустимое значение коэффициента возврата токового реле, 0,8;

$k_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока, 200/5;

$k_{\text{ТП}}$ – коэффициент трансформации преобразовательного трансформатора, 13,8/0,560.

Получившееся значение переводят в относительные единицы:

$$I_{\text{МТЗ}}^* = \frac{I_{\text{МТЗ}}}{I_{\text{ТВ.ВН.ТТ}}^{(1)}} = \frac{3,41}{1,673} = 5,71 \text{ о. е.} \quad (5.41)$$

Далее определяется коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч.МТЗ}} = \frac{I_{\text{КЗ.ТВ}}^{(2)}}{k_{\text{ТТ}} \cdot I_{\text{МТЗ}}} = \frac{912}{\frac{200}{5} \cdot 3,41} = 6,68 > 1,5. \quad (5.42)$$

Выдержка времени МТЗ отстраивается от времени перегорания предохранителей ТП и составляет $t_{\text{МТЗ}} = 0,4$ с.

5.2.2 Продольная дифференциальная защита (IDG)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах. Защита действует на отключение генераторного выключателя, гашение полей, останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов и на пуск автоматического пожаротушения генератора.

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

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = (K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon^* + \Delta f_{\text{ВЫР}}^*) \cdot I_{\text{Н.ГГ}}^{(1)} = (0,5 \cdot 0,1 + 0,02) \cdot 3933 = 275 \text{ А}, \quad (5.43)$$

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

$\varepsilon^* = 0,1$ – относительная полная погрешность трансформаторов тока;

$\Delta f_{\text{ВЫР}}^* \approx 0,02$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч;

Минимальный ток срабатывания дифференциальной защиты генератора определяется по условию отстройки защиты от тока небаланса номинального режима по формуле:

$$I_{\text{СР.0}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 275 = 551 \text{ А}, \quad (5.44)$$

где $K_{\text{отс}} = 2$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность работы защиты и необходимый запас.

Так как выпрямительный трансформатор входит в зону действия дифференциальной защиты, необходимо выполнить проверку отстройки уставки срабатывания от КЗ за выпрямительным трансформатором.

$$I_{\text{СР.0}} \geq K_{\text{отс.1}} \cdot I_{\text{КЗ.ТВ.макс}}^{(3)} = 1,1 \cdot 1197 = 1317 \text{ А}, \quad (5.45)$$

где $K_{\text{отс.1}} = 1,1$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности работы защиты и расчетов.

Исходя из двух условий выбирается наибольшее значение срабатывания дифференциальной защиты, равное 1317 А.

Значение минимального тока срабатывания, приведенное ко вторичной обмотке ТТ:

$$I_{\text{СР.0}}^{(2)} \geq \frac{I_{\text{СР.0}}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{1317}{6000/5} = 1,10 \text{ А}. \quad (5.46)$$

Уставка начального тока срабатывания в относительных единицах:

$$I_{\text{СР.0}}^* \geq \frac{I_{\text{СР.0}}^{(2)}}{I_{\text{Н.ГГ.ТТ}}^{(1)}} = \frac{1,10}{3,277} = 0,33 \text{ о. е.} \quad (5.47)$$

Коэффициент торможения выбирается по условию отстройки защиты от максимальных токов небаланса, вызванных погрешностями ТТ при внешних трехфазных КЗ.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ:

$$I_{\text{НБ(max)}} = (K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} + \Delta f_{\text{выр}}^*) \cdot I_{\text{К1.макс}}^{(3)} = (2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 + 0,02) \cdot 21298 = 2556 \text{ А}, \quad (5.48)$$

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

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(max)}} \cdot K_{\text{отс}}}{I_{\text{T}}} = \frac{2556 \cdot 2}{19807} = 0,26, \quad (5.49)$$

где $K_{\text{отс}} = 2$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность защиты, приближенность расчета токов КЗ и необходимый запас;

I_{T} – ток торможения в рассматриваемом режиме.

$$I_{\text{T}} = \sqrt{I_{\text{СКВ.max}} \cdot (I_{\text{СКВ.max}} - I_{\text{НБ(max)}}) \cdot \cos \alpha} = \sqrt{21298 \cdot (21298 - 2556) \cdot \sqrt{\cos 15^\circ}} = 19807 \text{ А}, \quad (5.50)$$

где $\alpha = 10^\circ \div 20^\circ$ – угол между векторами токов плеч защиты.

Принимается рекомендуемое значение уставки $K_{\text{T}} = 0,5$.

Уставка начального торможения:

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{\text{СР.0}}^*}{K_{\text{T}}} = \frac{0,33}{0,5} = 0,7 \text{ о. е.} \quad (5.51)$$

Тормозной ток «В» определяет точку излома характеристики срабатывания. При выборе В должно выполняться условие:

$$B \geq I_{\text{НТ}} = 0,7 \text{ о. е.} \quad (5.52)$$

Типовое значение уставки $B = 1,5$. На рисунке 5.2 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.



Рисунок 5.2 – Характеристика срабатывания продольной дифференциальной защиты генератора

Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия предусматривается дифференциальная отсечка.

$$I_{отс} = k_{отс} \cdot I_{\Gamma}^{(1)}, \quad (5.53)$$

где $k_{отс} = 6$ – коэффициент отстройки.

$$I_{отс} = 6 \cdot 3933 = 23596 \text{ А.}$$

Уставка органа отсечки приведенная к низшей стороне ТТ:

$$I_{отс}^{(2)} = \frac{23596}{6000/5} = 19,66 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{отс}^* = \frac{19,66}{3,277} = 6,00 \text{ о. е.}$$

5.2.3 Защита от замыкания 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 85-95% витков обмотки статора со стороны фазных выводов; U_0 включается на напряжение нулевой последовательности $3U_0$ ТН линейных выводов генератора, измеряемое обмоткой, соединенной 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.

Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора представлена на рисунке 5.3.

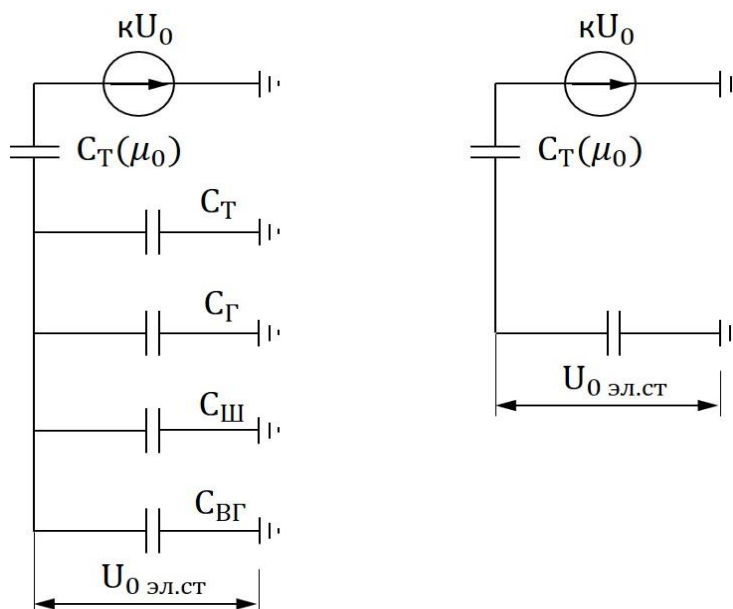


Рисунок 5.3 – Схема замещения для определения напряжения $U_{0 \text{ эл.ст.}}$

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{Ш}} + C_{\text{В.Г}} + C_{\text{В.Т}}, \quad (5.54)$$

где C_{Γ} – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

C_T – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_{\text{Ш}}$ – ёмкость шинпровода по отношению к земле;

$C_{\text{В.Г}}$ – ёмкость генераторного комплекса выключателя 13,8 кВ со стороны генератора, $C_{\text{В.Г}} = 0,13 \text{ мкФ/фазу}$;

$C_{\text{В.Т}}$ – ёмкость генераторного комплекса выключателя 13,8 кВ со стороны трансформатора, $C_{\text{В.Т}} = 0,26 \text{ мкФ/фазу}$;

$$C_{\text{Ш}} = C_{\text{уд}} \cdot L_{\text{Ш}}, \quad (5.55)$$

где $C_{уд}$ – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю, $C_{уд} = 80$ пФ/м;

$L_{ш}$ – длина шинпровода, $L_{ш} = 30$ м.;

$$C_{ш} = 80 \cdot 10^{-12} \cdot 30 = 0,0024 \text{ мкФ/фазу,}$$

$$C_{\Sigma} = 0,007 + 1,02 + 0,0024 + 0,13 + 0,26 = 1,419 \text{ мкФ/фазу.}$$

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

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.56)$$

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

$C_T(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{220}{\sqrt{3}} = 42,339 \text{ кВ,} \quad (5.57)$$

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = 0,5 \cdot 42,339 \cdot 10^3 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 1,419} = 133,4 \text{ В.}$$

Суммарный емкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = \sqrt{3} \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_{\Sigma}, \quad (5.58)$$

где U_L – линейное напряжение генератора, кВ;

ω – циклическая частота, $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f = 314$ рад/с;

$$I_C = \sqrt{3} \cdot 13,8 \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 1,419 \cdot 10^{-6} = 10,7 \text{ А.}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СП}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3U_{0 \text{ эл.ст}}}{K_{\text{ТН}}} = \frac{1,3}{0,9} \cdot \frac{3 \cdot 133,4}{13,8 / \sqrt{3} \cdot \frac{100}{3}} = 4,42 \text{ В,} \quad (5.59)$$

где $K_H = 1,3$ – коэффициент надежности;

$K_{\text{ТН}}$ – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,9$ – коэффициент возврата.

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

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

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,5 + 2} = 0,286, \quad (5.60)$$

где K_T – коэффициент торможения органа U_{03} :

$$K_T = \frac{1}{K_\alpha} \cdot \frac{1 - 2 \cdot \alpha}{\alpha} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1 - 2 \cdot 0,2}{0,2} = 1,5, \quad (5.61)$$

где K_α – необходимый коэффициент чувствительности, принимается равным 2;
 α – доля витков статора генератора со стороны нейтрали, не защищённых органом U_{0G} :

$$\alpha = 2 \cdot \frac{U_{cp}}{100} = 2 \cdot \frac{10}{100} = 0,2, \quad (5.62)$$

где U_{cp} – напряжение срабатывания органа U_{0G} , В.

При $K_T = 1,5$ орган U_{03} работает селективно и защищает 28,6 % 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.

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

1) Первая степень защиты $U1 >$ предназначена для защиты от повышения напряжения статора в режиме холостого хода

Уставка $U1 >$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_{ном.г}}{K_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В}, \quad (5.63)$$

где $U_{\text{ном.г}}$ – номинальное напряжение статора генератора;

$K_{\text{ТН}}$ – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

2) Вторая ступень защиты $U2 >$ предназначена для защиты от повышения напряжения статора гидрогенераторов в режимах резкого сброса нагрузки.

Уставка защиты $U2 >$ рассчитывается:

$$U_{\text{ср2}} = \frac{1,4 \cdot U_{\text{ном.г}}}{K_{\text{ТН}}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.64)$$

Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Выдержку времени срабатывания первой ступени защиты принимаем равной 1 с, второй ступени 0,5 с.

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

Защита выполняется на основе дистанционных органов и подключается к измерительным трансформаторам тока со стороны нулевых выводов генератора и трансформаторам напряжения установленным на линейных выводах генератора. Подключение защиты к трансформаторам тока со стороны нулевых выводов генератора позволяет осуществить резервирование продольной дифференциальной защиты:

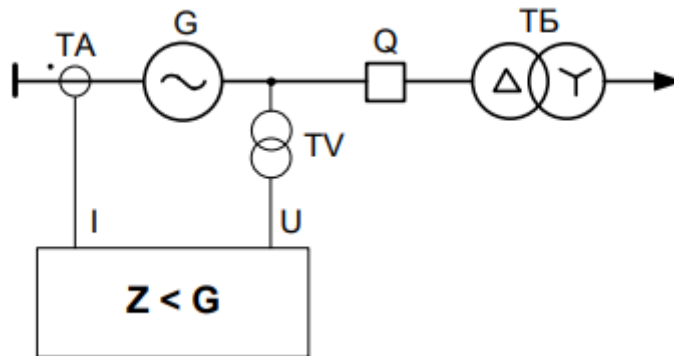


Рисунок 5.4 – Схема подключения дистанционной защиты

Защита выполняется двухступенчатой:

1) Первая ступень предназначена для защиты от симметричных замыканий и выполняет роль ближнего резервирования, выполняется однофазной. Уставка выбирается по условию согласования с защитами смежных элементов по формуле:

$$Z_{\text{ср.1}}^{(1)} \leq \frac{0,8 \cdot X_{\text{T}} + 0,8 \cdot X'_{\text{ВЛ}}}{K_{\text{T.СТ}}^2} = \frac{0,8 \cdot 42,59 + 0,8 \cdot 10,71}{\left(\frac{220}{13,8}\right)^2} = 0,17 \text{ Ом,} \quad (5.65)$$

где $X'_{\text{ВЛ}} = 0,85 \cdot 12,6 = 10,71$ – реактивное сопротивление ВЛ 220 кВ;

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

X_T – полное сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220 кВ:

$$X_T = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{НОМ.ВН}^2}{S_{НОМ}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{220^2}{125} = 42,59 \text{ Ом.} \quad (5.66)$$

При вводе уставок в терминал первичное сопротивление срабатывания защиты приводится ко вторичному по формуле:

$$Z_{ср.1}^{(2)} = Z_{ср.1}^{(1)} \cdot \frac{K_{ТТ}}{K_{ТН}} = 0,17 \cdot \frac{\frac{6000}{13800}}{100} = 1,46 \text{ Ом.} \quad (5.67)$$

Уставка органа контроля скорости изменения сопротивления:

$$dZ_{ср} = \frac{|Z_{Н}^{min} - Z_{ср}^{(1)}|}{T_{НОМ} \cdot K_{Н}} = \frac{|0,96 - 0,17|}{0,02 \cdot 2} \approx 19,86 \text{ Ом/с,} \quad (5.68)$$

где $T_{НОМ}$ – период промышленной частоты, принимается равным 0,02 с;

$K_{Н}$ – коэффициент надежности, принимается 2;

$Z_{Н}^{min}$ – минимальное сопротивление на выводах генератора при режиме форсировки:

$$Z_{Н}^{min} = \frac{U_{min}}{\sqrt{3} \cdot I_{\phi}} = \frac{13,11 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 7865} = 0,96 \text{ Ом,} \quad (5.69)$$

где $U_{min} = 0,95 \cdot U_{НОМ} = 0,95 \cdot 13,8 = 13,11 \text{ В}$ – минимальное значение первичного напряжения в условиях форсировки;

$I_{\phi} = 2 \cdot I_{Н.ГТ}^{(1)} = 2 \cdot 3933 = 7865 \text{ А}$ – максимальное значение первичного рабочего тока в условиях форсировки.

Значение во вторичных единицах:

$$Z_{форс}^{(2)} = Z_{Н}^{min} \cdot \frac{K_{ТТ}}{K_{ТН}} = 0,96 \cdot \frac{\frac{6000}{13800}}{100} = 8,37 \text{ Ом.} \quad (5.70)$$

Угол наибольшей нагрузки определяется в предположении, что активная нагрузка в рассматриваемом режиме осталась равной номинальной:

$$\varphi_{форс} = \arccos\left(\frac{P_{Н}}{\sqrt{3} \cdot I_{\phi} \cdot U_{min}}\right) = \arccos\left(\frac{80 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 7865 \cdot 13,11}\right) = 63,4^{\circ}. \quad (5.71)$$

Угол номинальной нагрузки определяется при номинальных параметрах схемы:

$$\varphi_{\text{нагр}} = \arccos\left(\frac{P_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}} \cdot U_{\text{НОМ}}}\right) = \arccos\left(\frac{80 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 3933 \cdot 13,8}\right) = 31,67^\circ. \quad (5.72)$$

Сопротивление при номинальных параметрах схемы:

$$Z_{\text{НОМ}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 3933} = 2,03 \text{ Ом}. \quad (5.73)$$

Значение во вторичных единицах:

$$Z_{\text{НОМ}}^{(2)} = Z_{\text{НОМ}} \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 2,03 \cdot \frac{\frac{6000}{5}}{\frac{13800}{100}} = 17,67 \text{ Ом}. \quad (5.74)$$

Для устранения мертвой зоны при КЗ вблизи нулевых выводов генератора величина смещения принимается равной $Z_{\text{ср.1}}^{(2)}$.

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ, с выдержкой времени 0,8 с на отключение генераторного выключателя и выключателей ТСН 6 кВ, гашение полей, останов турбины и сброс АРЗ.

2) Вторая ступень предназначена для защиты от внешних междуфазных замыканий и выполняет функцию дальнего резервирования, выполняется трехфазной.

Уставку срабатывания второй ступени при проектировании следует выбирать по условию отстройки от режима наибольшей реально возможной нагрузки:

$$Z_{\text{ср.2}}^{(1)} = \frac{Z_{\text{н}}^{\text{min}}}{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{в}} \cdot \cos(\varphi_{\text{м.ч.}} - \varphi_{\text{форс}})} = \frac{0,96}{1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(80 - 63,4)} = 0,8 \text{ Ом}, \quad (5.75)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$K_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, принимается равным 1,05;

$\varphi_{\text{м.ч.}}$ – угол максимальной чувствительности, принимается равным 80° .

Значение уставки во вторичных единицах составит:

$$Z_{\text{ср.2}}^{(2)} = Z_{\text{ср.2}}^{(1)} \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 0,8 \cdot \frac{\frac{6000}{5}}{\frac{13800}{100}} = 6,96 \text{ Ом}. \quad (5.76)$$

Учитывая, что мертвая зона при КЗ вблизи нулевых выводов генератора устранена первой ступенью, вторая ступень будет выполнена без смещения.

Выдержка времени второй ступени должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени резервных защит линий. Вторая ступень действует с

выдержкой времени 6 с – на отключение ШСВ 220 кВ, с выдержкой времени 6,3 с – на отключение блочных выключателей 220 кВ, с выдержкой времени 6,6 с – на отключение генераторного выключателя и выключателя ТСН 6 кВ, гашения поля генератора.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

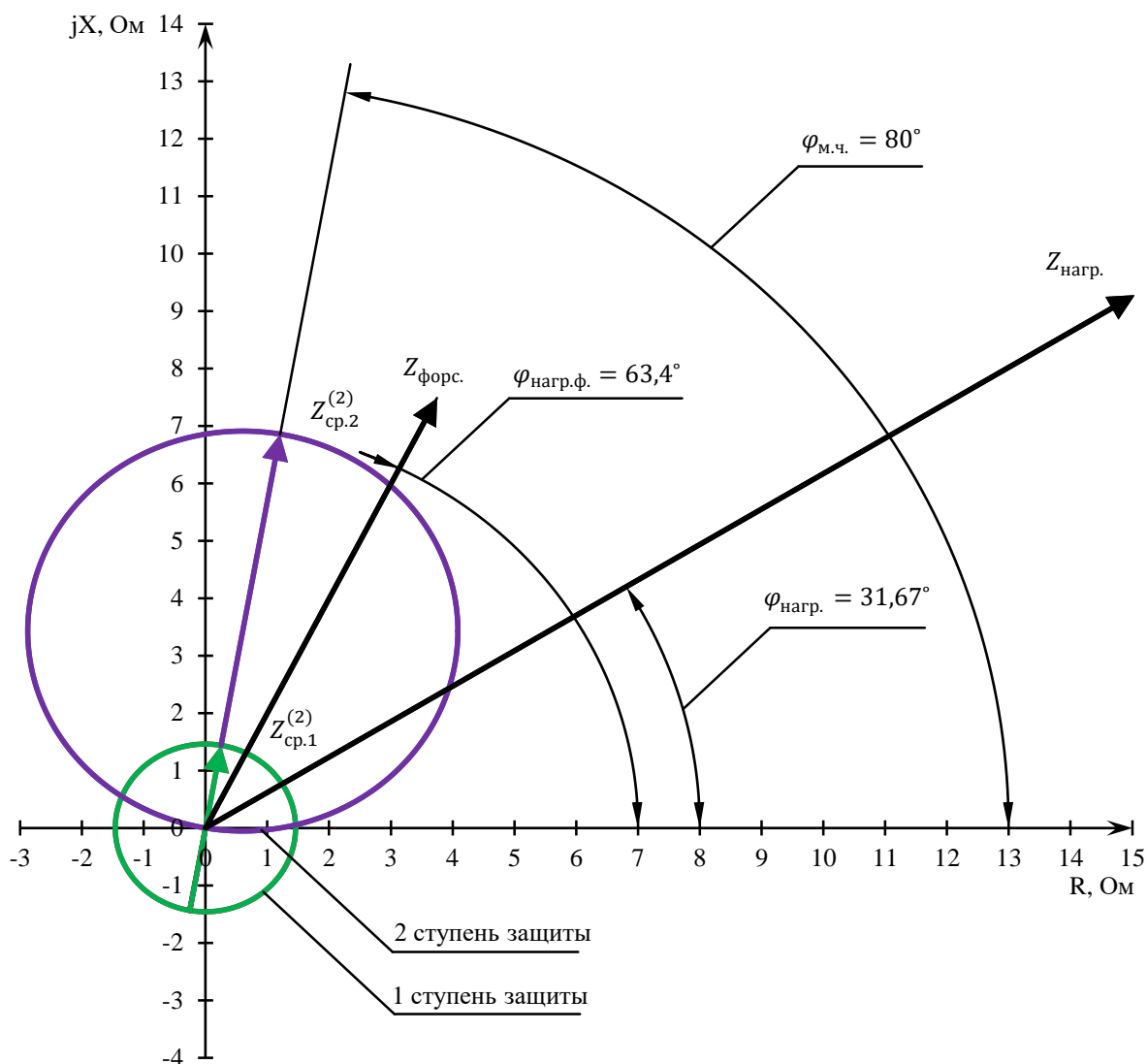


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.2.6 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

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

Защита 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).

Уставка сигнального органа принимается равной $0,07 \cdot I_H$.

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.

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

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18, \quad (5.77)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;

t – допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 ;

I_H – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2} = \frac{20}{0,18^2} = 600 \text{ с}, \quad (5.78)$$

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

Уставка в относительных единицах равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15 \text{ о. е.}, \quad (5.79)$$

где K_H – коэффициент надежности.

Уставка в именованных единицах:

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 3933 = 598 \text{ А}. \quad (5.80)$$

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

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

$$t_{\text{ср}} = \frac{A}{(I_{*2})^2}. \quad (5.81)$$

Отсюда:

$$A_{ИО} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{ср}. \quad (5.82)$$

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_H	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,15
Длительность (с), $t_{ср}$	20	56	80	125	222	500	598

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2) представлена на рисунке 5.6.

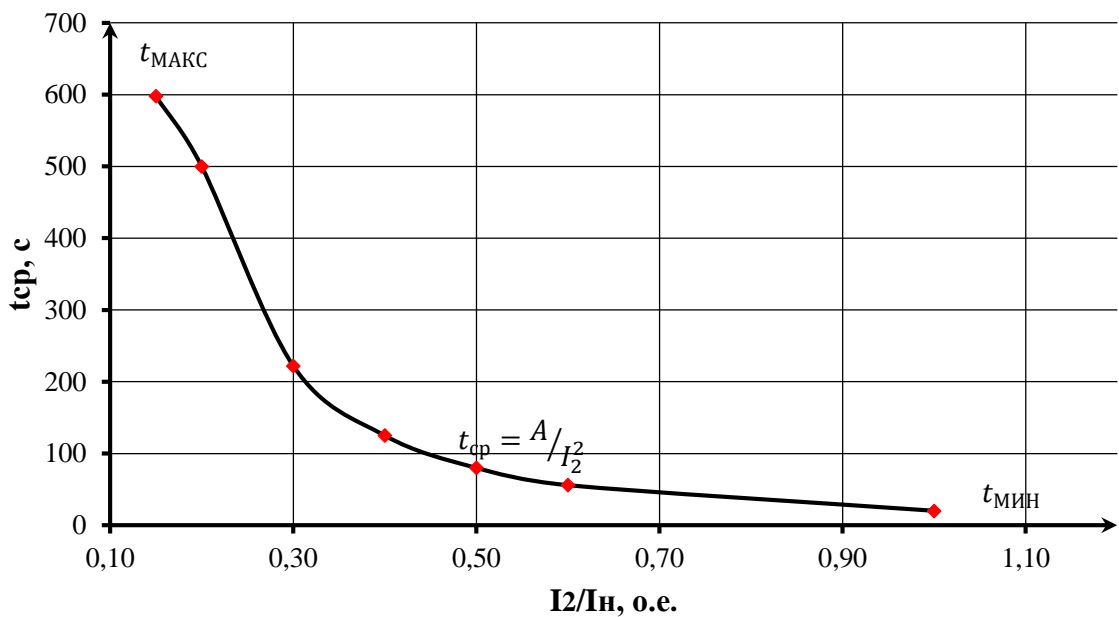


Рисунок 5.6 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{мин} = 20$ с, $t_{макс} = 598$ 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 ($t_{\text{охл}} = 100$ с).

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1. Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;
2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на отходящих 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: по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 220 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов.

$$I_{2 \text{ с.з.}}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_{d''\text{ВН}} + 2X_{\text{T}} + X_{\text{Л}})} = \frac{1}{1,3 \cdot (53,37 + 2 \cdot 0,88 + 0,27)} = 0,01 \text{ о. е.}, \quad (5.84)$$

где $x_{d''\text{ВН}} = x_{d''\text{ВН}} \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}\right)^2 = 0,21 \cdot \left(\frac{220}{13,8}\right)^2 = 53,37$ – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения;

$$X_{\text{Л}}^* = X_{\text{Л}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ВН}}^2} = 13,05 \cdot \frac{1000}{220^2} = 0,27 \text{ – сопротивление линии};$$

$$X_{\text{T}} = 0,409 \text{ — сопротивление обратной последовательности генератора};$$

$$X_{\text{T}} = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 0,88 \text{ – сопротивление трансформатора в}$$

относительных единицах.

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2 \text{ с.з.}} = I_{2 \text{ с.з.}}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,01 \cdot 2 \cdot \frac{220}{13,8} = 0,44 \text{ А.} \quad (5.85)$$

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: $I_{2\text{ОТС}} = 0,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$.

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

5.2.7 Защита от симметричных перегрузок (I1)

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:

$$I_{1 \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{Н.ГГ}}^{(1)}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot 3933}{0,98} = 4214 \text{ А}, \quad (5.86)$$

где $K_H = 1,05$ – коэффициент надежности;
 $K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

$$I_{1 \text{ СИГН.}} = \frac{1,05 \cdot 3933}{0,98} = 4214 \text{ А.}$$

Уставка сигнального органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{1 \text{ СИГН.}}^{(2)} = \frac{I_{1 \text{ СИГН.}}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{4214}{6000/5} = 3,51 \text{ А.} \quad (5.87)$$

В относительных единицах:

$$I_{1 \text{ СИГН.}}^* = \frac{I_{1 \text{ СИГН.}}^{(2)}}{I_{\text{Н.ГГ.ТТ}}^{(1)}} = \frac{3,51}{3,277} = 1,07 \text{ о. е.} \quad (5.88)$$

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1 \text{ ПУСК.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{Н.ГГ}}^{(1)}}{K_B} = \frac{1,08 \cdot 3933}{0,98} = 4334 \text{ А.} \quad (5.89)$$

Уставка пускового органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{1 \text{ ПУСК.}}^{(2)} = \frac{I_{1 \text{ ПУСК.}}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{4334}{6000/5} = 3,61 \text{ А.} \quad (5.90)$$

В относительных единицах:

$$I_{1 \text{ ПУСК}}^* = \frac{I_{1 \text{ ПУСК}}^{(2)}}{I_{\text{н.г.гт}}^{(1)}} = \frac{3,61}{3,277} = 1,10 \text{ о. е.} \quad (5.91)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Таблица 5.5 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки, $I/I_{\text{н}}$	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 представлена на рисунке 5.7.

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

Уставка выдержки времени отключающего органа принята минимальной и равна 0,01 с.

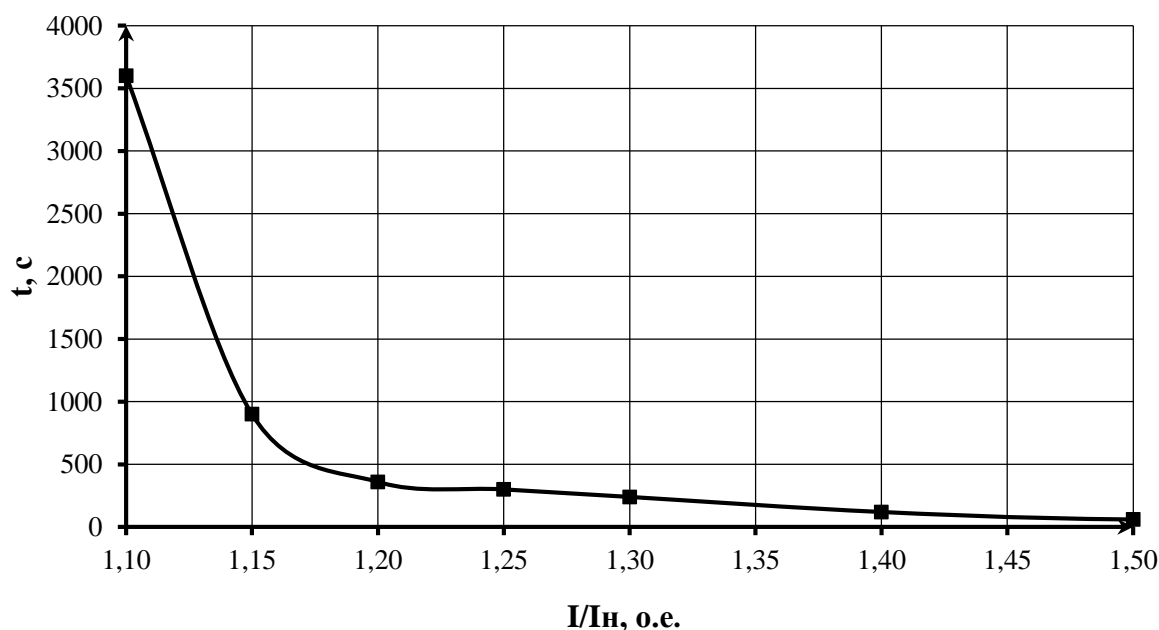


Рисунок 5.7 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{ ТО}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{н.гг}}^{(1)}}{K_B} = \frac{1,2 \cdot 3933}{0,98} = 4816 \text{ А.} \quad (5.92)$$

Уставка органа отсечки приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{1\text{ ТО}}^{(2)} = \frac{I_{1\text{ ТО}}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{4816}{6000/5} = 4,01 \text{ А.} \quad (5.93)$$

В относительных единицах:

$$I_{1\text{ ТО}}^* = \frac{I_{1\text{ ТО}}^{(2)}}{I_{\text{н.гг.тТ}}^{(1)}} = \frac{4,01}{3,277} = 1,22 \text{ о. е.} \quad (5.94)$$

Чувствительность защиты проверяется при трехфазном КЗ на шинах ВН блока в установившемся режиме короткого замыкания:

$$I_{\text{к.з.}}^{*(3)} = \frac{E^*}{X_{\text{ген.баз.}}^* + X_{\text{тр-ра.баз.}}^*} = \frac{1}{0,16 + 0,08} = 4,16 \text{ о. е.,} \quad (5.95)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.з.}}^{*(3)}}{I_{1\text{ ТО}}^*} \geq 1,2, \quad (5.96)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{4,16}{1,22} = 3,39 > 1,2.$$

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

$$U_{\text{СР}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМГ}}}{K_B \cdot n_{\Gamma}} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 13800/100} = 66 \text{ В.} \quad (5.97)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 7,0 с на отключение ШСВ, с выдержкой времени 7,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.2.8 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.98)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.99)$$

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

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 5.8.

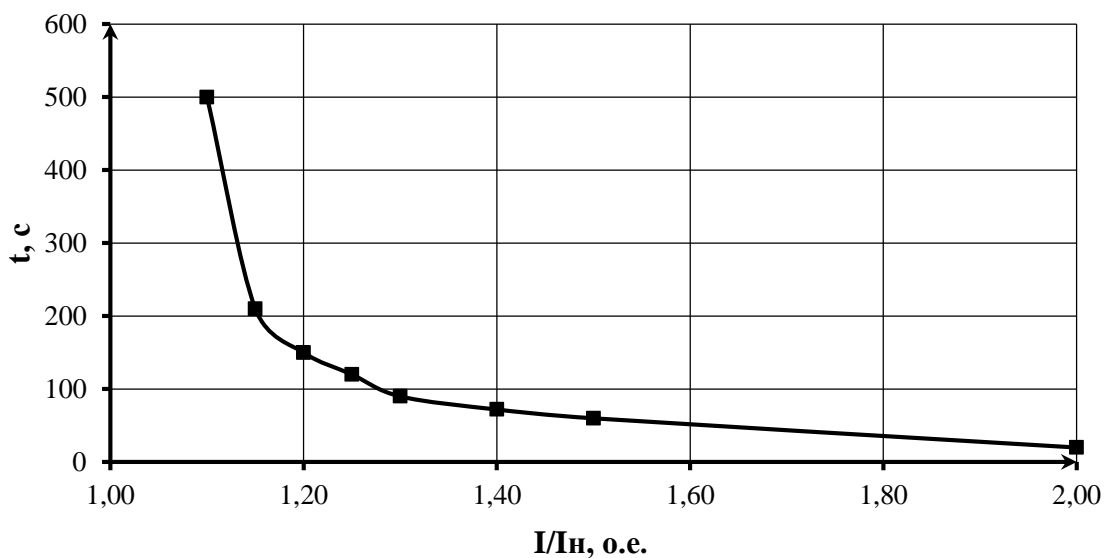


Рисунок 5.8 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,47 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}, \quad (5.100)$$

где 2,2 – коэффициент для гидрогенераторов мощностью менее 100 МВА.

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

5.3 Выбор комплекса защит блока генератор – трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор Томмотской ГЭС предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики российского научно-производственного предприятия «ЭКРА».

Установка Отечественного микропроцессорного оборудования позволит избежать возможного вмешательства извне в работу оборудования, а также уменьшит затраты.

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

6 Компоновка и сооружения гидроузла

6.1 Назначение класса ГТС

1. В зависимости от высоты и типа грунта оснований назначен III класс ГТС в соответствии с таблицей 1.1 [18]. Высота $299,00 - 264,00 = 35,00$ м; грунт основания скальный.

2. В зависимости от назначения и условий эксплуатации назначен III класс ГТС в соответствии с таблицей 1.2 [18]. Установленная мощность ГЭС 225 МВт.

3. В нижнем бьефе в результате возможной аварии, число людей, условия жизнедеятельности которых могут быть нарушены составит до 20000 человек. В соответствии с таблицей 1.4 [18] назначен II класс ГТС.

Итог: назначен II класс ГТС.

6.2 Проектирование сооружений напорного фронта

6.2.1 Определение отметки гребня грунтовой плотины при НПУ

Отметка гребня грунтовой плотины вычислена по формуле:

$$\nabla_{\text{ГГП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_{\text{run}1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 299,00 + 1,373 + 0,0035 + 1 = 301,40 \text{ м}, \quad (6.1)$$

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

$$h_s = h_{\text{run}1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 1,373 + 0,0035 + 1 = 2,38, \quad (6.2)$$

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

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

$a = 1$ м – конструктивный запас.

Элементы ветровых волн и высота ветрового нагона определены согласно [19].

Высота ветрового нагона рассчитана по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 1,2 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{10^2 \cdot 5000}{9,81 \cdot 17,5} \cdot \cos 0 = 0,0032 \text{ м}, \quad (6.3)$$

где $k_w = 1,2 \cdot 10^{-6}$ – коэффициент, принимаемый по СП [19, приложение Б];

$V_w = 10$ м/с – расчётная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды;

$L = 5000$ м – длина разгона волны;

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

d – условная расчётная глубина воды в водохранилище, в условиях курсового проекта:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{299,00 - 264,00}{2} = 17,5 \text{ м}. \quad (6.4)$$

Вычислены безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 5000}{10^2} = 490,5,$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{10} = 21189,6,$$

где $t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$.

Из графика [19, приложение А, рис.А.1] по верхней огибающей кривой по значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ определены параметры:

$$\text{Для } \frac{gL}{V_w^2} = 490,5: \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,036; \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 2,5;$$

$$\text{Для } \frac{gT}{V_w} = 21189,6: \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,1; \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 4,6.$$

Средний период и средняя высота волны соответственно:

$$\bar{T} = \frac{gT}{V_w} \cdot \frac{V_w}{g} = 2,5 \cdot \frac{10}{9,81} = 2,55 \text{ с}, \quad (6.5)$$

$$\bar{h} = \frac{gL}{V_w^2} \cdot \frac{V_w^2}{g} = 0,036 \cdot \frac{10^2}{9,81} = 0,37 \text{ м}. \quad (6.6)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,55^2}{2 \cdot 3,14} = 10,14 \text{ м}. \quad (6.7)$$

Проверяется условие $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, условие выполняется, так как $17,5 > 10,14 \cdot 0,5 = 5,07$.

Высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,37 \cdot 2,21 = 0,811 \text{ м}, \quad (6.8)$$

где k_i – коэффициент, определяемый по графику [19, приложение А, рис. А.2].
Высота наката волн 1% обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн определена по формуле:

$$h_{run1\%} = k_r k_p k_{sp} k_{run} h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 1,71 \cdot 0,811 = 1,373 \text{ м}, \quad (6.9)$$

где $k_r = 1, k_p = 0,9$ – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по СП [19, Приложение Д, табл. Д.1];

$k_{sp} = 1,1$ – коэффициент, принимаемый по [19, приложение Д, табл. Д.2];

$k_{run} = 1,71$ – коэффициент, принимаемый по графикам [19, приложение Д, рис. Д.1] в зависимости от пологости волны $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{10,14}{0,811} = 12,5$ на глубокой воде.

Для основного сочетания нагрузок расчетная отметка гребня грунтовой плотины ВГГП равна 301,4 м.

6.2.2 Определение отметки гребня грунтовой плотины при ФПУ

Отметка гребня грунтовой плотины вычислена по формуле:

$$\nabla_{\text{ГГП}} = \nabla_{\text{ФПУ}} + h_{\text{run20\%}} + \Delta h_{\text{set}} + a = 300,00 + 0,437 + 0,0003 + 1 = 301,44, \quad (6.10)$$

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

$$h_s = h_{\text{run20\%}} + \Delta h_{\text{set}} + a = 0,437 + 0,0003 + 1 = 1,44,$$

где $h_{\text{run20\%}}$ – высота наката волн расчётной обеспеченностью 20% на откос грунтовой плотины;

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

$a = 1$ м – конструктивный запас.

Элементы ветровых волн и высота ветрового нагона определены согласно [19].

Высота ветрового нагона рассчитана по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 6,6 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{4^2 \cdot 5000}{9,81 \cdot 18} \cdot \cos 0 = 0,0003 \text{ м}, \quad (6.11)$$

где $k_w = 6,6 \cdot 10^{-7}$ – коэффициент, принимаемый по СП [19, приложение Б];

$V_w = 4$ м/с – расчётная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды;

$L = 5000$ м – длина разгона волны;

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

d – условная расчётная глубина воды в водохранилище, в условиях курсового проекта:

$$d = \frac{\nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{300,00 - 264,00}{2} = 18 \text{ м}. \quad (6.12)$$

Вычислены безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 5000}{4^2} = 3065,63,$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{4} = 52974,$$

где $t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$.

Из графика [19, приложение А, рис.А.1] по верхней огибающей кривой по значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ определены параметры:

$$\text{Для } \frac{gL}{V_w^2} = 3065,63: \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,069; \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 3,6;$$

$$\text{Для } \frac{gT}{V_w} = 52974: \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,12; \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 5,2.$$

Средний период и средняя высота волны соответственно:

$$\bar{T} = \frac{gT}{V_w} \cdot \frac{V_w}{g} = 3,6 \cdot \frac{4}{9,81} = 1,468 \text{ с}, \quad (6.13)$$

$$\bar{h} = \frac{gL}{V_w^2} \cdot \frac{V_w^2}{g} = 0,069 \cdot \frac{4^2}{9,81} = 0,113 \text{ м}. \quad (6.14)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 1,468^2}{2 \cdot 3,14} = 3,364 \text{ м}. \quad (6.15)$$

Проверяется условие $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, условие выполняется, так как $18 > 3,364 \cdot 0,5 = 1,68$.

Высота волны 20% обеспеченности:

$$h_{20\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,113 \cdot 2,45 = 0,276 \text{ м}, \quad (6.16)$$

где k_i – коэффициент, определяемый по графику [19, приложение А, рис. А.2].
Высота наката волн 20% обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн определена по формуле:

$$h_{run20\%} = k_r k_p k_{sp} k_{run} h_{20\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 1,6 \cdot 0,276 = 0,437 \text{ м}, \quad (6.17)$$

где $k_r = 1, k_p = 0,9$ – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по СП [19, Приложение Д, табл. Д.1];

$k_{sp} = 1,1$ – коэффициент, принимаемый по [19, приложение Д, табл. Д.2];

$k_{run} = 1,6$ – коэффициент, принимаемый по графикам [19, приложение Д, рис. Д.1] в зависимости от пологости волны $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{3,364}{0,276} = 12,2$ на глубокой воде.

Для особого сочетания нагрузок расчетная отметка гребня грунтовой плотины $\nabla_{ГГП} = 301,4$ м.

Из двух рассчитанных отметок гребня глухой земляной плотины (для НПУ 301,40 м, для ФПУ 301,44 м) выбираем наибольшую, равную 301,44 м.

6.3 Определение количества и размера водовыпусков

По кривой зависимости отметки НБ от расхода определены отметки НБ при основном и поверочном случаях. В соответствии с назначенным классом ГТС: основной случай – 1%, поверочный – 0,1%.

При расходе $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 4796 \text{ м}^3/\text{с}$ отметка $\nabla\text{УНБ} = 275,81 \text{ м}$.

При расходе $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = 6159 \text{ м}^3/\text{с}$ отметка $\nabla\text{УНБ} = 276,59 \text{ м}$.

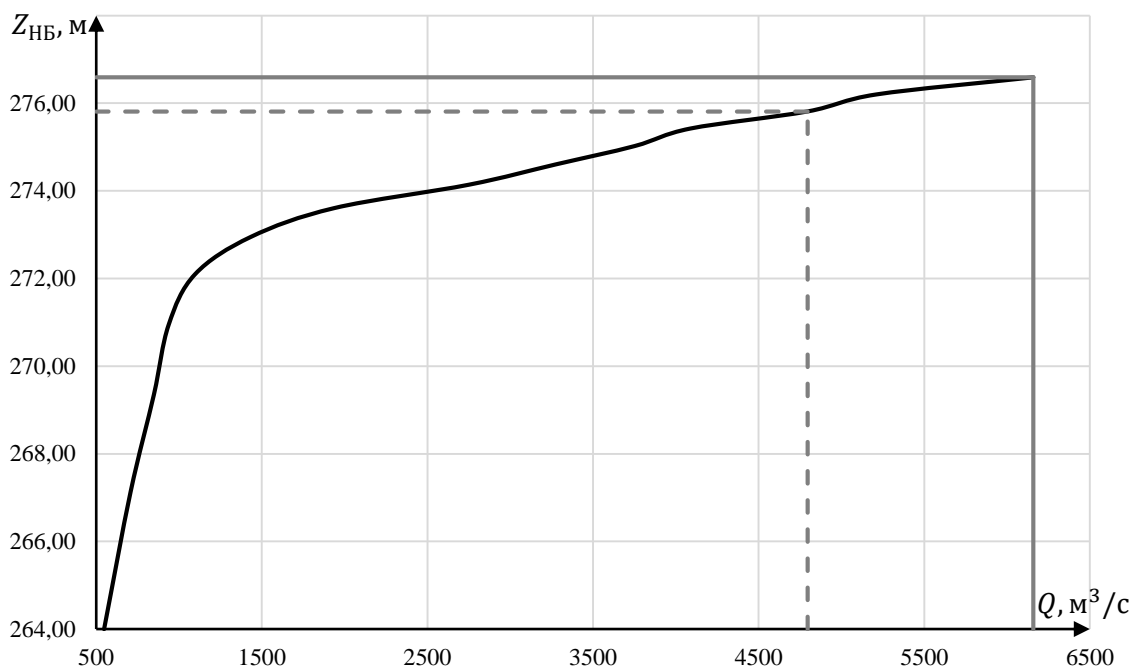


Рисунок 6.1 – Отметки $\nabla\text{НБ}$ при основной и поверочной обеспеченностях

6.3.1 Определение ширины водосливного фронта

Напор на сооружение при основном расчётном случае:

$$H_{\text{осн}} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{НБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}) = 299,00 - 275,81 = 23,19 \text{ м}. \quad (6.18)$$

Паводок может быть пропущен через гидроагрегаты, так как $H_{\text{осн}} = 23,19 \text{ м} > H_{\text{Т}}^{\text{min}} = 23,1 \text{ м}$.

Расход через один гидроагрегат при основном расчётном случае:

$$Q_{\text{га}}^{\text{осн}} = \frac{N_{\text{га}}[\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{75 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (23,19 - 0,35) \cdot 0,928} = 360,72 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.19)$$

Согласно СП [20] количество агрегатов, участвующих в пропуске расчётных расходов – m , должно быть не более $(n - 1)$ при числе гидроагрегатов ГЭС $n \leq 6$.

Следовательно, $m = 3 - 1 = 2$.

$$Q_{ГЭС}^{осн} = Q_{га}^{осн} \cdot m = 360,72 \cdot 2 = 721,44 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.20)$$

Расчётный расход воды через водосливную плотину для основного расчётного случая составляет:

$$Q_{расч}^{осн} = Q_{макс.расч}^{осн} - Q_{ГЭС}^{осн} - Q_c, \quad (6.21)$$

где $Q_c = \frac{V_{п} + V_{пр}}{T_{ср}} = \frac{(7,47 + 4,061) \cdot 10^9}{15724800} = 733,3 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.22)$

$Q_{макс.расч}^{осн} = 4796 \text{ м}^3/\text{с}$ – расчётный максимальный расход для основного расчётного случая.

$$Q_{расч}^{осн} = 4796 - 721,44 - 733,3 = 3341,26 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{расч}^{осн}}{q_b} = \frac{3341,26}{73,81} = 45,27 \text{ м}, \quad (6.23)$$

где q_b – удельный расход на водосливе, равный:

$$q_b = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 59,05 = 73,81 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.24)$$

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ} = 5 \cdot 11,81 = 59,05 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.25)$$

где $[v_h]$ – допустимая скорость на рисберме;

$h_{НБ} = 11,81 \text{ м}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяются по кривой $\nabla_{НБ} = f(Q_{НБ})$ при $Q_{осн max}$.

Ширина водосливного фронта определяется по формуле:

$$B = b \cdot n = 10 \cdot 5 = 50 \text{ м}, \quad (6.26)$$

где $b = 10 \text{ м}$ – стандартная ширина пролёта, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования;

$n = 5$ – число пролётов.

6.3.2 Определение отметки гребня водослива

По основной формуле расхода для водослизов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала

без учёта сжатия и подтопления (H_{01}), а затем с учётом сжатия и подтопления (H_{02}):

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{3341,26}{0,49 \cdot 50 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,82 \text{ м}, \quad (6.27)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля [21, раздел 6-4].

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{3341,26}{0,49 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 50 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,52 \text{ м}, \quad (6.28)$$

где $\sigma = 1$ – коэффициент подтопления [20, раздел 6-3];

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определён по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (5-1) \cdot 0,45}{5} \cdot \frac{9,82}{10} = 0,9, \quad (6.29)$$

b – ширина пролёта;

n – число пролётов;

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

$\zeta_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане для полукруглого очертания.

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 9,82 - \frac{1,1 \cdot 1,54^2}{2 \cdot 9,81} = 9,69 \text{ м}, \quad (6.30)$$

где $V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{(\nabla \text{НПУ} - \text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{3341,26}{(299,00 - 264,00) \cdot (50 + (5-1) \cdot 3)} = 1,54 \text{ м/с}; \quad (6.31)$

$\delta_B = 3 \text{ м}$ – толщина быка;

$B = 50 \text{ м}$ – ширина водосливного фронта.

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla \text{ГВ} = \nabla \text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 299,00 - 10 = 289,00 \text{ м}, \quad (6.32)$$

где $H_{\text{ст}} = 10 \text{ м}$ – стандартный напор, ближайший к H (6.30) в соответствии с техническим регламентом.

6.3.3 Проверка пропуска поверочного расчётного расхода

Напор на сооружение при поверочном расчётном случае:

$$H_{\text{пов}} = \nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{НБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}) = 300 - 276,59 = 23,41 \text{ м.} \quad (6.33)$$

Паводок может быть пропущен через гидроагрегаты, так как $H_{\text{пов}} = 23,41 \text{ м} > H_{\text{т}}^{\text{min}} = 23,1 \text{ м}$.

Расход через один гидроагрегат при поверочном расчётном случае:

$$Q_{\text{га}}^{\text{пов}} = \frac{N_{\text{га}}[\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{пов}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{75 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (23,41 - 0,35) \cdot 0,928} = 357,28 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.34)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = Q_{\text{га}}^{\text{пов}} \cdot m = 357,28 \cdot 2 = 714,56 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.35)$$

Расчётный расход воды через водосливную плотину для поверочного расчётного случая составляет:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} - Q_{\text{с}}, \quad (6.36)$$

где $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 6159 \text{ м}^3/\text{с}$ – расчётный максимальный расход для поверочного расчётного случая.

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = 6159 - 714,56 - 733,3 = 4711,14 \text{ м}^3/\text{с}.$$

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учёта сжатия и подтопления (H_{01}), а затем с учётом сжатия и подтопления (H_{02}):

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{4711,14}{0,49 \cdot 50 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 12,35 \text{ м}, \quad (6.37)$$

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{4711,14}{0,49 \cdot 0,88 \cdot 1 \cdot 50 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 13,49 \text{ м}, \quad (6.38)$$

где ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определён по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (5-1) \cdot 0,45}{5} \cdot \frac{12,35}{10} = 0,88, \quad (6.39)$$

где $b = 10$ – ширина пролёта;

$n = 5$ – число пролётов, с учётом дополнительного пролёта;

$\zeta_y = 0,7$ – коэффициент формы боковых устоев;
 $\zeta_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане для полукруглого очертания.

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 13,49 - \frac{1,1 \cdot 2,11^2}{2 \cdot 9,81} = 13,24 \text{ м}, \quad (6.40)$$

где $V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla\text{ФПУ}-\text{ДНА}) \cdot (B+(n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{4711,14}{(300,00-264,00) \cdot (50+(5-1) \cdot 3)} = 2,11 \text{ м/с}; \quad (6.41)$

$\delta_B = 3 \text{ м}$ – толщина быка;

$B = 50 \text{ м}$ – ширина водосливного фронта.

Расчётная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 289 + 13,24 = 302,24 \text{ м}. \quad (6.42)$$

Принята расчетная отметка $\nabla\text{ФПУ} = 302,24 \text{ м}$.

6.3.4 Построение профиля водосливной грани

Для построения профиля водосливной грани (рис. 6.2) использована таблица 6-12 [21]. Координаты для построения (таблица 6.1) профиля получены с помощью умножения данных таблицы на значение $H_{\text{ст}} = 10,0 \text{ м}$.

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя очерчено по дуге с радиусом 12 м, определённым по таблице 6-14 [21].

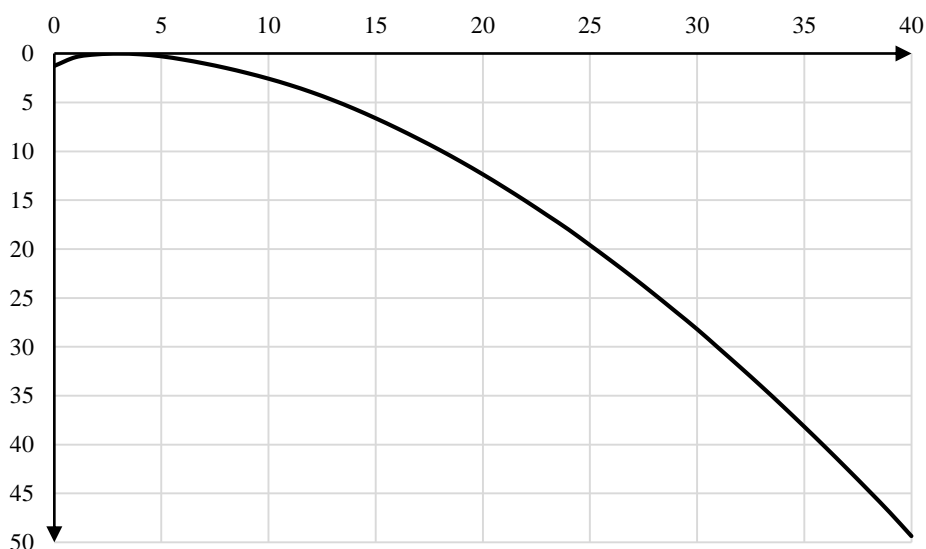


Рисунок 6.2 – Профиль А

Таблица 6.1 – Координаты для построения профиля

X	Y	X*	Y*	X	Y	X*
0	0,126	0	1,26	2,1	1,369	21
0,1	0,036	1	0,36	2,2	1,508	22
0,2	0,007	2	0,07	2,3	1,653	23
0,3	0	3	0	2,4	1,894	24
0,4	0,006	4	0,06	2,5	1,96	25
0,5	0,027	5	0,27	2,6	2,122	26
0,6	0,06	6	0,6	2,7	2,289	27
0,7	0,1	7	1	2,8	2,462	28
0,8	0,146	8	1,46	2,9	2,64	29
0,9	0,198	9	1,98	3,0	2,864	30
1,0	0,256	10	2,56	3,1	3,013	31
1,1	0,321	11	3,21	3,2	3,207	32
1,2	0,394	12	3,94	3,3	3,405	33
1,3	0,475	13	4,75	3,4	3,609	34
1,4	0,564	14	5,64	3,5	3,818	35
1,5	0,661	15	6,61	3,6	4,031	36
1,6	0,764	16	7,64	3,7	4,249	37
1,7	0,873	17	8,73	3,8	4,471	38
1,8	0,987	18	9,87	3,9	4,698	39
1,9	1,108	19	11,08	4,0	4,938	40
2,0	1,235	20	12,35	–	–	–

Отметка верха быка определена по формуле:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6H_{ст} = 289,00 + 1,6 \cdot 10 = 305,00 \text{ м.} \quad (6.43)$$

Проектная отметка гребня плотин напорного фронта принята:

$$\nabla_{ГП} = \text{НАИБ}[\nabla_{ГБП}, \nabla_{ГБ}] = \nabla_{ГБ} = 305,00 \text{ м.} \quad (6.44)$$

6.3.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} = 299,00 - 264,00 = 35 \text{ м.} \quad (6.45)$$

Критическая глубина потока:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + \sum \delta_B)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 3341,26^2}{(50 + 12)^2 \cdot 9,81}} = 6,88 \text{ м.} \quad (6.46)$$

Сопряжённые глубины определены следующим образом:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2g \cdot (T_0 - h'_c)}} \quad (6.47)$$

где $q_c = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{очн}}}{B + \delta_B \cdot (n-1)} = \frac{3341,26}{50 + 3 \cdot (5-1)} = 53,89 \text{ м}^3/\text{с};$ (6.48)

$\varphi = 0,95$ – коэффициент скорости, зависит от высоты плотины.

В первом приближении значение h'_c в знаменателе принято равным нулю:

$$h'_c = \frac{53,89}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (35-0)}} = 2,16 \text{ м.}$$

Во втором приближении:

$$h'_c = \frac{53,89}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (35-2,16)}} = 2,23 \text{ м,}$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \cdot \left[\sqrt{1 + 8 \cdot (h_{\text{кр}}/h'_c)^3} - 1 \right] = \frac{2,23}{2} \cdot \left[\sqrt{1 + 8 \cdot (6,88/2,23)^3} - 1 \right] = 15,99 \text{ м.} \quad (6.49)$$

Так как $h''_c = 15,99 \text{ м} > h_{\text{нб}} = 11,81 \text{ м}$ – в НБ отогнанный прыжок.

Отогнанный прыжок за плотинной 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.

6.3.6 Расчёт водобойного колодца

Расчет водобойного колодца заключается в определении его глубины d и длины l_k .

Ширину водобойного колодца – B_k , принимаем равной:

$$B_k = B + \sum \delta = 50 + 12 = 62,00 \text{ м,} \quad (6.50)$$

где B – ширина водобойного фронта, 50 м.

Глубину водобойного колодца вычисляют путём последовательного приближения.

На первом этапе определяют начальную глубину колодца по формуле:

$$d = \sigma \cdot h''_c - (h_{\text{нб}} + \Delta z) = 1,1 \cdot 15,99 - (11,81 + 1,18) = 4,60 \text{ м,} \quad (6.51)$$

где σ – коэффициент запаса, зависящий от точности определения расчетного расхода, равен $1,07 \div 1,13$ (принимается 1,1);

h_c'' – вычисленное ранее при величине полной потенциальной энергии ($T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}$);

Δz – перепад, образующийся при выходе потока из водобойного колодца в русло НБ, определяют, исходя из предположения, что выходная часть водобойного колодца работает, как подтопленный водослив с широким порогом.

$$\Delta z = \frac{q_c^2}{2g(\varphi h_{\text{НБ}})^2} - \frac{aq_c^2}{2g(ah_c'')^2}, \quad (6.52)$$

$$\Delta z = \frac{53,89^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (0,95 \cdot 11,81)^2} - \frac{1,1 \cdot 53,89^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 15,99)^2} = 1,18,$$

$$d = 1,1 \cdot 15,99 - (11,81 + 1,18) = 4,60 \text{ м.}$$

Полная удельная энергия перед водосливом с учетом начальной глубины колодца:

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}} + d, \quad (6.53)$$

$$T_0 = 299,00 - 264,00 + 4,60 = 39,60 \text{ м.}$$

Затем вычисляем новое значение отношения:

$$\varepsilon_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{39,60}{6,88} = 5,76. \quad (6.54)$$

Вычисляем новые сопряженные глубины, а затем определяем новую глубину колодца, подставляя найденное значение h_c'' .

Вычисления повторяют до тех пор, пока разница между последним значением и предыдущим значением глубины колодца станет меньше $0,1d$.

$$h_c' = \frac{53,89}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (39,60 - 0)}} = 2,04 \text{ м.}$$

Во втором приближении:

$$h_c' = \frac{53,89}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (39,60 - 2,04)}} = 2,09 \text{ м,}$$

$$h_c'' = \frac{h_c'}{2} \cdot \left[\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{\text{кр}}}{h_c'} \right)^3} - 1 \right] = \frac{2,09}{2} \cdot \left[\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{6,88}{2,09} \right)^3} - 1 \right] = 16,64 \text{ м.}$$

Глубина колодца:

$$d_{(1)} = 1,1 \cdot 16,64 - (11,81 + 1,18) = 5,32 \text{ м.}$$

Вычисляем выражение:

$$0,1d = 0,1 \cdot 5,32 = 0,46 \text{ м.}$$

Вычисляем разницу между последним значением и предыдущим значением глубины колодца:

$$d_{(1)} - d = 5,32 - 4,60 = 0,72 \text{ м.}$$

Разница глубин колодца больше значения выражения $0,1d: 0,72 \text{ м} > 0,46 \text{ м}$, поэтому продолжаем расчет.

$$T_0 = 299,00 - 264,00 + 5,32 = 40,32 \text{ м,}$$

$$\varepsilon_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{40,32}{6,88} = 5,86.$$

Сопряженные глубины:

$$h'_c = \frac{53,89}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (40,32 - 0)}} = 2,02 \text{ м.}$$

Во втором приближении:

$$h'_c = \frac{53,89}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (39,60 - 2,02)}} = 2,07 \text{ м,}$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \cdot \left[\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right] = \frac{2,07}{2} \cdot \left[\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{6,88}{2,07} \right)^3} - 1 \right] = 16,74 \text{ м.}$$

Вычисляем новую глубину колодца, подставляя в выражение рассчитанные выше значения:

$$d = 1,1 \cdot 16,74 - (11,81 + 1,18) = 5,42 \text{ м.}$$

Вычисляем выражение:

$$0,1d = 0,1 \cdot 5,42 = 0,54 \text{ м.}$$

Вычисляем разницу между последним значением и предыдущим значением глубины колодца:

$$d_{(2)} - d_{(1)} = 5,42 - 5,32 = 0,10 \text{ м.}$$

Разница глубин колодца больше значения выражения $0,1d: 0,10 \text{ м} < 0,54 \text{ м}$, следовательно, условие выполнено.

Выбрана расчетная глубина колодца $d = 5,5 \text{ м}$.

После определения глубины колодца вычисляем отметку пола водобоя:

$$\nabla_{\text{ПВ}} = \nabla_{\text{дна}} - d, \quad (6.55)$$

$$\nabla_{\text{ПВ}} = 264,00 - 5,42 = 258,58.$$

Длина водобоя при наличии на нем гасителей:

$$l_{\text{в}} = (0,8 \div 1,0) \cdot l_{\text{пр}}, \quad (6.56)$$

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

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 16,74 - 2,07) = 74,33 \text{ м,}$$

$$l_{\text{в}} = 0,8 \cdot 74,33 = 59,46 \text{ м.}$$

Так как глубина водобойного колодца относительно большая, принимаем 60 м, рекомендуется рассчитать комбинированный колодец.

6.3.7 Расчёт комбинированного колодца

Гидравлический расчет комбинированного водобойного колодца заключается в нахождении критической формы сопряжения бьефов.

Принимаем глубину комбинированного колодца $d_1 = 4 \text{ м}$, высоту стенки определяем по формуле:

$$h_{\text{ст}} = d_{\text{кол}} - d_1, \quad (6.58)$$

$$h_{\text{ст}} = 5,5 - 4 = 1,5 \text{ м.}$$

Определяем форму сопряжения бьефов за стенкой, принимая полную удельную энергию перед стенкой равной:

$$T_0 = h_{\text{ст}} + H_{\text{ст}}, \quad (6.59)$$

где $H_{ст}$ – напор на стенке комбинированного водобойного колодца.

$$T_0 = 1,5 + 10,12 = 11,62 \text{ м.}$$

Для дальнейших расчетов необходимо определить сопряженные глубины за водосливом при новом значении T_0 .

$$T_0 = h_{ст} + d_1 + H_{ст}, \quad (6.60)$$

$$T_0 = 1,5 + 4 + 10,12 \text{ м.}$$

Сопряженные глубины:

$$h'_c = \frac{53,89}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (15,62 - 0)}} = 3,24 \text{ м.}$$

Во втором приближении:

$$h'_c = \frac{53,89}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (15,62 - 3,24)}} = 3,64 \text{ м.}$$

Разница между первым и вторым приближением более 5%, поэтому делаем третье приближение:

$$h'_c = \frac{53,89}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (15,62 - 3,64)}} = 3,70 \text{ м,}$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \cdot \left[\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right] = \frac{3,70}{2} \cdot \left[\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{6,88}{3,70} \right)^3} - 1 \right] = 11,68 \text{ м.}$$

Напор на стенке комбинированного водобойного колодца рассчитывают по формуле:

$$H_{ст} = \left(\frac{q_c}{m\sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{aq_c^2}{2g(\sigma h_c)^2}, \quad (6.61)$$

$$H_{ст} = \left(\frac{53,89}{0,35 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 53,89^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 15,99)^2} = 10,12 \text{ м.}$$

В результате расчета принимаем высоту стенки $h = 1,5$ м, глубину колодца $d = 4$ м.

6.4 Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы

Глубинный водосброс запроектирован в соответствии с требованием СП [20, п. 4.6] «при проектировании гидротехнических сооружений ГЭС следует предусматривать мероприятия для безопасного сброса воды в нижний бьеф через водосбросные сооружения в зимний период в случаях невозможности пропуска воды через гидроагрегаты (авария, ограничение выработки при отсутствии потребления и др.)». Глубинный водосброс будет также использоваться в эксплуатационный период для пропуска паводков и половодий. Расчетный расход через глубинный водосброс определен в п. 6.3.1 данной Пояснительной записки и составил $733,3 \text{ м}^3/\text{с}$.

Определение отметки ЦО и количества водопропускных сооружений.

Диаметр водовыпускного отверстия принимаем $D = 4,5 \text{ м}$.

Отметка центра выходного сечения глубинного водосброса ЦО выше потолка галереи:

$$D/2 + 2,0 \text{ м} = 2,25 + 2,0 = 4,25 \text{ м}, \quad (6.62)$$

$$\nabla_{\text{ЦО}} = 269,75 \text{ м}.$$

Напор над центром выходного сечения водовыпуска:

$$H = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} + \nabla_{\text{УМО}}}{2} - \nabla_{\text{ЦО}} = \frac{299,00 + 292,71}{2} - 269,75 = 26,11 \text{ м}. \quad (6.63)$$

Расход через отверстие:

$$q_{\text{ВВ}} = \mu \omega \sqrt{2gH} = 0,8 \cdot 15,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 26,11} = 287,8 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.64)$$

где $\mu = 0,8$ – коэффициент расхода;

$\omega = \pi R^2 = 3,14 \cdot 2,25^2 = 15,9 \text{ м}^2$ – площадь водовыпускного отверстия.

Количество водовыпускных отверстий, необходимое для пропуска расчётного расхода:

$$n = \frac{Q_c}{q_{\text{ВВ}}} = \frac{733,3}{287,8} = 2,55. \quad (6.65)$$

Окончательно принято количество водовыпускных отверстий для пропуска расчётного расхода $n = 3$.

Глубинный водосброс представляет собой отдельное сооружение, состоящее из 3-х секций шириной по 12 м. В каждой секции глубинного водосброса располагается по 1 водосбросному отверстию диаметром 4,5 м. Глубинный водосброс оборудован аварийно-ремонтным и ремонтными затворами с ВБ и рабочим затвором с нижнего бьефа.

6.5 Конструирование плотины

6.5.1 Определение ширины подошвы плотины

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

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 299,00 - 254,60 = 44,4 \text{ м.} \quad (6.66)$$

Отметка подошвы зависит от конструкции устройств в НБ и равна:

$$\nabla_{\text{ПОД}} = \nabla_{\text{ДНА}} - (d + \delta_{\text{в}} + (2 \div 3)) = 264,00 - (5,5 + 5,4 + 3) = 250,10 \text{ м.} \quad (6.67)$$

Так как, в основании устроен зуб, исходя из этого отметка подошвы под низовой гранью $\nabla_{\text{ПОД}} = 254,60 \text{ м}$.

Из условия устойчивости плотины на сдвиг по основанию [17] ширина подошвы водосливной плотины определится из выражения:

$$B_{\text{н}}^{\text{II}} = \frac{\gamma_n h_{\text{пл}}}{tg\varphi \left(\frac{\gamma_{\text{б}}}{\gamma_{\text{в}}} + n - \alpha_1 \right)} = \frac{1,2 \cdot 44,4}{0,7 \left(\frac{24}{10} + 0 - 0,5 \right)} = 40,1 \text{ м,} \quad (6.68)$$

где γ_n – коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения, в данном случае для II класса $\gamma_n = 1,2$ [23];

$tg\varphi$ – коэффициент трения бетона по грунту, принимается для кварцевого песчаника $tg\varphi = 0,7$;

α_1 – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей и шпунтов, принимаемый 0,5;

$\gamma_{\text{в}} = 10 \text{ кг/м}^3$ – удельная плотность воды;

$\gamma_{\text{б}} = 24 \text{ кг/м}^3$ – удельная плотность бетона;

n – параметр, который влияет на размер фундаментальной плиты со стороны ВБ, т.к. проектируемая ГЭС является русловой на скальном основании, то фундаментальная плита не требуется и данный параметр принимаем: $n = 0$.

6.5.2 Разрезка бетонных плотин швами

В бетонных плотинах предусмотрены постоянные (межсекционные и швы-надрезы) и временные (строительные) деформационные швы. Швы устроены для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при

неравномерной осадке плотины и неравномерного распределения температуры в теле плотины.

Расстояние между секционными швами в бетонных плотинах принимаем 13 м. Разрезка деформационными швами выполняется по каждому быку. Температурные швы на скальном основании принимаем шириной 0,1 см на расстоянии 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри плотины 0,3. Уплотнение осуществляется в виде шпонок.

6.5.3 Быки

Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму.

Толщину разрезного быка принимаем 3,0 м.

Пазы рабочих затворов расположены на линии гребня водослива, быки выдвинуты в верхний бьеф. Ширина паза составляет 1 метр. Пазы ремонтных затворов со стороны верхнего бьефа размещены на расстоянии 2 м от рабочего затвора.

6.5.4 Устой

Устой, сопрягающие здание ГЭС и водосбросную плотину, а также водосбросную и глухую плотины имеют ширину равную ширине быка, высота и длина сопрягающих стенок со стороны НБ выбраны в соответствии с параметрами здания ГЭС.

Левобережная подпорная стенка длиной 109 м, шириной 2 м. Правобережная подпорная стенка длиной 137 м, шириной 2 м. Устой, разделяющий глубинный водосброс водосливную часть плотины длиной 85,1 м, шириной 2 м. Устой, отделяющий водосливную часть плотины равен 136,2 м, шириной 2 м. Устой, разделяющий водосливную часть по глубинным водосбросам и станционной частью длиной 111,1 м и шириной 2 м.

6.5.5 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотин предусматриваем устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих входы в продольные галереи. Диаметр вертикальных скважин принимаем 20 см. Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа назначаем $a_{др} = 2$ м. При этом должно выполняться условие:

$$a_{др} \leq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр.г}}, \quad (6.69)$$

$$2 \text{ м} \leq \frac{23,19 \cdot 1,2}{15} = 1,5 \text{ м},$$

где $H_d = 23,19$ м – напор над расчётным сечением;

$\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надёжности по ответственности сооружения;

$I_{кр.т} = 15$ – критический средний градиент напора для бетона плотины.
Принимаем в соответствии с чертежом $a_{др} = 2,5$ м.

6.5.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи расположены через 15,0 м.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, приняты минимальными, но при этом обеспечивают транспортировку и работу бурового, цементационного и другого оборудования.

Галереи предусмотрены для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций. Назначены следующие проектные отметки $\nabla_{пол.гал.} = 268,10$ и $\nabla_{пол.гал.} = 283,10$; цементационная и дренажная галереи находятся на отм. 253,10 м, размеры галерей – $3,0 \times 3,5$ и $2 \times 2,5$ м.

6.6 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

6.6.1 Противофильтрационная завеса

Противофильтрационные завесы применяют в тех случаях, когда невозможна забивка шпунта, когда основание сложено скальными грунтами.

Толщина противофильтрационной завесы должна быть:

$$\delta_3 \geq \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{кр.т}} = \frac{14,24 \cdot 1,2}{15} = 1,0 \text{ м}, \quad (6.70)$$

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надёжности по ответственности сооружения;

$\Delta H = 14,24$ м – потеря напора на завесе;

$J_{кр.т} = 15$ – критический градиент напора на завесе в скальных грунтах, определяемый в соответствии с СП [25].

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_3 = 0,1 \cdot B_n = 0,1 \cdot 40,1 = 4,01 \text{ м}, \quad (6.71)$$

где $B_n = 40,1$ м – ширина подошвы плотины.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы принимаем 4 м.

Глубину цементационной завесы принимаем равной

$$h_{зав} = 0,5 \cdot H_{max} = 0,5 \cdot 30,79 = 15,4 \text{ м}, \quad (6.72)$$

где $H_{max} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ_{ГЭС}} = 299,00 - 268,21 = 34,4$ м.

Принимаем глубину цементационной завесы 15,4 м.

6.6.2 Дренажные устройства в основании

Для сбора, отвода фильтрующейся воды и снижения фильтрационного давления на сооружение в основании сооружения устроены дренажи.

В скальных грунтах дренаж выполняют в виде вертикальных скважин диаметром 100 мм, удаленных от оси цемзавесы на 6 м.

Глубина скважины:

$$h_{др} = 0,5 \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 15,4 = 7,7 \text{ м}, \quad (6.73)$$

где $h_{зав} = 15,4$ м – глубина цементационной завесы

Принимаем глубину дренажа 7,7 м.

Через дренажные скважины фильтрующуюся воду выводят в дренажную галерею, а отвод воды в НБ осуществляется насосами.

6.7 Конструктивные элементы нижнего бьефа

6.7.1 Рисберма

Рисберма – участок за водобоем, предназначенный для успокоения и рассеяния потока. Выполняется чаще всего в виде крепления из бетонных или железобетонных плит, расположенных в шахматном порядке. Вес конструкции рисбермы по течению должен постепенно уменьшаться, обычно это достигается уменьшением толщины плит. Толщину плит рисбермы 1-го ряда назначают не менее половины толщины водобоя, далее по потоку толщину плит уменьшают, и толщина плит последнего ряда рисбермы должна быть не менее 0,5 м. Плиты бетонируют на месте, выполняем их квадратными, размером 15 м. Плиты имеют дренажные отверстия 0,2 м, на расстоянии друг от друга в плане до 5 м.

6.8 Обоснование безопасности и надёжности бетонной плотины

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняются для основного сочетания нагрузок и воздействий. Данный расчёт выполнен при уровне в верхнем бьефе равном НПУ, а нижнем бьефе - $\nabla_{УНБ_{ГЭС}}$.

6.9 Определение основных нагрузок на плотину

6.9.1 Вес сооружений и затворов

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующих сил $G_{пл}$ и $G_б$ определяются в программе AutoCAD: $S_{пл} = 992,2390 \text{ м}^2$, $S_б = 1436,3680 \text{ м}^2$.

Вес 1 п.м. водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_б}{b + \delta_б} = \frac{992,2390 \cdot 10 \cdot 9,81 \cdot 2400}{10 + 3} = 17970,21 \text{ кН/м}, \quad (6.74)$$

где $S_{пл}$ – площадь поперечного сечения плотины;

b – ширина пролёта;

$\delta_б$ – толщина быка;

$\rho_б$ – плотность бетона.

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_б = \frac{S_б \cdot \delta_б \cdot \rho_б \cdot g}{b + \delta_б} = \frac{1436,3680 \cdot 3 \cdot 2400 \cdot 9,81}{10 + 3} = 7804,12 \text{ кН/м}. \quad (6.75)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_з \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 137,4 \cdot \sqrt{137,4} \cdot 9,81 = 868,98 \text{ кН}, \quad (6.76)$$

где f – площадь затвора.

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (302,24 - 289,00 + 0,5) \cdot 10 = 137,4 \text{ м}^2. \quad (6.77)$$

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

$$q_з = \frac{Q_з}{b + \delta_б} = \frac{868,98}{10 + 3} = 66,84 \text{ кН/м}. \quad (6.78)$$

6.9.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления на верхнюю и нижнюю грани бетонной плотины имеют форму равнобедренного прямоугольного треугольника.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды. Со стороны верхнего бьефа:

$$T_в = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 48,9^2}{2} = 11728,89 \text{ кН/м}, \quad (6.79)$$

где $h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ЗУБ} = 299,00 - 250,10 = 48,9 \text{ м.}$

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_{\text{Н}} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 13,61^2}{2} = 908,56 \text{ кН/м,} \quad (6.80)$$

где $h_2 = \nabla\text{УНБ}_{\text{ГЭС}} - \nabla\text{ПОД} = 268,21 - 254,60 = 13,61 \text{ м.}$

При наличии наклонной напорной грани вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа – определяется площадью поперечного сечения тела давления от УНБ до низовой грани:

$$W_{\text{Н}} = \rho_w g S_{\text{ЭП}}^{\text{Н}}, \quad (6.81)$$

где $S_{\text{ЭП}}^{\text{Н}}$ – площадь поперечного сечения тела давления.

$$W_{\text{Н}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 74,7078 = 732,88 \text{ кН/м.}$$

6.9.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления имеет вид прямоугольника с высотой от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы сооружения:

$$p_{\text{ВЗВ}} = \rho_w \cdot g \cdot h_1 = 1000 \cdot 9,81 \cdot 13,61 = 133,51 \text{ кН,} \quad (6.82)$$

где $h_1 = \nabla\text{УНБ}_{\text{ГЭС}} - \nabla\text{ПОД} = 268,21 - 254,60 = 13,61 \text{ м.}$

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{\text{ВЗВ}} = S_{\text{ЭП}} \cdot \rho_w \cdot g = 545,76 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 5353,92 \text{ кН/м,} \quad (6.83)$$

где $S_{\text{ЭП}} = h_1 \cdot B_n = 13,61 \cdot 40,1 = 545,76 \text{ м}^2.$

6.9.4 Сила фильтрационного давления

По СП [24] представлены приведенные к действующему напору значения напора по оси цементационной завесы и дренажа при основном сочетании нагрузок.

Геометрические параметры эпюры фильтрации.

Напор на сооружении:

$$H_d = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{УНБ}_{\text{ГЭС}} = 299,00 - 268,21 = 30,79 \text{ м.} \quad (6.84)$$

Для плотин II класса с цементационной завесой:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,40, \quad (6.85)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,15, \quad (6.86)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 30,79 = 12,32 \text{ м}, \quad (6.87)$$

$$H_{dr} = 0,15 \cdot H_d = 0,15 \cdot 30,79 = 4,62 \text{ м}. \quad (6.88)$$

Площадь эпюры фильтрационного давления определяется как сумма площадей отдельных ее участков, представляющих из себя прямоугольные трапеции и прямоугольный треугольник, с помощью AutoCAD.

$$S_{\text{эп}} = 206,5710 \text{ м}^2.$$

В качестве воздействия на плотину учитывают часть эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 206,5710 = 2026,46 \text{ кН/м}. \quad (6.89)$$

6.9.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 10 \cdot 2 \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 9,81 \text{ кН/м}^2, \quad (6.90)$$

где $\gamma_H = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;
 h_H – толщина слоя наносов, принимаем $h_H = 2 \text{ м}$;
 $\varphi_H = 20^\circ$ – угол внутреннего трения наносов.
 Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_H = \frac{h_H \cdot p_H}{2} = \frac{2 \cdot 9,81}{2} = 9,81 \text{ кН/м}. \quad (6.91)$$

6.9.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном и поперечном случаях определена упрощённо по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.92)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,81 \cdot \left(\frac{10,14}{3,14} + \frac{0,20}{2} \right) = 13,23 \text{ кН/м},$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1%-ой обеспеченности;
 $\bar{\lambda}$ – средняя длина волны.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,81^2}{10,14} = 0,20 \text{ м}. \quad (6.93)$$

Линия действия равнодействующей $W_{\text{волн}}$ находится ниже относительно уровня покоя ВБ на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{10,14}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 0,81 = 1,31 \text{ м}. \quad (6.94)$$

6.10 Оценка прочности плотины

Оценка общей прочности плотины произведена в сечении на уровне подошвы плотины.

Для удобства расчётов составлена таблица 6.2, в которой занесены все нагрузки, умноженные на соответствующий коэффициент надёжности по нагрузке γ_f [20]. В приведённых формулах изгибающий момент относительно середины расчётного сечения по часовой стрелке принят со знаком «плюс», против часовой стрелки – со знаком «минус»; нормальные растягивающие силы и напряжения со знаком «плюс», сжимающие – со знаком «минус». Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
T_H	1,0	←	908,56	4,4367	-4121,88
T_B	1,0	→	11728,89	16,3	191180,83
$G_{\text{пл}}$	0,95	↓	17071,7	6,6213	-113036,85
G_6	0,95	↓	7413,91	10,2666	-76115,68
$W_{\text{взв}}$	0,1	↑	5353,92	0	0,00
W_H	0,1	↓	732,8835	15,1334	11091,02
W_Φ	0,1	↑	2026,46	10,981	22252,57
$W_{\text{волн}}$	0,1	→	13,23	8,09	107,06
E_H	1,2	→	11,77	3,27	38,48
q_3	0,9	↓	60,16	17,05	-1025,74
		$\Sigma \uparrow$	17898,28	ΣM	30369,81

Расчёт краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчёте на 1 п.м. длины) выполнен по формулам:

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{17898,28}{40,1} + \frac{6 \cdot 30369,81}{40,1^2} = -333,02 \text{ кН/м}^2, \quad (6.95)$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.96)$$

$$\sigma_x^u = -333,02 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 44,4 \cdot (1 - 0^2) = -435,56 \text{ кН/м}^2,$$

где $\gamma_w = 9,81 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды,

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 299,00 - 254,60 = 44,4 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \text{tg } \alpha_1$, где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\text{tg } \alpha_1 = 0$.

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (9,81 \cdot 44,4 - 333,02) \cdot 0 = 0, \quad (6.97)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2, \quad (6.98)$$

$$\sigma_1^u = -333,02 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 44,4 \cdot 0^2 = -333,02 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 44,4 = -435,56 \text{ кН/м}^2. \quad (6.99)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{17898,28}{40,1} - \frac{6 \cdot 30369,81}{40,1^2} = -559,66 \text{ кН/м}^2, \quad (6.100)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.101)$$

$$\sigma_x^t = -559,66 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 13,61 \cdot (1 - 0^2) = -133,51 \text{ кН/м}^2,$$

где $H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{\text{ГЭС}} - \nabla \text{ПОД} = 268,21 - 254,6 = 13,61 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$m_t = \text{ctg } \alpha_2 = \text{ctg } 90^\circ = 0, \quad (6.102)$$

где $\alpha_2 = 90^\circ$ – угол между низовой гранью и линией подошвы.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.103)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 13,61 - 559,66) \cdot 0 = 0 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_1^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (6.104)$$

$$\begin{aligned}\sigma_1^t &= -559,66 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 13,61 \cdot 0^2 = -559,66 \text{ кН/м}^2, \\ \sigma_3^t &= -\gamma_w \cdot H_d^t, \\ \sigma_3^t &= -9,81 \cdot 13,61 = -133,51 \text{ кН/м}^2,\end{aligned}\tag{6.105}$$

где $\sigma_y^u, \sigma_x^u, \sigma_y^t, \sigma_x^t$ – нормальные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно у верхней и нижней граней, кПа;

τ_{xy}^u, τ_{xy}^t – касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно у верхней и нижней граней, кПа;

$\sigma_1^u, \sigma_3^u, \sigma_1^t, \sigma_3^t$ – главные напряжения, соответственно у верхней и нижней граней, кПа;

N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

b – ширина подошвы плотины.

Расчёт краевых напряжений представлен в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y, \text{кН/м}^2$	-333,02	-559,66
$\sigma_x, \text{кН/м}^2$	-435,56	-133,51
$\tau_{xy}, \text{кН/м}^2$	0,00	0,00
$\sigma_1, \text{кН/м}^2$	-333,02	-559,66
$\sigma_3, \text{кН/м}^2$	-435,56	-133,51

6.11 Критерии прочности плотины и её основания

Проверка выполнения условий, полученных напряжений для основного сочетания нагрузок.

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b,\tag{6.106}$$

где $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надёжности по ответственности;
 $\gamma_{lc} = 1,0$ – коэффициент сочетания нагрузок [20, п. 8.16];
 $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$ – расчётное сопротивление бетона сжатию;
 $\gamma_{cd} = 0,9$ – коэффициент условия работы [24, таблица 6];

$$1,25 \cdot 1,0 \cdot |-559,66| \leq 0,9 \cdot 2800,$$

$$699,58 \text{ кН/м}^2 \leq 2520 \text{ кН/м}^2.$$

2. Отсутствие растягивающих напряжений на верховой грани плотины:

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.107)$$

$$-333,02 \text{ кПа} < 0.$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.108)$$

$$|-333,02| \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 44,4,$$

$$333,02 \text{ кПа} \geq 108,89 \text{ кПа}.$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

6.12 Обоснование устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях определяется несущей способностью основания, т.е. 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:

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.109)$$

где $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надёжности по ответственности сооружения [20];

$\gamma_{lc} = 1,0$ – коэффициент сочетания нагрузок [20];

$\gamma_c = 0,95$ – коэффициент условий работы [24];

R – расчётное значение обобщённой несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу);

F – сдвигающая сила.

$$R = (G_{пл} + G_6 + q_3 - W_\phi - W_{взв} + W_{волн} + W_H) \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega, \quad (6.110)$$

где $\omega = 40,1$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 п.м.

$$R = (17071,7 + 7413,91 + 60,16 - 2026,46 - 5353,92 + 13,23 + 732,88) \cdot \operatorname{tg} 36,5^\circ + 70 \cdot 40,1 = 16060,82 \text{ кН},$$

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H, \quad (6.111)$$

$$F = 11728,89 - 908,56 + 13,23 + 11,77 = 10845,32 \text{ кН},$$

$$\frac{16060,82 \cdot 0,95}{10845,32 \cdot 1,0} = 1,41 \geq 1,20.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

7 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Томмотского гидроузла

7.1 Общие сведения о районе строительства

Томмотский гидроузел расположен в республике Саха (Якутия) на реке Алдан в 20,5 км от населенного пункта (города) Томмот.

Алдан – река на Дальнем Востоке России, правый и крупнейший приток Лены. Самая многоводная река-приток в России и шестая по объёму стока среди всех российских рек. Протекает в Якутии, водосбор также включает северо-западную часть Хабаровского края.

Длина реки — 2273 км, площадь водосборного бассейна — 729 000 км². Среднегодовой расход – 5245,85 м³/с. Наибольший – 48000 м³/с. Наименьший – м³/с.

Климат в районе проектируемого гидроузла резко континентальный, отличается продолжительным зимним и коротким летним периодами. Апрель и октябрь в Якутии — зимние месяцы. Разница температур самого холодного месяца (января) и самого тёплого (июля) составляет 70—75 градусов. По абсолютной величине минимальной температуры (в восточных горных системах — котловинах, впадинах и других понижениях — до –70°С) и по суммарной продолжительности периода с отрицательной температурой (от 6,5 до 9 месяцев в год) республика не имеет аналогов в Северном полушарии. Абсолютный минимум температуры практически везде в республике ниже –50°С.

В городе Томмот умеренно-холодный климат. В течение года выпадает значительное количество осадков, даже во время самых засушливых месяцев. Среднегодовая влажность — 72,7%. Средняя скорость ветра — 3,2 м/с.

Республика Саха (Якутия):

- Площадь района составляет 3 083 523 км²;
- Административный центр района — город Якутск;
- Численность населения составляет 996 245 человек;
- Протяжённость с севера на юг –2000 км, с запада на восток – 2500 км;
- В республике проживают представители якутов, русских, эвенков, украинцев, эвенов, татар;
- Удельный вес городского населения составляет –67,09 %, сельского – 32,91 %.

По данным 2022 года, ВРП Республики превысило почти 1,826 трлн руб. (26,08 млрд долл.) 26,000 долл. на душу населения.

Основные секторы промышленности:

- Добывающая (алмазо-, золото, нефте-, газо-, угле- и др.);
- Перерабатывающая (гранильная, ювелирная, нефтегазоперерабатывающая, деревообрабатывающая, производство строительных материалов и др.);
- Топливо-энергетический комплекс (производство энергоносителей);
- Лесная;
- Судостроение;
- Лёгкая промышленность (кожевенно-обувная, пушно-меховая и др.);
- Пищевая промышленность.

Республика Саха (Якутия) занимает пятую часть Российской Федерации. В этих бескрайних пространствах, покрытых девственными лесами и тундрой, обитают 64 вида млекопитающих и 280 видов птиц, многие из них – редкие или исчезающие.

В районе Арктического побережья гнездятся и проводят лето до 2000 стерхов.

Сегодня в мире существует 15 видов журавлей. Семь из них обитают в России, шесть из семи - в Якутии. Эти прекрасные птицы преодолевают тысячи километров, чтобы на земле вечной мерзлоты произвести свое потомство. Так что наша республика с полным правом может называться журавлиной державой.

На территории Якутии находятся 2 заповедника, 4 национальных природных парка и более 100 ресурсных резерватов. Общая площадь особо охраняемых природных территорий равна 646108,9 км², или 21 % территории Якутии.

Первые ресурсные резерваты были созданы в Горном и Хангаласском улусах.

Крупнейшим заповедником является "Усть-Ленский" в Булуномском улусе, его площадь равна 14330 км². Заповедник был создан в 1986 году в целях сохранения и восстановления численности малого лебедя и гусей, а также дикого северного оленя и моржа. Олекминский заповедник находится на юге Республики Саха (Якутия).

Национальный природный парк - "Ленские столбы" (1995 г) расположен на территории Хангаласского улуса и состоит из двух изолированных участков, примыкающих к левому и правому берегам реки Лены, на которых распространены многочисленные останцы разрешения коренных пород, образующие "арки", "башни", "колоннады", "соборы" и другие причудливые формы.

Другим уникальным памятником природы являются дюны - тукаланы. Очень странно видеть среди якутской тайги природные образования, напоминающие самую настоящую пустыню. Они по праву считаются "экзотикой якутской природы". Наиболее крупная из них - Самыс Кумага.

В разные годы на территории парка проводились археологические и геологические исследования. На участках Курунгнах и Кюэх - Хайя найдены останки мамонтов, бизонов. На правом берегу Лены в 1983-1984 годах открыта уникальная древнепалеологическая стоянка Дириг - Юрях.

Национальный парк хранит и другие раритеты. На скалах в большом количестве обнаружены писаницы, выполненные краской древних жителей этих мест. Встречаются надписи древнетюркского рунического письма и наскальные рисунки.

Из залетных птиц особый интерес представляет белый журавль стерх и белый гусь.

На территории Аллаиховского улуса создан ресурсный резерват "Кыталык" (май 1997 г.).

7.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Томмотского гидроузла выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и её обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

1. Подготовка ложа водохранилища: консервация кладбищ, вырубка лесов и т.д.;
2. Минимизация воздействия на окружающую среду из-за строительства гидроузла;
3. Выполнение защитных сооружений, включая берегоукрепление, возведение дамб для защиты земель и объектов от затопления;
4. Выполнение в полном объеме комплекса природоохранных, защитных и компенсационных мероприятий;
5. Предусмотреть места для размещения временных сооружений с учетом требований по охране окружающей среды.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;

- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления (нет необходимости, так как ни один населённый пункт не попадает в зону затопления).

Вышеперечисленное приводит к изменению природных условий в районе гидроузла, что сказывается на хозяйственной деятельности населения и жизни животных.

Томмотская ГЭС будет оказывать влияние на окружающую среду в виде изменения следующих показателей:

1. Повышение влажности;
2. Изменения ветрового режима в прибрежной зоне;
3. Изменение температурного и ледяного режимов водостока.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов.
2. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды реки Алдан в нижнем бьефе Томмотского гидроузла.
3. Изменения экосистемы района строительства. Речной тип экосистемы изменится на озерный.
4. Изменение процессов переноса и седиментации наносов.
5. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоёма в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озёрный.

В соответствии с требованиями СТО 70238424.27.140.036-2009 «Гидроэлектростанции. Водоохранилища ГЭС. Основные правила проектирования и строительства. Нормы и требования» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин для обеспечения защиты конструкций от загрязнения грунтовыми водами.

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключая затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты.

7.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СТО 70238424.27.140.036-2009 «Гидроэлектростанции. Водохранилища ГЭС. Основные правила проектирования и строительства. Нормы и требования», в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.
2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.
3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.
4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.
 - На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.
 - Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.
 - Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.
 - Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.
 - Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.
 - Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.
 - Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.
 - Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.
 - Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами основной соли

гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5 % активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2 км.

7.4 Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период

1. Организационные
 - 1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ);
 - 1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);
 - 1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;
 - 1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
 - 1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
 - 1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;
 - 1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
 - 1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля.
2. Санитарно - технические
 - 2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
 - 2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах;
 - 2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
 - 2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
 - 2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
 - 2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;
 - 2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;
 - 2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
 - 2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

7.5 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительного-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме. Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5 (ред. от 16.08.2016):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho \text{ (т)}, \quad (7.1)$$

где N – объем бетонных работ, (м^3), $N = 294633 \text{ м}^3$;
 q – удельный норматив образования, (%), $q = 1,8 \%$;
 ρ – плотность бетона, ($\text{т}/\text{м}^3$), $\rho = 2,8 \text{ т}/\text{м}^3$.

$$M = \frac{294633 \cdot 1,8}{100} \cdot 2,8 = 14850 \text{ т.}$$

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные. Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5 (ред. от 16.08.2016).

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988, таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho \text{ (т)}, \quad (7.2)$$

где N – количество арматуры, (т), $N = 29463 \text{ т}$;
 q – удельный норматив образования, (%), $q = 1,0 \%$;
 ρ – удельный вес арматуры, ($\text{т}/\text{м}^3$), $\rho = 2,0 \text{ т}/\text{м}^3$.

$$M = \frac{29463 \cdot 1,0}{100} \cdot 2,0 = 5893 \text{ т.}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 14850 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 5893 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон.

7.6 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Томмотского гидроузла воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- 2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- 3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- 4) На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанных с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

1. Регулирование водного режима водотока;
2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что на расстоянии 20,5 км от ГЭС находится населенный пункт – город Томмот, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Алдан от сбросов Томмотской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения города Томмот, в пределах промплощадок объектов Томмотской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02:

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;
- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохранных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора.

8 Пожарная безопасность. Охрана труда. Безопасность ГТС

8.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Томмотская ГЭС, согласно проекту, относится к II классу по количеству людей, проживающих в зоне возможного затопления. Последствия аварий на ГЭС могут быть катастрофическими для близлежащих населённых пунктов. В связи с этим одной из важнейших задач эксплуатационной службы является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений.

Вся ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Для контроля состояния основных сооружений Томмотской ГЭС они должны быть оснащены контрольно-измерительной аппаратурой (КИА) для отслеживания напряженно-деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля. Также в состав эксплуатационного персонала должно быть введено специальное подразделение (служба мониторинга), задачей которого является измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей.

Обеспечение безопасности гидротехнических сооружений осуществляется на основании следующих общих требований:

- обеспечение допустимого уровня риска аварий гидротехнических сооружений;
- представление деклараций безопасности гидротехнических сооружений;
- осуществление федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений;
- непрерывность эксплуатации гидротехнических сооружений;
- осуществление мер по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений, в том числе установление критериев их безопасности, оснащение гидротехнических сооружений техническими средствами в целях постоянного контроля за их состоянием, обеспечение необходимой квалификации работников, обслуживающих гидротехническое сооружение;
- ответственность за действия (бездействие), которые повлекли за собой снижение безопасности гидротехнических сооружений ниже допустимого уровня.
- необходимость заблаговременного проведения комплекса мероприятий по максимальному уменьшению риска возникновения чрезвычайных ситуаций на гидротехнических сооружениях.

8.2 Охрана труда

Охрана труда – это система законодательных, организационных, технических, экономических, гигиенических и лечебно-профилактических

мероприятий, обеспечивающих безопасность здоровья и работоспособности человека в процессе труда.

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемой ГЭС следует считать обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса; сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве, а также предупреждение возможности их возникновения.

Контроль за выполнением требований нормативов по охране труда осуществляется руководителями гидроэлектростанции и подразделениями на всех ступенях управления. Исполнение правил обязательно для всех работников, связанных с эксплуатацией сооружений и оборудования проектируемой ГЭС, а также для работодателей, в ведении которых находятся названные работники.

Для выполнения и обеспечения правил охраны труда должны выполняться следующие требования:

- проектирование, строительство, реконструкция и ремонт гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования ГЭС, территория и акватория в зоне ответственности ГЭС, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать нормам законодательства, требованиям технических регламентов, стандартов;

- при случае возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к использованию предварительно разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС;

- должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных (аварийно-спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала;

- должны быть разработаны и вывешены на видных местах схемы и пути эвакуации работников из зон возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения;

- подразделения ГЭС, соответствующие безопасные помещения должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, системами автономных устройств жизнеобеспечения, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Персонал, в свою очередь должен быть извещен и знать об объеме укомплектования рабочих зон и безопасных помещений указанными средствами;

- инструктажи во всех подразделениях на Томмотской ГЭС должны производить только высококвалифицированные работники;

- должны обеспечивать контроль и систематические проверки: соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте или в резерве оборудования и сооружений ГЭС требованиям безопасности, знаний

работниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их использования на практике; знаний работниками СИЗ, средств коллективной защиты и систем автономных установок жизнеобеспечения, навыков их применения по назначению;

- организация соблюдения работниками гигиены труда на рабочих местах и в производственных помещениях;

- на каждом рабочем месте должны быть производственные и должностные инструкции и инструкции по охране труда в объеме, обязательном для данной должности или профессии; персонал, принимаемый на работу по обслуживанию гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным медицинским ведомством России;

- персонал ГЭС и привлекаемый для работ на территории ГЭС организаций обязан знать требования охраны труда, руководствоваться и соблюдать его требования;

- персонал, использующий в своей работе станочное оборудование, инструменты и приспособления, а также выполняющий сварочные и другие огневые работы, обязан знать и исполнять требования правил безопасности при работе с инструментом и приспособлениями;

- персонал, допускаемый к работе в помещениях, где используются горючие, токсичные и взрывоопасные материалы, должен знать свойства этих материалов и меры безопасности при обращении с ними; весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спец. обувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ и обязан пользоваться ими во время работы;

- весь производственный персонал должен владеть приемами освобождения от воздействия электрического тока попавшего под напряжение человека и оказания ему первой помощи, а также оказания такой помощи пострадавшим при других несчастных случаях;

- не допускается нахождение на территории и в производственных помещениях организации ГЭС лиц, не имеющих отношения к обслуживанию расположенного в них оборудования, без сопровождающих; шахты, колодцы и шурфы должны быть закрыты прочными и плотными щитами или иметь ограждения. Траншеи и котлованы в месте прохода людей должны быть ограждены;

- защитные ограждения следует окрашивать в желтый цвет. Ограждения необходимо оснащать предупреждающими надписями, знаками безопасности, а также сигнальным освещением, обеспечивающим в темное время суток хорошую видимость места ограждения со всех сторон возможного проезда автотранспорта и прохода пешеходов;

- в производственных помещениях должны быть установлены закрывающиеся металлические ящики с отделениями для чистого и грязного обтирочного материала. В качестве обтирочного материала может применяться

хлопчатобумажная или льняная ветошь. Использованный промасленный обтирочный материал из ящиков ежедневно следует отправлять на утилизацию;

- курение на территории и в производственных помещениях разрешается только в специально отведенных местах, не опасных в пожарном отношении, при соблюдении необходимых мер пожарной безопасности. У этих мест должны быть вывешены указательные знаки безопасности;

- в каждом подразделении (участке) ГЭС должны быть определены места расположения средств для оказания первой медицинской помощи (аптечки, носилки, шины, приспособления для реанимации);

- в производственных помещениях должны быть вывешены на видных местах плакаты, наглядно иллюстрирующие безопасные методы работы и приемы оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях;

- до начала работы руководителем структурного подразделения должно быть проверено выполнение всех требований безопасности, относящихся к предстоящей работе. При несоблюдении этого положения и необеспечении персонала необходимыми средствами индивидуальной защиты не разрешается приступать к работе;

- не разрешается ведение работ на неостановленных механизмах и оборудовании;

- не допускается эксплуатация неисправного оборудования;

- движущиеся части производственного оборудования, к которым возможен доступ работающих, должны иметь защитное ограждение, надежное и прочно закрепленное, не ограничивающее технологических возможностей оборудования;

- работник обязан знать, выполнять нести персональную ответственность за нарушение требований законодательных и иных нормативных актов по охране труда;

- капитальные и средние ремонты оборудования, а также работы, связанные с его монтажом или демонтажом, должны выполняться по ППР или технологической документации (технологическим картам и инструкциям), содержащим конкретные требования безопасности при подготовке к работе и в процессе ее выполнения;

- работы на гидроэнергетическом, электротехническом, гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях ГЭС должны проводиться по нарядам-допускам и (или) распоряжениям;

- учет и регистрацию работ по нарядам и распоряжениям ведет дежурный персонал в «Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям». При отсутствии дежурного персонала учет и регистрацию работ ведет работник, выдающий наряд (отдающий распоряжение);

- организация кабинета по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

8.3 Пожарная безопасность

Правила пожарной безопасности устанавливают основные требования пожарной безопасности на действующих энергетических предприятиях и являются обязательными для всех инженерно-технических работников (ИТР), рабочих и служащих электростанций, электрических и тепловых сетей, а также ремонтных, наладочных, строительных, монтажных и других организаций, выполняющих эксплуатацию, ремонт (модернизацию, реконструкцию), наладку и испытание технологического оборудования основных производств и вспомогательных сооружений энергетических предприятий.

В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние энергетических предприятий возлагается на руководителей энергетических предприятий и организаций.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных цехов, лабораторий, мастерских складов и других производственных и вспомогательных сооружений предприятий возлагается на руководителей этих структурных подразделений или должностных лиц, исполняющих их обязанности.

Гидроэлектростанции должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;
- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС;
- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара, аварии или других опасных факторов, угрожающих персоналу и нарушающих режим работы оборудования, принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности.

Для минимизации рисков, связанных с пожарами на проектируемой Томмотской ГЭС должны быть предусмотрены специальные меры:

- во всех помещениях, складах, зданиях должны быть установлены датчики, реагирующие на задымление и повышение температуры;
- во всех необходимых местах установлены огнетушители.

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

Тушение трансформаторов осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. По периметру трансформатора монтируются на безопасном расстоянии кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители. Предусмотрены специально установленные емкости, куда будет сливаться водно-масляная смесь, образующаяся во время тушения пожара. В этом маслосборнике предусматривается устройство для разделения воды и масла.

Таким образом, для обнаружения, оповещения, тушения и локализации пожара внутри технологических помещений с повышенной пожарной опасностью на Томмотской ГЭС будет предусмотрена система автоматического пожаротушения.

9 Технико – экономическое обоснование

9.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

9.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования, эти этапы укрупнённо показаны в календарном графике. В таблице 9.1 представлена оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации.

Таблица 9.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2027	2028	2029	2030	2031
Установленная мощность	МВт	225,00	225,00	225,00	225,00	225,00
Число часов использования установленной мощности	Часы	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000
Выработка электроэнергии	МВт · ч	900 000	900 000	900 000	900 000	900 000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт · ч	9 000	9 000	9 000	9 000	9 000
Объем реализации электроэнергии	МВт · ч	891 000	891 000	891 000	891 000	891 000
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт · ч	1 235,00	1 262,00	1 289,00	1 318,00	1 346,00
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	91,699	93,704	95,708	97,862	99,941
НДС к выручке	млн.руб.	13,988	14,294	14,599	14,928	15,245

Анализируя оценку объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации, можно прийти к выводу, что при установившемся объеме реализации электроэнергии, выручка продолжает расти, так как строительство продолжается и тем самым продолжает расти общая стоимость строительства, и здесь играет роль амортизация – при продолжении строительства стоимость основных фондов начинает расти, так как растут затраты на возведение сооружения.

9.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг. Текущие расходы посчитаны с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗО ПАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

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.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда (ФОТ)	255,2	54,42
Прочие	274,0	61,65
Итого по ГЭС	529,2	119,07

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 9.3.

Таблице 9.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Величина
От 1 до 5	0,060 %
От 6 до 15	0,090 %
От 16 до 25	0,140 %
Свыше 25	0,200 %

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям ПАО «РусГидро», результат представлен в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО-ЕЭС» (Системный оператор ЕЭС)	135,38 тыс.руб/МВт	30,461
НП АТС (Администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб/МВт*ч	2,133
ЦФР (Центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/МВт*ч	0,618
Итого	—	33,211

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Алдан составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2027	2028	2029	2030	2031
Амортизационные отчисления, млн.руб.	360,626	138,404	51,737	983,004	66,337
Расходы на страхование, млн.руб.	10,882	10,965	10,691	14,064	12,693

Окончание таблицы 9.5

Наименование	Год реализации проекта				
	2027	2028	2029	2030	2031
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	119,070	119,070	119, 070	119, 070	119,070
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	0,680	10,279	1,002	1,318	1,190
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	33,211	33,211	33,211	33,211	33,211
Налог на воду, млн.руб.	8,554	9,331	9,331	9,331	9,331
Итого, млн.руб.	533,023	321,261	225,043	1159,998	241,833

Значительное увеличение затрат по гидроузлу за первый год исследуемого периода можно обосновать увеличением расходов на эксплуатационные нужды, так как увеличивается количество вводимого и обслуживаемого оборудования.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 9.1).



Рисунок 9.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Как можно увидеть на представленной диаграмме, к моменту уверенной работы трёх гидроагрегатов Томмотской ГЭС большая часть текущих затрат идёт на амортизационные отчисления, что характерно для капиталоемкого производства.

9.1.3 Налоговые расходы

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

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы во внебюджетные 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 9.6.

Таблица 9.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2027	2028	2029	2030	2031
Налог на прибыль, млн.руб.	180,718	368,324	392,387	215,573	408,642
НДС, млн.руб.	257,914	404,669	431,006	257,206	449,816
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	24,597	25,785	25,785	25,785	25,785
Налог на имущество, млн.руб.	26,626	25,281	24,154	32,089	28,581
Итого, млн.руб.	489,854	824,060	873,332	530,654	912,824

Данные показывают, что основные налоговые отчисления приходятся на прибыль и налог на добавочную стоимость (НДС).

9.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

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

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2027	2028	2029	2030	2031
Выручка (нетто), млн.руб.	2065,437	2114,065	2158,756	2206,694	2252,936
Текущие расходы, млн.руб.	533,023	321,260	225,042	1159,998	241,833

Окончание таблицы 9.7

Наименование	Год реализации проекта				
	2027	2028	2029	2030	2031
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	1532,414	1792,804	1933,713	1046,695	2011,103
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	1532,414	1792,804	1933,713	1046,695	2011,103
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	306,482	358,560	386,742	209,339	402,220
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	1225,931	1434,243	1546,970	837,356	1608,882
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

По результатам расчета чистой прибыли сделан вывод, что проект в 2027 году выходит на положительную прибыль и увеличивает свою экономическую эффективность.

9.2.1 Анализ денежных потоков

На рисунке 9.2 представлен график Cash-Flow с указанием укрупненных этапов строительства станции.



Рисунок 9.2 – Укрупненные этапы реализации проекта

Как видно из графика, в начальный период проекта денежный поток отрицательный, так как, вкладываются инвестиции в строительство ГЭС. Это связано с крупными капиталовложениями: изыскания, земельные работы, строительные и бетонные работы, покупка, транспортировка и монтаж

оборудования, строительство рабочего поселка Гидростроителей. При введении в эксплуатацию генерирующего оборудования идут продажи электроэнергии и мощности и недостаток денежных средств сокращается.

Также на графике видно, что период окупаемости составляет 12 лет.

9.3 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»).

9.3.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии со следующими нормативными документами:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20/113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии пред ТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

с) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта Project Expert, фирмы Expert Systems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1) Период прогнозирования Томмотской ГЭС составляет 25 лет, что соответствует сроку службы основного оборудования.

2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся в 1 кв. 2023 года.

3) Предполагается, что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации существующих правил и законов.

9.3.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 9.8.

Таблица 9.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Томмотской ГЭС на реке Алдан»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,60
Дисконтированный период окупаемости – <i>DPB</i> , мес.	266,00
Чистый приведенный доход – <i>NPV</i> , млн. руб.	516,449
Индекс прибыльности – <i>PI</i>	1,11
Внутренняя норма рентабельности – <i>IRR</i> , %	12,64
Себестоимость электроэнергии, руб/кВт · ч	0,15
Удельные капиталовложения, руб/кВт	87142,67

Индекс прибыльности *PI* больше единицы, себестоимость электроэнергии приемлемая. Следовательно, проект можно рассматривать, как экономически удачный и целесообразный.

9.3.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2027	2028	2029	2030	2031
Налоговых поступлений, млн. руб	498,41	833,39	882,66	539,99	922,16
В федеральный бюджет, млн. руб	447,185	782,324	832,724	482,110	867,789
В региональный бюджет, млн. руб	26,626	25,281	24,154	32,089	28,581

Рост налоговых отчислений обоснован вводом новых мощностей и увеличением продажи электроэнергии и мощности. Строительство Томмотской ГЭС обеспечит регулярное поступление денежных средств в федеральный и региональный бюджеты.

9.4 Анализ чувствительности

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

Характеристика рисков:

1. Уменьшение объёма сбыта приведет к уменьшению прибыли;
2. Объём инвестиций (%) – доступный параметр влияет на изменение (в процентном соотношении) чистой приведённой стоимости (NPV). Увеличение объёма инвестиций приводит к уменьшению доходности проекта – большой объём экономических вложений и малая финансовая отдача;
3. Индекс доходности имеет зависимость от ставки дисконтирования, чем выше ставка дисконтирования – тем меньше индекс доходности.

Данные риски являются систематическими, то есть воздействуют на NPV постоянно, в течение всего проекта.

В данном разделе проводится анализ чувствительности чистой приведенной стоимости к изменениям:

- 1) Объем сбыта;
- 2) Объем инвестиций;
- 3) Ставка дисконтирования.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

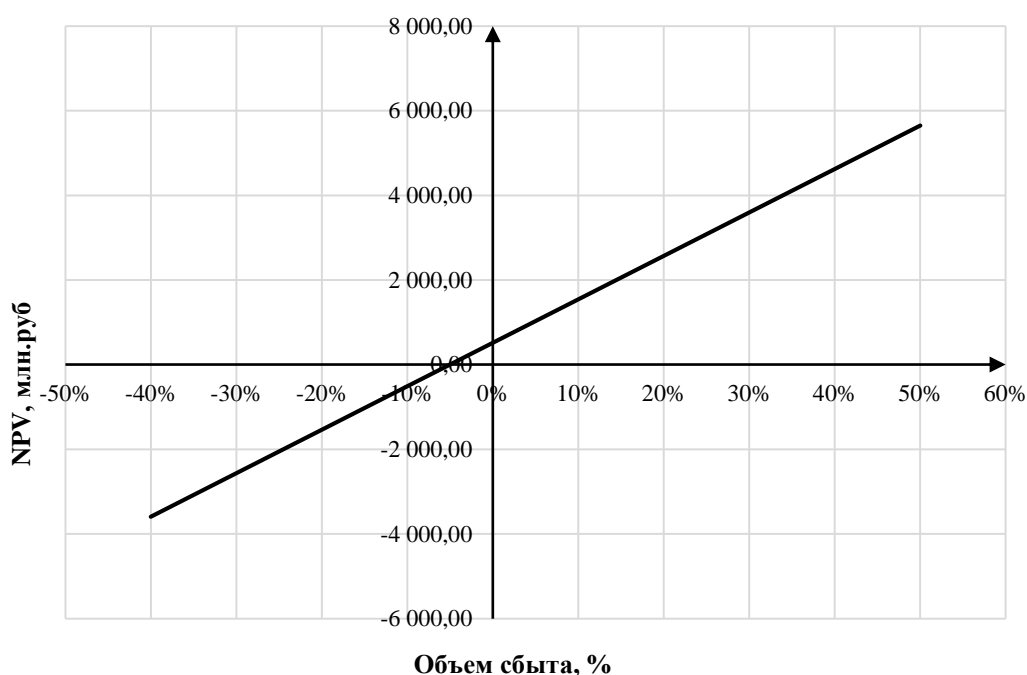


Рисунок 9.3 – Изменение чистой приведенной стоимости NPV, млн.руб., в зависимости от изменения объема сбыта, %

Исходя из графика, можно увидеть, как объём сбыта влияет на изменение чистой приведённой стоимости. С увеличением объёма сбыта – увеличивается чистая приведенная стоимость.

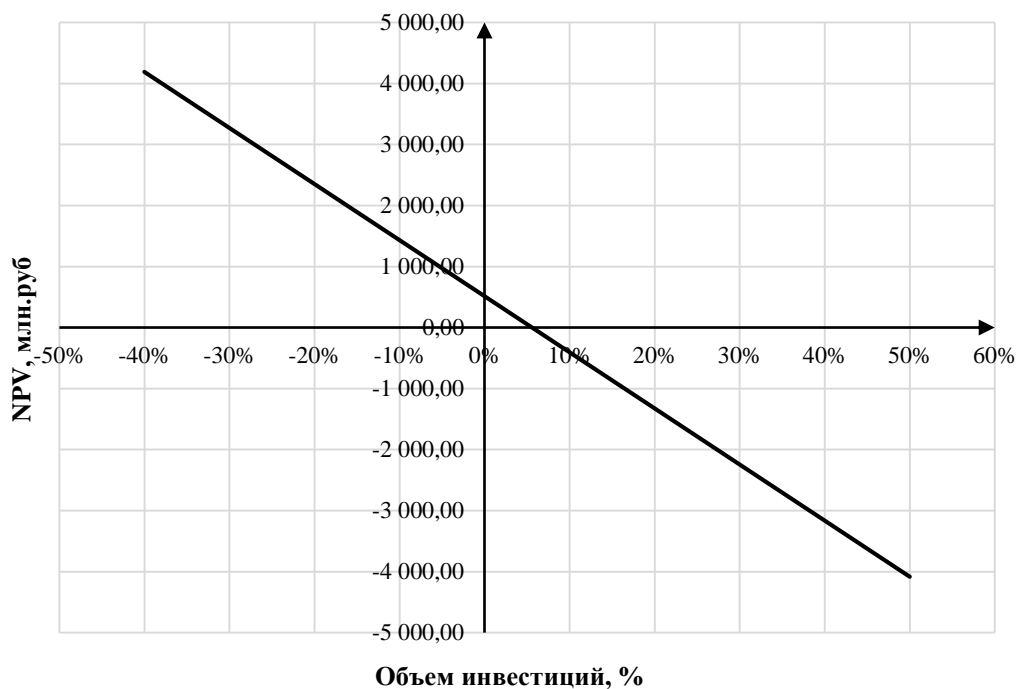


Рисунок 9.4 – Изменение чистой приведенной стоимости NPV, млн.руб., в зависимости от объема инвестиций, %

На данном графике можно увидеть, как объём инвестиций влияет на изменение чистой приведённой стоимости. Увеличение объёма инвестиций приводит к уменьшению доходности проекта – большой объём экономических вложений и малая финансовая отдача.

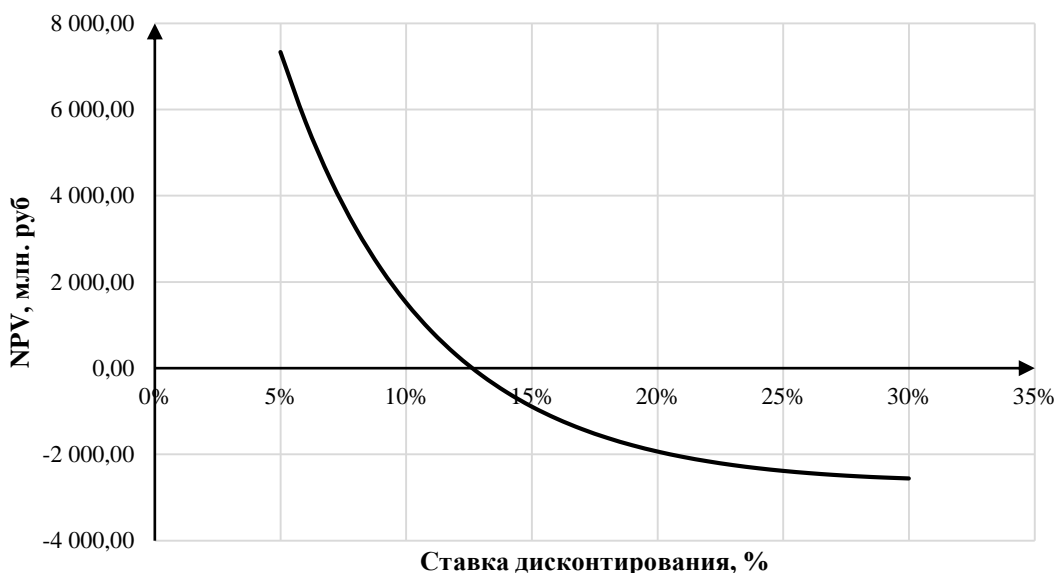


Рисунок 9.5 – Изменение чистой приведенной стоимости NPV, млн.руб., в зависимости от изменения ставки дисконтирования, %

Исходя из данного графика можно увидеть, как ставка дисконтирования влияет на изменение чистой приведённой стоимости. Чем меньше ставка дисконтирования, тем больше чистая приведённая стоимость.

10 Локальные системы оповещения

10.1 Цели, назначения и области применения ЛСО

Локальная система оповещения – это совокупность технических средств объективной и части территориальной (городской, областной) систем оповещения. Система оповещения объекта экономики строится на базе городской, а также производственной сети связи и сети проводного вещания объекта с применением специальной аппаратуры. В качестве средств оповещения используются электрические и электронные сирены, уличные и абонентские громкоговорители.

Системы оповещения населения предназначены для обеспечения доведения сигналов оповещения и экстренной информации до населения, органов управления и сил ГО и РСЧС.

Целью создания ЛСО является практическая реализация важнейших превентивных мероприятий в области защиты населения от ЧС природного и техногенного характера на основе использования современных технических средств и информационно-телекоммуникационных технологий.

Основной задачей локальной системы оповещения является обеспечение доведения сигналов оповещения и экстренной информации до:

- руководящего состава гражданской обороны и персонала организации, эксплуатирующей объект, производство, гидротехническое сооружение, объектового звена РСЧС;
- объектов аварийно-спасательных формирований, в том числе специализированных;
- единых дежурно-диспетчерских служб муниципальных образований, попадающих в границы зоны действия локальной системы оповещения;
- руководителей и дежурных служб организаций, расположенных в границах зоны действия локальной системы оповещения;
- людей, находящихся в границах зоны действия локальной системы оповещения.

Отдельные сегменты ЛСО в мирное время могут быть использованы для решения других задач: доведения информационных сигналов до персонала через подсистему речевого оповещения, использование занятых под оповещением телефонных абонентских линий для обычных телефонных переговоров и др.

Локальные системы оповещения создают организации, эксплуатирующие опасные производственные объекты I и II классов опасности, особо радиационно опасные и ядерно опасные производства и объекты, последствия аварий на которых могут причинять вред жизни и здоровью населения, проживающего или осуществляющего хозяйственную деятельность в зонах воздействия поражающих факторов за пределами их территорий, гидротехнические сооружения чрезвычайно высокой опасности и гидротехнические сооружения высокой опасности.

Границами зоны действия локальной системы оповещения являются границы территории (зон) воздействия поражающих факторов, определяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации, от аварий на опасных производственных объектах I и II классов опасности, особо радиационно опасных и ядерно опасных производствах и объектах, на гидротехнических сооружениях чрезвычайно высокой опасности и гидротехнических сооружениях высокой опасности, которые могут причинять вред жизни и здоровью населения, проживающего или осуществляющего хозяйственную деятельность за пределами их территорий (для гидротехнических сооружений чрезвычайно высокой опасности и гидротехнических сооружений высокой опасности - в нижнем бьефе, в зонах затопления на расстоянии до 6 км от объектов).

10.2 Нормативная документация по организации ЛСО в районах размещения потенциально опасных объектов

Одним из основных документов, регламентирующих создание ЛСО является постановление СМ – Правительства РФ от 1 марта 1993 г. №178 «О создании локальных систем оповещения в районах размещения потенциально опасных объектов».

Постановление гласит:

В целях совершенствования мероприятий гражданской обороны по защите населения, проживающего в районах размещения потенциально опасных объектов, последствия аварий на которых могут выходить за пределы этих объектов и создавать угрозу жизни и здоровью людей, Совет Министров – Правительства Российской Федерации постановляет:

1. Органам исполнительной власти республик в составе Российской Федерации, краев, областей, автономных образований, городов Москвы и Санкт-Петербурга, министерствам, ведомствам и организациям Российской Федерации, в ведении которых находится потенциально опасные объекты (ядерно, радиационно, химически опасные предприятия и гидросооружения), обеспечивать начиная с 1993 года:

– включение в проекты на строительство потенциально опасных объектов разделов, предусматривающих создание локальных систем оповещения;

– проектирование и строительство локальных систем оповещения на действующих потенциально опасных объектах;

– создание объединенных локальных систем оповещения для групп потенциально опасных объектов, размещенных компактно в пределах крупных промышленных центров (зон), с централизованным управлением от местных штабов гражданской обороны, включив их проектирование и строительство в генеральные планы развития промышленных центров (зон).

2. Установить зоны действия локальных систем оповещения:

– в районах размещения ядерно и радиационно опасных объектов – в радиусе 5 км вокруг объектов (включая поселок объекта);

– в районах размещения химически опасных объектов – в радиусе до 2,5 км вокруг объектов;

– в районах размещения гидротехнических объектов (в нижнем бьефе, в зонах затопления) – на расстоянии 6 км от объектов.

3. Финансирование работ по созданию локальных систем оповещения осуществлять:

а) при строительстве новых потенциально опасных объектов – за счет средств, выделяемых на строительство данных объектов;

б) на действующих потенциально опасных объектах:

– осуществляющих хозяйственную деятельность – за счет собственных средств этих объектов;

– находящихся на бюджетном финансировании – за счет средств соответствующих бюджетов;

в) при создании объединенных локальных систем оповещения – в районах размещения потенциально опасных объектов.

4. Возложить ответственность за организацию оповещения в районах размещения потенциально опасных объектов:

– на министерства, ведомства и организации, в ведении которых находятся опасные объекты, - рабочих и служащих этих объектов, рабочих и служащих других предприятий, учреждений и населения в пределах зон действия локальных систем оповещения, штабов гражданской обороны республик в составе Российской Федерации, краев, областей, автономных образований, городов, на территории которых действуют потенциально опасные объекты;

– на органы исполнительной власти республик в составе Российской Федерации, краев, областей, автономных образований, городов, на территории которых действуют потенциально опасные объекты, - остального населения, проживающего в зонах возможного радиоактивного и химического заражения (загрязнения) и катастрофического затопления, в том числе в части дублирования оповещения, указанного выше населения.

Помимо вышеописанного положения существует ряд других документов, которые регламентируют создание локальных систем оповещения:

– Федеральный закон «О гражданской обороне» от 12 февраля 1998 г. №28-ФЗ с изменениями от 01.12.07. г., 28-ФЗ;

– Федеральный закон «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 21 декабря 1994 г. №68-ФЗ;

– «Положение о системах оповещения населения» утвержденное совместным приказом МЧС России, Минцифры России от 31.07.2020 г. №578/365;

– Приказ МЧС России «О распоряжении Правительства Российской Федерации от 25 октября 2003 г. №1544-р» от 01.12.2003 №708;

– Постановление Правительства Российской Федерации «О создании локальных систем оповещения в районах размещения потенциально опасных объектов» от 1 марта 1993 г. №178;

- «Положение о системах оповещения населения» утвержденное совместным приказом МЧС России, Минсвязи и Минкультуры России от 25 июля 2006 г. №42/90/3761;
- «Положение о системах оповещения гражданской обороны» утвержденное совместным приказом МЧС России, Госкомсвязи России и ВГТРК от 7 декабря 1998 г. №701/212/803;
- Постановление Правительства Российской Федерации №794 от 30 декабря 2003 года (в редакции постановления Правительства Российской Федерации от 27 мая 2005 г. №335) «О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций»;
- Федеральная целевая программа «Снижение рисков и смягчение последствий ЧС природного и техногенного характера в Российской Федерации до 2005 г.». п.15.

10.3 Организация и порядок задействования локальных систем оповещения

10.3.1 Организация локальных систем оповещения гидроэлектростанции

Типовая схема организации локальных систем оповещения в районах размещения потенциально опасного объекта, то есть гидроэлектростанции (ГЭС) приведена на рисунке 10.1.

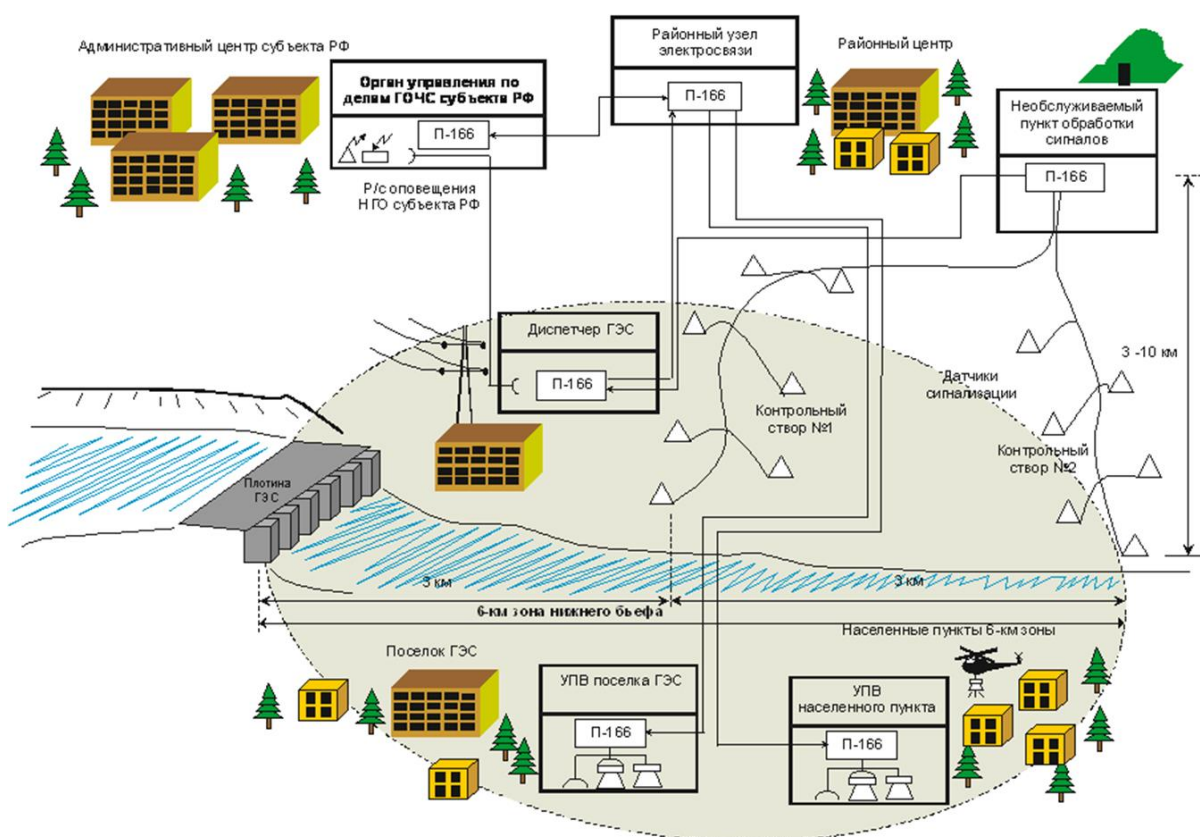


Рисунок 10.1 – Организация ЛСО в районе размещения ГЭС

Дежурный диспетчер (начальник смены станции) потенциально опасного объекта отвечает за своевременное задействование локальной системы оповещения, а также информирование оперативных дежурных служб органов управления по делам гражданской обороны и чрезвычайным ситуациям субъекта РФ, города или городского района о факте аварии и складывающейся обстановке.

Оперативные дежурные службы органов управления по делам ГОЧС субъекта Российской Федерации, города или городского района отвечают за своевременное задействование территориальных и местных систем оповещения населения, проживающего в зонах возможного радиоактивного и химического заражения (загрязнения) и катастрофического затопления, в том числе в части дублирования оповещения населения, проживающего в зоне действия локальной системы оповещения.

Управление локальной системой оповещения на потенциально опасном объекте осуществляется с пультов, расположенных на основном и запасном пунктах управления (ЗПУ) потенциально опасного объекта.

Рабочее место дежурного диспетчера (начальника смены) потенциально опасного объекта оборудуется техническими средствами, обеспечивающими:

- управление локальной системой оповещения;
- прямую телефонную и, при необходимости, радиосвязь с оперативными дежурными службами органов управления по делам ГОЧС субъекта Российской Федерации, города или городского района;
- прямую проводную и радиосвязь дежурного диспетчера с оперативным персоналом систем аварийной сигнализации и контроля, а также с дежурными сменами аварийно-спасательных служб потенциально опасного объекта;
- прием сообщений, передаваемых по территориальной системе Централизованного оповещения;
- контроль прохождения сигналов и информации, передаваемых по локальной системе оповещения;
- телефонную связь общего пользования.

Технические средства ЛСО должны находиться в режиме постоянной готовности к передаче сигналов и информации оповещения и обеспечивать автоматизированное включение оконечных средств оповещения по сигналам территориальной автоматизированной системы централизованного оповещения и от дежурного диспетчера (начальника смены) потенциально опасного объекта.

При создании ЛСО необходимо предусматривать их организационное, техническое и программное сопряжение с территориальной автоматизированной системой централизованного оповещения субъекта Российской Федерации, системами аварийной сигнализации и контроля потенциально опасного объекта.

10.3.2 Порядок задействования локальных систем оповещения

Передача сигналов оповещения и экстренной информации может осуществляться в автоматическом, автоматизированном либо ручном режимах функционирования систем оповещения населения.

В автоматическом режиме функционирования системы оповещения населения включаются (запускаются) по заранее установленным программам при получении управляющих сигналов (команд) от систем оповещения населения вышестоящего уровня или непосредственно от систем мониторинга опасных природных явлений и техногенных процессов без участия соответствующих дежурных (дежурно-диспетчерских) служб, ответственных за включение(запуск) систем оповещения населения.

В автоматизированном режиме функционирования включение (запуск) систем оповещения населения осуществляется соответствующими дежурными (дежурно-диспетчерским) службами, уполномоченными на включение(запуск) систем оповещения населения, с автоматизированных рабочих мест при поступлении установленных сигналов(команд) и распоряжений.

В ручном режиме функционирования:

– уполномоченные дежурные (дежурно-диспетчерские) службы органов повседневного управления РСЧС осуществляют включение (запуск) оконечных средств оповещения непосредственно с мест их установки, а также направляют заявки операторам связи и (или) редакциям средств массовой информации на передачу сигналов оповещения и экстренной информации в соответствии с законодательством Российской Федерации;

– задействуются громкоговорящие средства на подвижных объектах, мобильные и носимые средства оповещения.

Автоматический режим функционирования является основным для локальных систем оповещения и КСЭОН, при этом допускается функционирование данных систем оповещения в автоматизированном режиме.

Основной режим функционирования региональных и муниципальных систем оповещения - автоматизированный.

Приоритетный режим функционирования определяется положениями о системах оповещения населения, планами гражданской обороны и защиты населения (планами гражданской обороны) и планами действий по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций.

Передача сигналов оповещения и экстренной информации населению осуществляется подачей сигнала "ВНИМАНИЕ ВСЕМ!" путем включения сетей электрических, электронных сирен и мощных акустических систем длительностью до 3 минут с последующей передачей по сетям связи, в том числе сетям связи телерадиовещания, через радиовещательные и телевизионные передающие станции операторов связи и организаций телерадиовещания с перерывом вещательных программ аудио- и (или) аудиовизуальных сообщений длительностью не более 5 минут (для сетей связи подвижной радиотелефонной

связи - сообщений объемом не более 134 символов русского алфавита, включая цифры, пробелы и знаки препинания).

Сигналы оповещения и экстренная информация передаются непосредственно с рабочих мест дежурных (дежурно-диспетчерских) служб органов повседневного управления РСЧС.

Допускается трехкратное повторение этих сообщений (для сетей подвижной радиотелефонной связи – повтор передачи сообщения осуществляется не ранее, чем закончится передача предыдущего сообщения).

Типовые аудио- и аудиовизуальные, а также текстовые и графические сообщения населению о фактических и прогнозируемых чрезвычайных ситуациях готовятся заблаговременно постоянно действующими органами управления РСЧС совместно с органами повседневного управления РСЧС.

Для обеспечения своевременной передачи населению сигналов оповещения и экстренной информации комплексно могут использоваться:

- сети электрических, электронных сирен и мощных акустических систем;
- сети проводного радиовещания;
- сети уличной радиодиффузии;
- сети кабельного телерадиовещания;
- сети эфирного телерадиовещания;
- сети подвижной радиотелефонной связи;
- сети местной телефонной связи, в том числе таксофоны, предназначенные для оказания универсальных услуг телефонной связи с функцией оповещения;
- сети связи операторов связи и ведомственные;
- сети систем персонального радиовызова;
- информационно-телекоммуникационная сеть "Интернет";
- громкоговорящие средства на подвижных объектах, мобильные и носимые средства оповещения.

Рассмотрение вопросов об организации оповещения населения и определении способов и сроков оповещения населения осуществляется комиссиями по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности соответствующего уровня.

Порядок действий дежурных (дежурно-диспетчерских) служб органов повседневного управления РСЧС, а также операторов связи, телерадиовещательных организаций и редакций средств массовой информации при передаче сигналов оповещения и экстренной информации определяется действующим законодательством Российской Федерации и другими документами Федеральных органов исполнительной власти, субъектов Российской Федерации, муниципальных образований и организаций.

Органы государственной власти субъектов Российской Федерации, органы местного самоуправления и организации, в ведении которых находятся системы оповещения населения, а также постоянно действующие органы управления РСЧС, органы повседневного управления РСЧС, операторы связи и редакции средств массовой информации проводят комплекс организационно-технических

мероприятий по исключению несанкционированной передачи сигналов оповещения и экстренной информации.

10.4 Методические рекомендации по созданию ЛСО Томмотской ГЭС

10.4.1 Описание близлежащей зоны проектирования Томмотской ГЭС

Проектируемая Томмотская ГЭС расположена в Республике Саха на реке Алдан. Ближайшим населенным пунктом данной гидроэлектростанции является город Томмот, который расположен на расстоянии 20,5 км со стороны нижнего бьефа от нее. По состоянию на 1 января 2022 года численность населения составила 8054 человека. Локальные системы оповещения будет проектироваться для предполагаемого рабочего поселка Гидростроителей, расположенного на расстоянии 2 км со стороны нижнего бьефа Томмотской ГЭС. Численность населения рабочего поселка Гидростроителей составляет 6000 человек. Карта рабочего поселка Гидростроителей представлена на рисунке 10.2.



Рисунок 10.2 – Карта рабочего поселка Гидростроителей

10.4.2 Организационно-техническое построение локальной системы оповещения в районе размещения Томмотской ГЭС

Автоматизированная локальная система оповещения состоит из различного уровня подсистем (сегментов) в составе потенциально опасного объекта, объединенных в единую сеть цифровыми каналами связи.

Проектируемая система обеспечивает автоматизацию управления и выполнение задач оповещения о ЧС.

Запуск системы или подсистем осуществляется, как циркулярно, так и выборочно в зависимости от обстановки и развития ЧС на территории объекта. Передача команд, подтверждение их принятия и формирование протоколов их выполнения осуществляется в автоматическом режиме в реальном масштабе времени с обязательной их регистрацией и распечаткой результатов. Корректировка баз данных, создание вариантов оповещения, диагностика и тестирование аппаратных и программных средств и т.п. осуществляется по паролям доступа.

Для решения поставленных задач и обеспечения заданной совокупности функциональных возможностей, в состав ЛСО должны быть интегрированы следующие структурные элементы и подсистемы:

- автоматизированная система оповещения руководящего состава, органов управления звеньев территориальной подсистемы РСЧС;

- автоматизированная система оповещения и информирования персонала предприятия об угрозе и возникновении ЧС, правилах поведения на территории, подвергшейся ее воздействию и других мероприятиях в рамках технологического процесса;

- АСО населения об угрозе и возникновении ЧС, правилах поведения на территории, подвергшейся ее воздействию.

Реализация функций оповещения руководящего состава, персонала и населения должна обеспечиваться обеспечивающими подсистемами АС, которые создаются из готовых программно-технических средств.

Основной подсистемой, обеспечивающей функционирование АС, является сеть связи и передачи данных (ССПД), представляющая собой единую информационно-коммуникационную сеть связи и передачи данных в системе оповещения.

Система поддерживает многоуровневую модель управления, которая реализуется путем передачи команд управления с пунктов управления предприятия на центры оповещения подчиненных объектов, проведение ими оповещения в автоматическом режиме и сбора информации о результатах оповещения. Центр оповещения объекта в автоматическом режиме производит оповещение должностных лиц, запуск сиренного и речевого озвучивания в зоне своей ответственности.

Степень развитости конфигурации всех подсистем, потенциал программно-технических средств, функциональные возможности, количество управляемых терминальных комплексов определяется ресурсами сети связи и

передачи объектов и предприятия в целом, а уровень полномочий в иерархии ЛСО возрастает снизу-вверх.

Предлагается в качестве основной технологической платформы, позволяющей реализовывать для оповещения и информирования населения все сервисы современных городских, территориальных и глобальных мультисервисных сетей, использовать технологию Ethernet.

Проектируемая сеть связи и передачи данных должна быть единой для всех функциональных подсистем АС и обеспечивать информационный обмен между центрами оповещения и информирования персонала и населения, пунктами управления и пунктами оповещения системы, а также взаимодействующими средствами, комплексами.

Пункты оповещения размещаются в поселке Гидростроителей в следующих учреждениях:

- здание ГЭС;
- автовокзал;
- больница;
- администрация;
- школа;
- отделение Сбербанка;
- детский сад.

К каждому из вышперечисленных пунктов подключаются внешние громкоговорители, в пункте 10.4.3 приведен расчет их характеристик.

10.4.3 Акустический расчет громкоговорителей

Смысл электроакустического расчета сводится к определению уровня звукового давления в расчетных точках – в местах постоянного или временного пребывания людей и сравнению данного уровня с нормативными значениями.

В озвучиваемом помещении присутствует различного рода шум. В зависимости от назначения и особенностей помещения, а также времени суток, уровень шума варьируется. Наиболее важным параметром при расчете, является величина среднестатистического шума. По данным шум-таблиц определяем значение среднестатистического шума:

$$N = 52 \text{ дБ.}$$

Для того чтобы слышать звуковую или речевую информацию, она должна быть громче шума на 3 дБ, т.е. в 2 раза. Величину 2 называют запасом звукового давления (ЗЗД). В реальных условиях шум меняется, поэтому для отчетливого восприятия полезной информации на фоне шума, запас давления должен быть не менее чем 15 дБ.

Расчет ведется для выбранного громкоговорителя 150ГР-38Н.

$SPL = 111 \text{ дБ}$ – чувствительность громкоговорителя;

$P_{гр} = 150 \text{ Вт}$ - мощность громкоговорителя.

Зная представленные выше параметры можно определить звуковое давление громкоговорителя:

$$P_{\text{дб}} = SPL + 10 \lg(P_{\text{гр}}) = 111 + 10 \lg(150) = 133 \text{ дБ.} \quad (10.1)$$

Для расчета звукового давления в критической (расчетной) точке, необходимо:

1. Выбрать расчетную точку;
2. Оценить расстояние от громкоговорителя до расчетной точки;
3. Рассчитать уровень звукового давления в расчетной точке.

В качестве расчетной точки выберем место возможного нахождения людей, наиболее критичное с точки зрения положения или удаления. Расстояние от громкоговорителя до расчетной точки (r) можно определить в программном комплексе GoogleEarth.

$$r = 750 \text{ м.}$$

Зависимость звукового давления от расстояния:

$$P = 20 \lg(r - 1) = 20 \lg(750 - 1) = 57 \text{ дБ.} \quad (10.2)$$

Уровень звукового давления в расчетной точке:

$$P_{\text{расч}} = P_{\text{дб}} - P = 133 - 57 = 76 \text{ дБ.} \quad (10.3)$$

Расчет считается верным если выполняется неравенство:

$$P_{\text{расч}} > N + 33\text{Д}, \quad (10.4)$$

$$76 > 52 + 67,$$

$$76 > 67.$$

Расчет верен.

Эффективная дальность звучания (L) – расстояние от источника звука (громкоговорителя) до геометрического места расположения расчетных точек, находящихся в пределах ШДН, звуковое давление в которых остается в пределах ($N + 15$ дБ).

$$L = 10^{p/20} + 1, \quad (10.5)$$

где p – разность звукового давления громкоговорителя, уровня шума и запаса давления, дБ;

1 – коэффициент учитывающий, что чувствительность громкоговорителя измеряется на 1м.

$$p = P_{дб} - (N + 3ЗД) = 133 - (52 + 15) = 66 \text{ дБ}, \quad (10.6)$$

$$L = 10^{66/20} + 1 = 1996 \text{ м.}$$

Диаграмма направленности рупорного громкоговорителя представлена на рисунке 10.3.

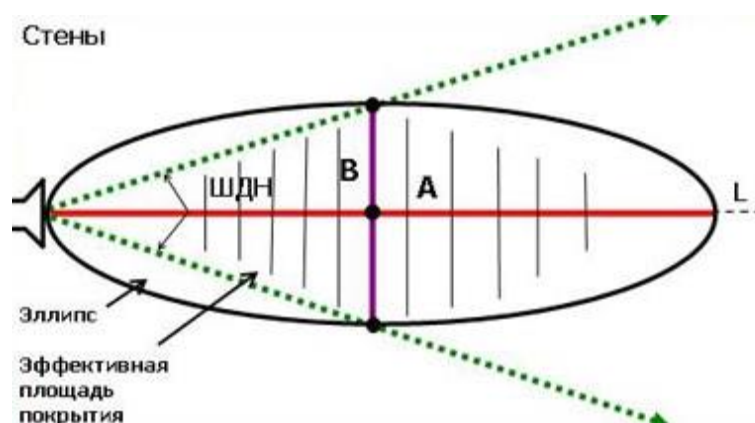


Рисунок 10.3 – Геометрическое представление диаграммы направленности рупорного громкоговорителя

Площадь, озвучиваемая рупорным громкоговорителем – площадь эллипса:

$$S = \pi \cdot A \cdot B, \quad (10.7)$$

$$A = \frac{L}{2} = \frac{1996}{2} = 998 \text{ м}, \quad (10.8)$$

$$B = \frac{L}{2} \cdot \operatorname{tg} \left(\frac{\text{ШДН}}{2} \right) = \frac{1996}{2} \cdot \operatorname{tg} \left(\frac{40}{2} \right) = 363 \text{ м}, \quad (10.9)$$

где ШДН = 40° – ширина диаграммы направленности

Тогда площадь эллипса равна:

$$S = \pi \cdot 996 \cdot 363 = 1,13 \text{ км}^2. \quad (10.10)$$

Количество громкоговорителей, устанавливаемых на объекты оповещения:

- здание ГЭС: 2 150ГР;
- автовокзал: 1 150ГР;
- больница: 1 150ГР;
- администрация: 2 150ГР;
- школа: 1 150ГР;
- отделение Сбербанка: 1 150ГР;
- детский сад: 1 150ГР.

Организация локальной системы оповещения ГЭС Томмотского гидроузла представлена на рисунке 10.4.

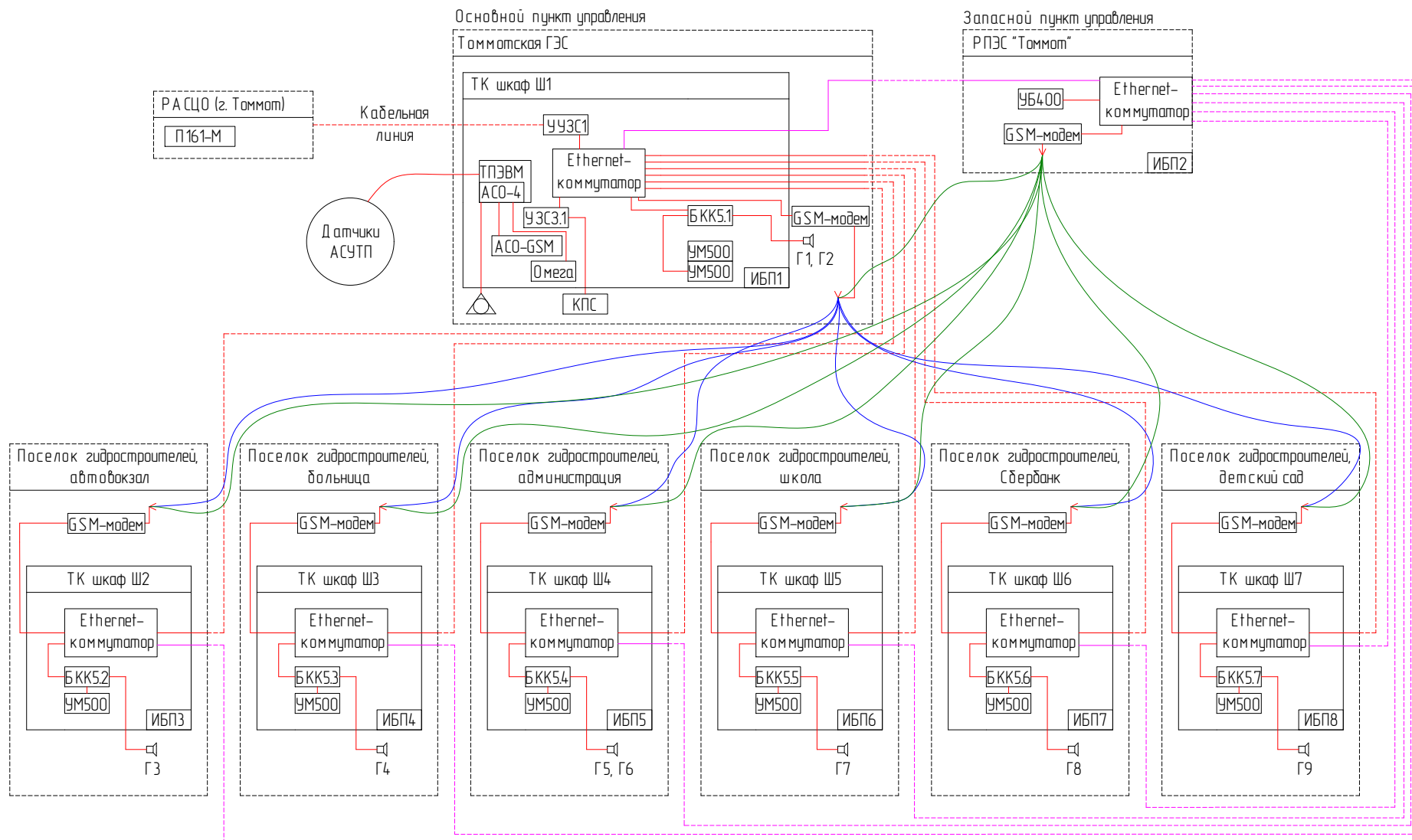


Рисунок 10.4 – Организации локальной системы оповещения ГЭС Томмотского гидроузла

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Томмотского гидроузла на реке Алдан, являющимся сооружением II класса.

На основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчётных расходов для случаев:

- основного (при обеспеченности 1 %) $Q_{1\%} = 4796 \text{ м}^3/\text{с}$;
- поверочного (при обеспеченности 0,1 %) $Q_{0,1\%} = 6159 \text{ м}^3/\text{с}$;

В ходе водно-энергетических расчётов была определена установленная мощность $N_{\text{уст}} = 225 \text{ МВт}$ и среднемноголетняя выработка $\mathcal{E}_{\text{ср.мнг}} = 1017 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}$.

На следующем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- $H_{\text{min}} = 23,10 \text{ м}$;
- $H_{\text{расч}} = 25,00 \text{ м}$;
- $H_{\text{max}} = 34,00 \text{ м}$.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчётному напору, составляет $80 \text{ м}^3/\text{с}$.

При выборе турбин рассматривалось два варианта ПЛ40а-В и ПЛ40б-В. По результатам расчётов был определён оптимальный вариант с тремя гидротурбинами ПЛ40а-В-670.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 100,0 об/мин подобран серийный гидрогенератор СВ – 1210/122-60 УХЛ4 с номинальной активной мощностью 80,0 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с тремя одиночными блоками и принята схема распределительного устройства по 13 типовой схеме. По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование:

- Блочные трансформаторы ТДН 125000/220-У1;
- Трансформаторы общестанционных собственных нужд ТСЗ-1600/13,8;
- Для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС 240/32 (один провод в фазе).

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ. Компонировка гидроузла была принята русловая.

Водосливная плотина принята бетонной.

В состав сооружений входят:

- Бетонная левобережная плотина – 264,5 м;
- Водосливная бетонная плотина с глубинным водосбросом – 106,0 м;

- Бетонная сопрягающая плотина (между глубинным водосбросом и станционной частью) – 28,5 м;
- Станционная часть плотины – 100,0 м;
- Бетонная правобережная плотина – 177,5 м.

На данном этапе расчётным путём определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- Ширина подошвы – 40,1 м;
- Отметка подошвы водосливной плотины – 254,60 м;
- Число водопропускных отверстий – 5 шт.;
- Ширина водопропускных отверстий – 10 м;
- Отметка гребня плотины – 305,00 м;
- Ширина гребня – 20,15 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется комбинированный водобойный колодец.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчётов коэффициент надёжности сооружения составляет 1,41 для сочетания нагрузок соответственно (нормативное значение для сооружений II класса – 1,20). Таким образом, плотина Томмотского гидроузла отвечает требованиям надёжности. При расчёте плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренным СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчётам получены следующие показатели:

- Срок окупаемости – 148 месяцев;
- Себестоимость – 0,15 руб./кВт;
- Удельные капиталовложения – 87142,67 руб.

Таким образом, строительство Томмотского гидроузла в настоящее время является актуальным и выгодным с точки зрения технико-экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мосин, К.Ю. Гидрология: методические указания к практическим занятиям / К.Ю. Мосин. – 2-е изд., испр. и доп. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012. – 48 с.
2. Александровский, А.Ю. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому проекту и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затева, Б.И. Силаев; СШФ КГТУ – Саяногорск, 2005. – 114 с.
3. Затева, Е.Ю. Использование водной энергии: Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / Е.Ю. Затева. – Саяногорск, 2012. – 12 с.
4. Использование водной энергии. Часть 1. Водно-энергетический расчеты режимов ГЭС / сост. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. – 106 с.
5. Щавелев, Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие: В 2 т. / Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т. 1. Основное оборудование гидроэлектростанций. / М.: Энергоатомиздат, 1988. – 400 с.
6. Щавелев, Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие: В 2 т. / Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т. 2. Основное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
7. Возобновляемая энергия. Гидроэлектростанции России. Справочник. М.И. Дворецкая, А.П. Жданова, О.Г. Глушников, И.В. Слива / под общей ред.к.т.н., В.В. Берлина. – СПб.: Изд-во Политехн. Ун-та, 2018. – 224 с.
8. Электрическая часть станций и подстанций: Учеб. для вузов / А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Наяшкова и др.; под ред. А.А. Васильева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
9. Кох, П.И. Козловые краны для гидроэлектростанций / П.И. Кох, П.М. Нещеретный, В.А. Чекулаев; «Машиностроение», М., 1972. – 168 с.
10. Брызгалов, В.И. Гидроэлектростанции: Учебное пособие / В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. – 541 с.
11. Кузнецов, Д.А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учебное пособие / Д.А. Кузнецов, И.Ю. Погоняйченко. – 2-е изд. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2009. – 232 с.
12. 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.

13. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения: дата введения 20.12.2007. – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007 – 131 с.
14. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 Правило оформления принципиальных электрических схем подстанции: дата введения 28.09.2017. – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.
15. Чернобровов, Н.В. Релейная защита электрических систем: учебное пособие для техникумов / Н.В. Чернобровов, В.А. Семенов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.
16. Матвиенко И.А. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем: методические указания по выполнению лабораторных работ № 1-5 / сост. И.А. Матвиенко. – Саяногорск; Черемушки: Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2020. – 64 с.: ил.
17. Лыбина, Т.А. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / сост. Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016. – 64 с.
18. Постановление Правительства Российской Федерации «Об утверждении критериев классификации гидротехнических сооружений» [Электронный ресурс]: постановление правительства от 5 октября 2020 № 1607 // Справочная правовая система «Консультант плюс»: сайт. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_364412/ (дата обращения 09.09.2022).
19. СП 38.13330.2012. Нагрузки и воздействия на гидротехническое сооружение (волновые, ледовые, и от судов). Актуализированная редакция СНиП 02.06.2004: дата введения 2013-01-01. – Москва: Министерство регионального развития Российской Федерации, 2012. – 110 с.
20. СП 58.13330.2019. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003: дата введения 2020-06-17. – Москва: ФГУП ЦПП, 2020.
21. Киселев, П.Г. Справочник по гидротехническим расчётам / под ред. П.Г. Киселева. – Изд. 4-е, переработ. и доп. – Москва: Энергия, 1972. – 312 с.
22. СП 23.13330.2018 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 02.06.05 – 85: дата введения 2019-02-14. – М.: Минрегион России, 2019. – 102 с.
23. Гидротехнические сооружения (речные): учебное пособие / Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. – М.: АСВ, 2011. – Ч.1. – 584 с.
24. СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 02.06.06 – 85: дата введения 2013-01-01. – М.: Минрегион России, 2012. – 48 с.

25. СП 39.13330.2012 Плотины из грунтовых материалов. Актуализированная редакция СНиП 02.06.05 – 84: дата введения 2013-01-01. – М.: Минрегион России, 2012. – 58 с.

26. Лапасова, В.В. Управление проектами: методические указания по выполнению курсовой работы и экономической части по выпускной квалификационной работы / сост. В.В. Лапасова. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2018. – 40 с.

27. Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.: Приказ ПАО «РусГидро». – Москва: ПАО «РусГидро», 2016. – 22 с.

28. Российская федерация. Законы. Налоговый кодекс Российской Федерации. В 2 частях. Ч.2: Федеральный закон от 05.08.2000 №117-ФЗ: редакция от 28.12.2022: с изменениями и дополнениями, вступившими в силу с 01.01.2023 // Консультант плюс: справочная правовая система. – URL: <https://www.consultant.ru/> (дата обращения 04.04.2023).

29. Российская Федерация. Законы. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера: Федеральный закон № 68-ФЗ: [принят Государственной думой 11 ноября 1994 года: одобрен Советом Федерации 21 декабря 1994 года]. – Москва, 2021. – 30 с.

30. Российская Федерация. Постановления. О создании локальных систем оповещения в районах потенциально опасных объектов: Постановление №178: [одобрен Советом Министров 01 марта 1993 года]. – Москва, 1993. – 3 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Гидрологический ряд реки Алдан

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год}
1940	33	31	31	31	866	499	621	1170	970	104	71	43	373
1941	42	38	35	35	677	4327	2483	467	509	106	54	35	734
1942	35	33	31	31	689	753	1858	1277	574	104	73	47	459
1943	38	35	33	33	463	3962	1893	524	449	127	64	43	639
1944	36	33	33	31	725	946	913	1112	685	187	59	38	400
1945	35	33	31	31	1240	1477	1152	1289	1634	147	66	43	598
1946	38	35	33	33	1102	1321	692	769	449	153	73	54	396
1947	38	35	33	33	1152	1163	1806	2014	743	121	69	54	605
1948	42	36	35	35	1018	4232	1610	696	736	118	75	57	724
1949	45	36	35	36	529	2844	1070	1806	1357	219	78	54	676
1950	45	42	35	33	520	2329	1601	1065	939	158	80	54	575
1951	40	35	33	33	1695	2393	1469	1235	729	238	121	76	675
1952	52	38	35	33	1251	1976	1112	730	579	196	108	66	515
1953	33	31	29	29	2306	2361	1176	703	511	111	43	38	614
1954	36	33	31	29	513	2095	1633	504	538	111	97	49	472
1955	42	33	29	29	900	1903	1504	1360	529	149	56	40	548
1956	35	31	29	29	894	820	883	546	520	75	50	36	329
1957	35	31	29	29	529	1836	1214	777	508	170	83	45	441
1958	35	33	31	29	513	2063	1523	769	571	130	64	43	484
1959	33	29	29	29	1057	1465	1076	994	869	132	76	49	487
1960	33	31	29	29	494	2009	970	710	500	83	59	42	416
1961	35	31	29	29	545	1957	1478	694	684	151	61	42	478
1962	36	33	31	31	909	2148	1320	1015	337	116	75	49	508
1963	40	36	33	31	403	3154	1581	311	378	206	92	56	527
1964	40	33	31	29	482	1195	890	602	531	59	56	40	332
1965	38	36	33	33	1397	1701	1181	534	746	130	76	62	497
1966	38	31	29	29	579	1801	885	512	1180	137	80	50	446
1967	38	31	29	31	2186	1636	1327	836	1055	226	68	43	626
1968	35	31	31	29	2307	2312	1178	704	563	113	45	43	616
1969	38	35	33	31	415	2147	1634	556	540	113	99	59	475
1970	43	35	31	31	902	1905	1506	1362	531	151	57	42	550
1971	36	33	29	31	895	822	885	547	522	83	52	38	331
1972	42	31	31	31	890	1794	770	1327	916	102	62	49	504
1973	38	31	29	29	636	686	496	535	486	147	82	68	272
1974	54	42	36	38	1728	1836	1069	573	883	130	62	45	541
1975	35	31	29	29	1142	1818	1162	952	1908	125	61	47	612
1976	36	35	31	31	519	966	604	507	520	50	43	36	282
1977	31	29	29	29	864	497	619	1169	968	102	69	42	371
1978	40	36	33	33	675	3191	2481	515	507	104	52	33	642
1979	33	31	29	29	687	751	1856	1275	597	102	71	45	459
1980	36	33	31	31	461	4161	1891	330	448	125	62	42	638
1981	35	33	31	29	723	944	911	1110	684	191	56	42	399

Окончание приложения А

Окончание таблицы А.1

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год}
1982	33	31	29	31	1239	1475	1131	1287	1633	146	64	42	595
1983	36	33	31	31	1100	1319	691	767	448	151	71	52	394
1984	36	33	31	31	1150	1161	1804	2013	741	120	68	52	603
1985	40	35	33	33	1037	4230	1608	694	734	116	73	56	724
1986	43	36	33	35	527	2877	1069	1804	1355	217	76	52	677
1987	43	40	33	31	578	2278	1600	1064	937	156	78	52	574
1988	38	35	31	31	1693	2391	1468	1234	727	236	120	75	673
1989	59	46	51	41	1249	1975	1110	729	578	154	96	71	513
Q _{ср}	39	34	32	32	941	1958	1289	921	741	138	71	49	520

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водно-энергетический расчет

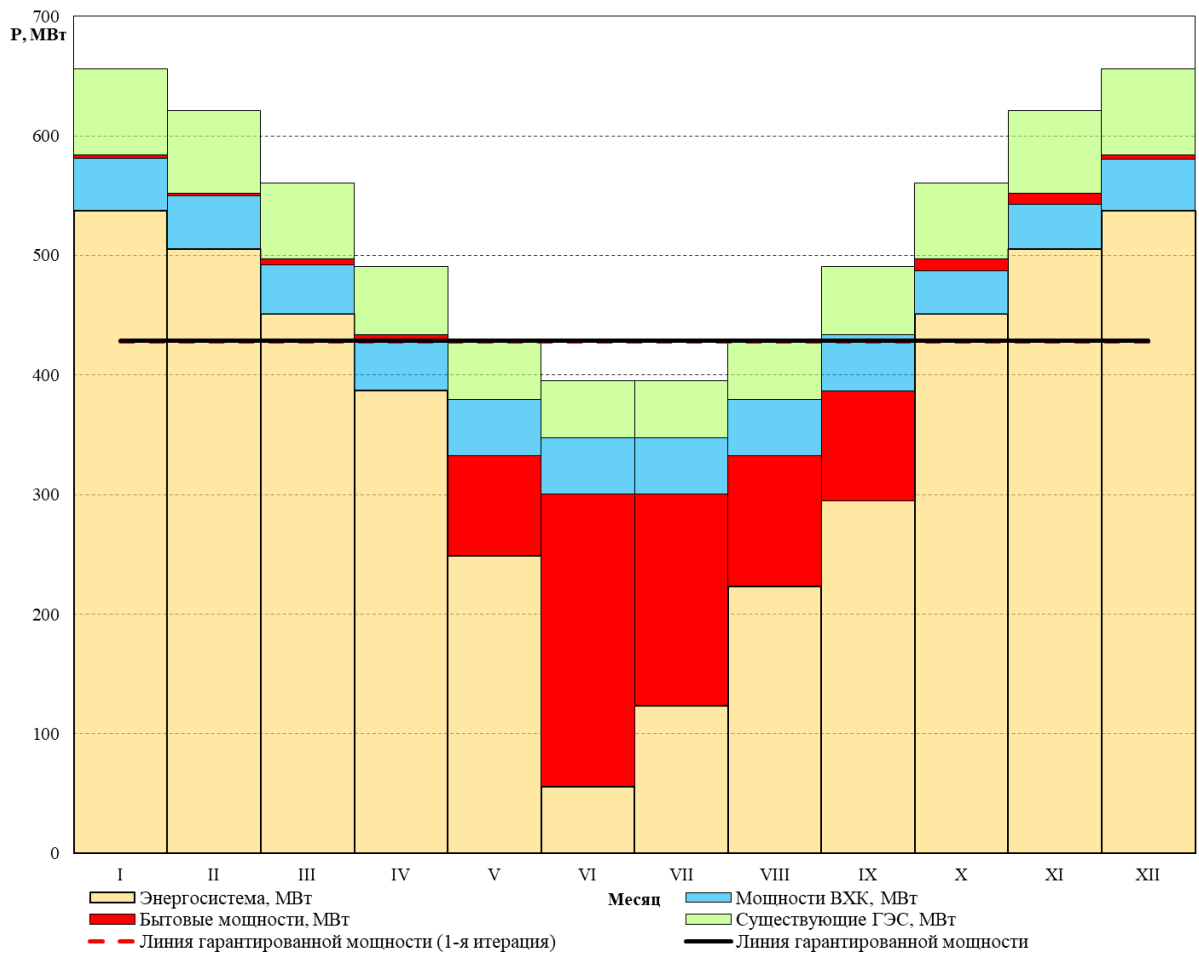


Рисунок Б.1 – Баланс энергии

Продолжение приложения Б

Таблица Б.1 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности

Месяц	$Q_{\text{быт}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{исп}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{фл}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{лд}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{шл}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{п.быт}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вдкр}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{х.сб}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{нб}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$V_{\text{нач}}$			ΔV			$Z_{\text{нб}}, \text{ м}$	$H, \text{ м}$	$N_{\text{ГЭС}}, \text{ МВт}$	$N_{\text{гар}}, \text{ МВт}$
												$V_{\text{нач}}$	ΔV	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нач}}$	$Z_{\text{кон}}$	$Z_{\text{ср}}$				
X	59	1	3	3	17	35	211	247	160	0	266	13,74	0,55	13,19	299,00	298,62	298,81	266,20	32,27	69	69
XI	56	1	3	5	17	30	443	473	160	0	493	13,19	1,15	12,04	298,62	297,74	298,18	267,71	30,12	124	124
XII	40	0	3	8	17	12	628	640	160	0	660	12,04	1,63	10,41	297,74	296,31	297,02	268,66	28,02	156	156
I	40	0	3	12	17	8	674	682	160	0	702	10,41	1,75	8,66	296,31	294,73	295,52	268,87	26,29	156	156
II	33	0	3	5	17	7	550	557	160	0	577	8,66	1,43	7,24	294,73	293,52	294,13	268,21	25,57	124	124
III	31	0	3	-6	17	17	285	302	160	0	322	7,24	0,74	6,50	293,52	292,91	293,22	266,59	26,27	69	69
IV	29	0	3	-9	17	18	122	140	160	0	160	6,50	0,32	6,18	292,91	292,64	292,77	265,38	27,05	33	ВХК
V	482	5	3	-15	17	473	-332	140	160	0	160	6,18	-0,86	7,05	292,64	293,36	293,00	265,14	27,51	34	ВХК
VI	1195	12	3	-3	17	1166	-1026	140	160	0	160	7,05	-2,66	9,71	293,36	295,66	294,51	265,14	29,03	35	ВХК
VII	890	9	3	0	17	861	-721	140	160	0	160	9,71	-1,87	11,58	295,66	297,35	296,51	265,14	31,02	38	ВХК
VIII	602	6	3	0	17	576	-436	140	160	0	160	11,58	-1,13	12,71	297,35	298,27	297,81	265,14	32,32	39	ВХК
IX	531	5	3	0	17	506	-366	140	160	0	160	12,71	-0,95	13,65	298,27	298,94	298,61	265,14	33,12	40	ВХК

Таблица Б.2 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году с окончательным вариантом гарантированной мощности

Месяц	$Q_{\text{быт}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{исп}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{фл}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{лд}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{шл}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{п.быт}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вдкр}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{х.сб}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{нб}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$V_{\text{нач}}$			ΔV			$Z_{\text{нб}}, \text{ м}$	$H, \text{ м}$	$N_{\text{ГЭС}}, \text{ МВт}$	$N_{\text{гар}}, \text{ МВт}$
												$V_{\text{нач}}$	ΔV	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нач}}$	$Z_{\text{кон}}$	$Z_{\text{ср}}$				
X	59	1	3	3	17	35	205	240	160	0	260	13,74	0,53	13,21	299,00	298,64	298,82	266,15	32,32	68	68
XI	56	1	3	5	17	30	438	468	160	0	488	13,21	1,13	12,07	298,64	297,77	298,20	267,68	30,17	123	123
XII	40	0	3	8	17	12	622	634	160	0	654	12,07	1,61	10,46	297,77	296,35	297,06	268,62	28,09	155	155
I	40	0	3	12	17	8	668	676	160	0	696	10,46	1,73	8,73	296,35	294,79	295,57	268,84	26,38	155	155
II	33	0	3	5	17	7	543	550	160	0	570	8,73	1,41	7,32	294,79	293,59	294,19	268,17	25,67	123	123
III	31	0	3	-6	17	17	284	301	160	0	321	7,32	0,74	6,59	293,59	292,98	293,29	266,59	26,35	69	69
IV	29	0	3	-9	17	18	122	140	160	0	160	6,59	0,32	6,27	292,98	292,71	292,85	265,38	27,12	33	ВХК
V	482	5	3	-15	17	473	-332	140	160	0	160	6,27	-0,86	7,13	292,71	293,43	293,07	265,14	27,59	34	ВХК
VI	1195	12	3	-3	17	1166	-1026	140	160	0	160	7,13	-2,66	9,79	293,43	295,74	294,59	265,14	29,10	35	ВХК
VII	890	9	3	0	17	861	-721	140	160	0	160	9,79	-1,87	11,66	295,74	297,42	296,58	265,14	31,09	38	ВХК
VIII	602	6	3	0	17	576	-436	140	160	0	160	11,66	-1,13	12,79	297,42	298,33	297,88	265,14	32,39	39	ВХК
IX	531	5	3	0	17	506	-366	140	160	0	160	12,79	-0,95	13,74	298,33	299,00	298,67	265,14	33,18	40	ВХК

Продолжение приложения Б

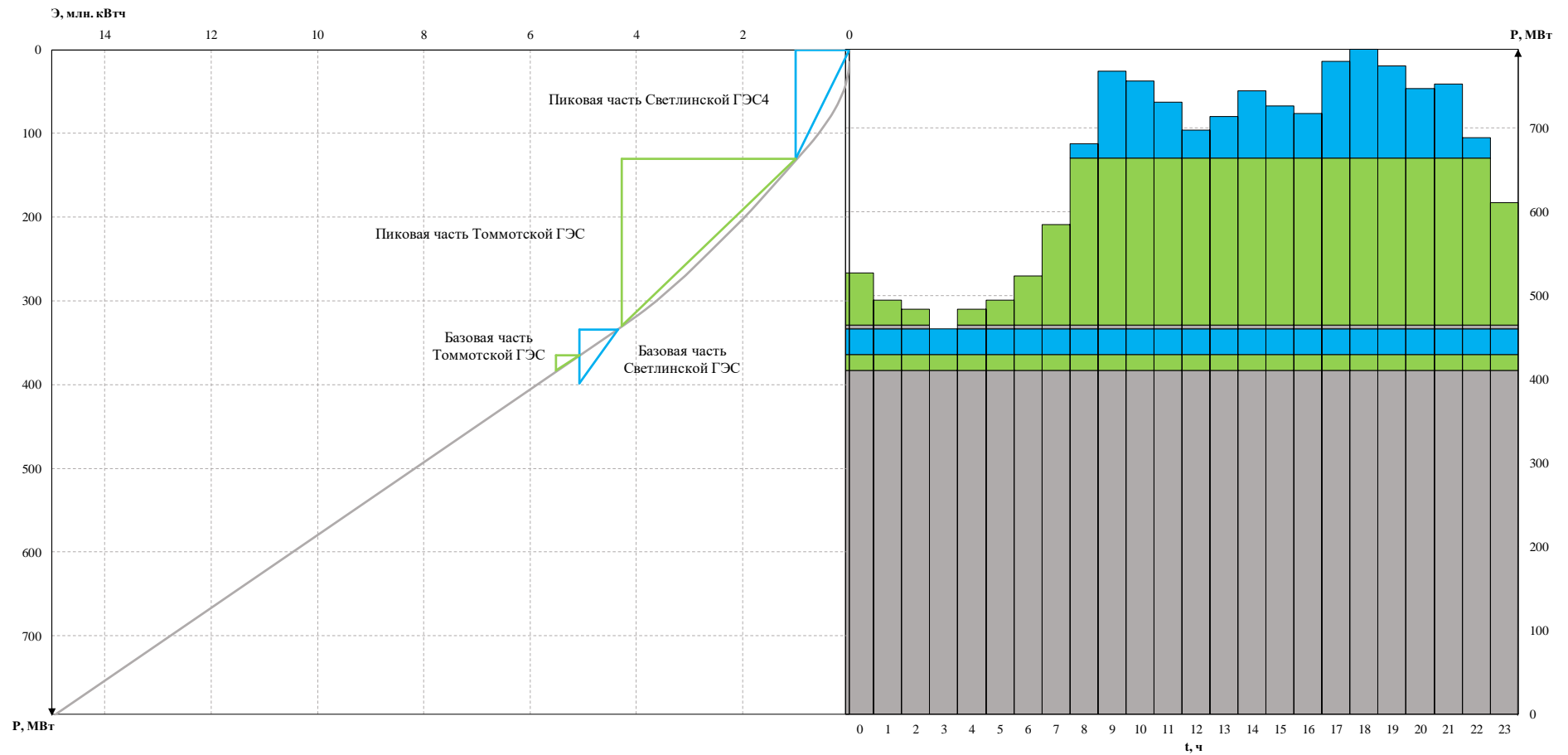


Рисунок Б.2 – Суточный график нагрузки января, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения Б

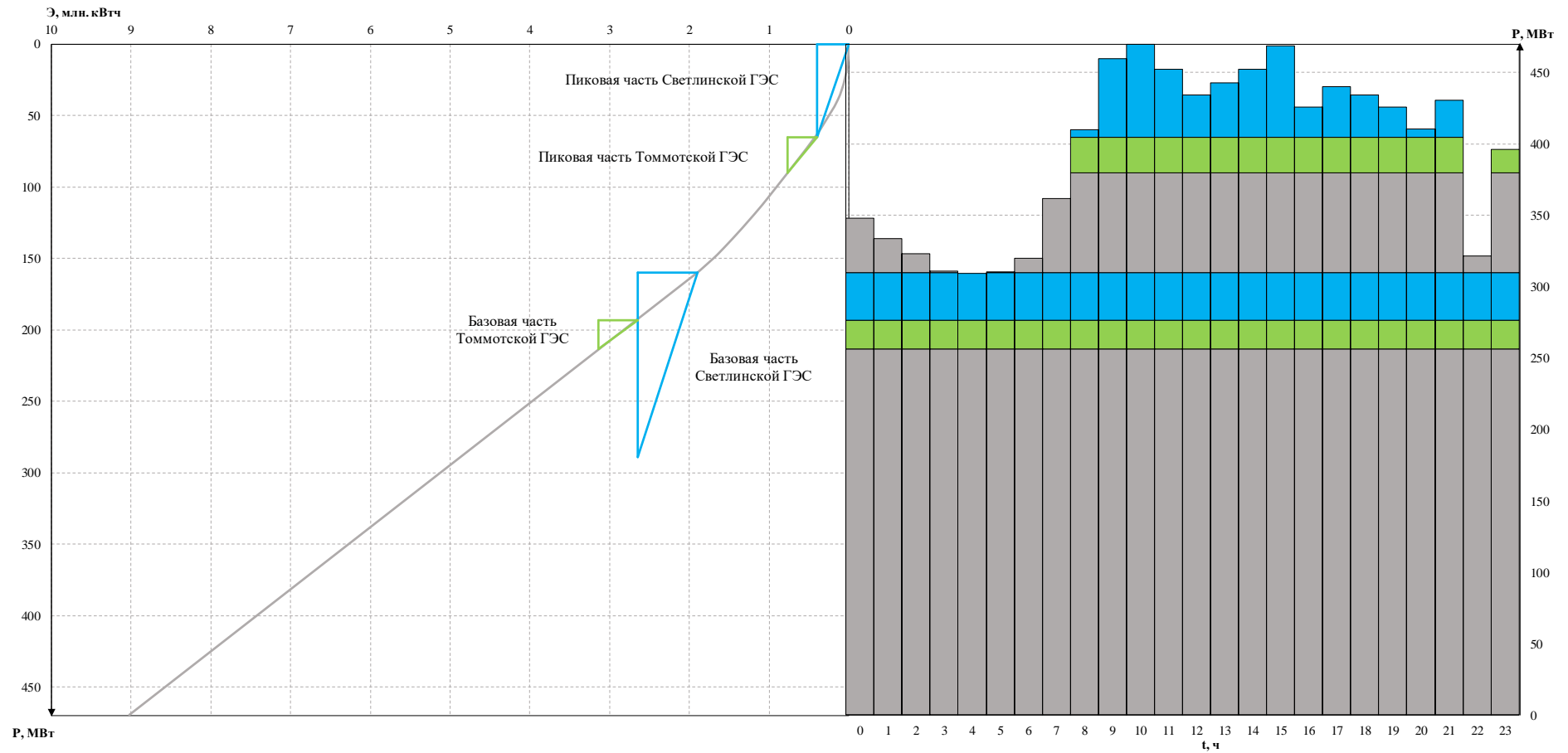


Рисунок Б.3 – Суточный график нагрузки июня, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения Б

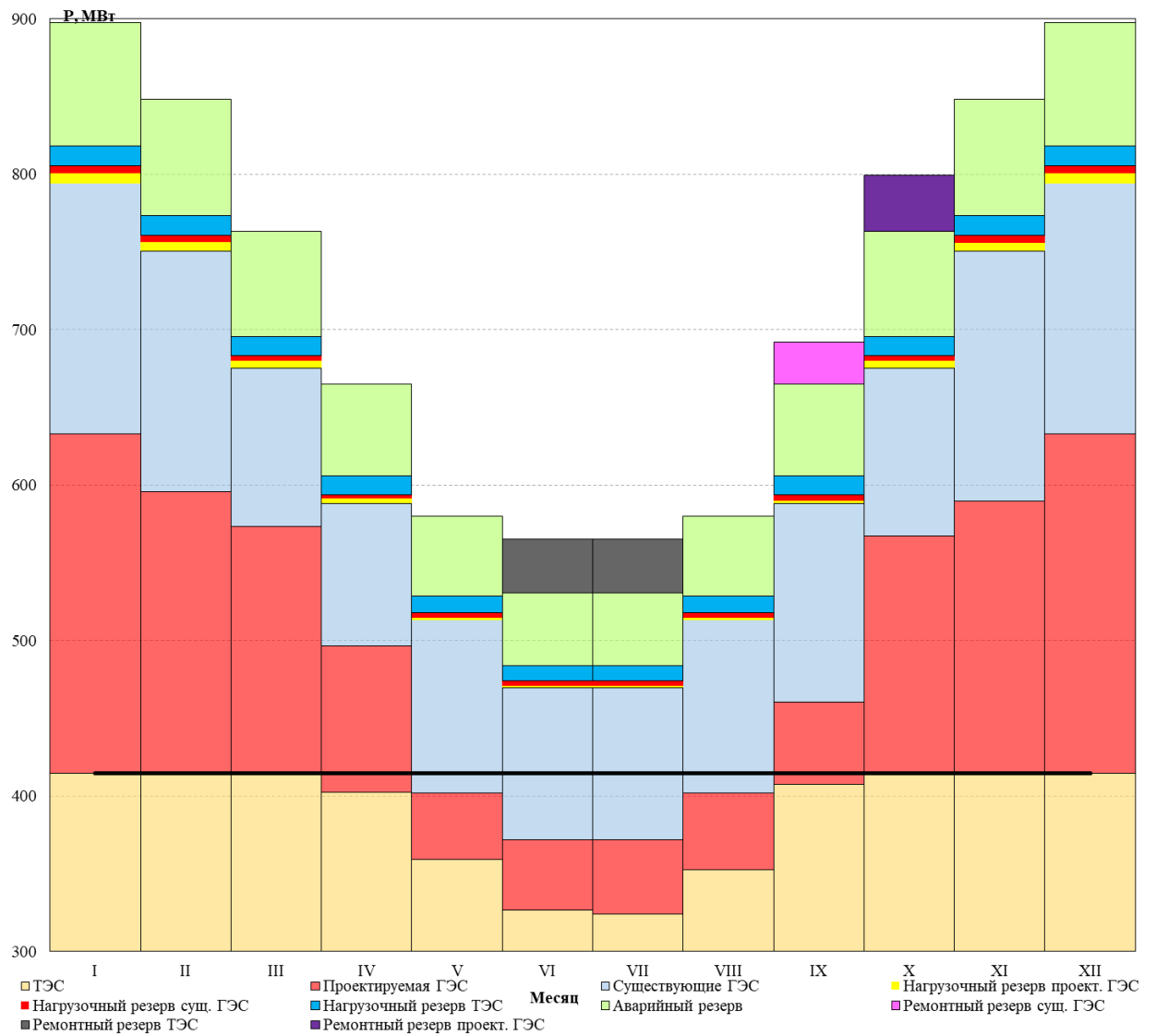


Рисунок Б.4 – Баланс мощности

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Работа ГЭС с мощностями, принятыми в маловодном году

Месяц	$Q_{\text{быт}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{исп}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{шл}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{фл}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{лд}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{п.быт}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вдхр}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вжк}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ж.сб}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{нб}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$V_{\text{нач}}$			ΔV			$Z_{\text{нб}}, \text{ м}$	$H, \text{ м}$	$N_{\text{ГЭС}}, \text{ МВт}$	$N_{\text{гар}}, \text{ МВт}$	$\Sigma, \text{ млн кВтч}$
												$V_{\text{нач}}$	ΔV	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нач}}$	$Z_{\text{кон}}$	$Z_{\text{ср}}$					
X	104	1	26	5	5	67	175	160	242	0	273	13,74	0,454	13,28	299,00	298,69	298,85	266,24	32,25	68	68	48,96
XI	82	1	26	5	9	41	428	160	469	0	499	13,28	1,108	12,18	298,69	297,85	298,27	267,75	30,17	123	123	88,56
XII	60	1	26	5	12	17	616	160	633	0	664	12,18	1,598	10,58	297,85	296,46	297,15	268,68	28,13	155	155	111,60
I	50	1	26	5	20	-1	675	160	674	0	705	10,58	1,750	8,83	296,46	294,87	295,67	268,89	26,43	155	155	111,60
II	44	0	26	5	9	4	546	160	550	0	581	8,83	1,416	7,41	294,87	293,66	294,27	268,23	25,69	123	123	88,56
III	43	0	26	5	-10	22	279	160	301	0	332	7,41	0,723	6,69	293,66	293,07	293,37	266,66	26,35	69	69	49,68
IV	55	1	26	5	-15	39	162	160	200	0	231	6,69	0,419	6,27	293,07	292,71	292,89	265,93	26,61	46	33	33,37
V	1265	13	26	5	-25	1247	-700	160	547	0	578	6,27	-1,814	8,08	292,71	294,23	293,47	267,53	25,59	122	34	87,67
VI	2000	20	26	5	-5	1954	-1400	160	554	0	585	8,08	-3,629	11,71	294,23	297,46	295,85	267,56	27,93	135	35	96,99
VII	1125	11	26	5	0	1083	-600	160	483	0	513	11,71	-1,555	13,27	297,46	298,68	298,07	267,20	30,52	128	38	92,29
VIII	738	7	26	5	0	700	-180	160	520	0	551	13,27	-0,467	13,73	298,68	299,00	298,84	267,39	31,10	141	39	101,28
IX	585	6	26	5	0	549	-1	160	547	0	578	13,73	-0,003	13,74	299,00	299,00	299,00	267,53	31,12	148	40	106,68

Таблица Б.4 – Работа ГЭС по режиму сработки расчётного маловодного года

Месяц	$Q_{\text{быт}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{исп}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{шл}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{фл}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{лд}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{п.быт}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вдхр}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вжк}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ж.сб}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{нб}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$V_{\text{нач}}$			ΔV			$Z_{\text{нб}}, \text{ м}$	$H, \text{ м}$	$N_{\text{ГЭС}}, \text{ МВт}$	$Z_{\text{кон}}, \text{ м}$	$\Sigma, \text{ млн кВтч}$
												$V_{\text{нач}}$	ΔV	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нач}}$	$Z_{\text{кон}}$	$Z_{\text{ср}}$					
X	104	1	26	5	5	67	203	160	270	0	301	13,74	0,526	13,21	299,00	298,64	298,82	266,44	32,03	75	298,64	54,18
XI	82	1	26	5	9	41	437	160	478	0	509	13,21	1,133	12,08	298,64	297,77	298,20	267,81	30,05	125	297,77	90,02
XII	60	1	26	5	12	17	620	160	637	0	668	12,08	1,607	10,47	297,77	296,36	297,07	268,70	28,02	155	296,35	111,81
I	50	1	26	5	20	-1	670	160	669	0	700	10,47	1,737	8,73	296,36	294,79	295,58	268,86	26,36	153	294,79	110,51
II	44	0	26	5	9	4	545	160	549	0	580	8,73	1,414	7,32	294,79	293,59	294,19	268,22	25,62	122	293,59	88,15
III	43	0	26	5	-10	22	284	160	306	0	337	7,32	0,736	6,58	293,59	292,98	293,28	266,70	26,24	70	292,98	50,31
IV	55	1	26	5	-15	39	122	160	160	0	191	6,58	0,316	6,27	292,98	292,71	292,84	265,62	26,87	38	292,71	27,00
V	1265	13	26	5	-25	1247	-700	160	547	0	578	6,27	-1,814	8,08	292,71	294,23	293,47	267,53	25,59	122	293,43	87,67
VI	2000	20	26	5	-5	1954	-1400	160	554	0	585	8,08	-3,629	11,71	294,23	297,46	295,84	267,56	27,93	135	295,74	96,99
VII	1125	11	26	5	0	1083	-600	160	483	0	513	11,71	-1,555	13,27	297,46	298,68	298,07	267,20	30,52	128	297,42	92,28
VIII	738	7	26	5	0	700	-180	160	520	0	551	13,27	-0,467	13,73	298,68	299,00	298,84	267,39	31,10	141	298,33	101,28
IX	585	6	26	5	0	549	-2	160	547	0	577	13,73	-0,005	13,74	299,00	299,00	299,00	267,53	31,12	148	299,00	106,59

Окончание приложения Б

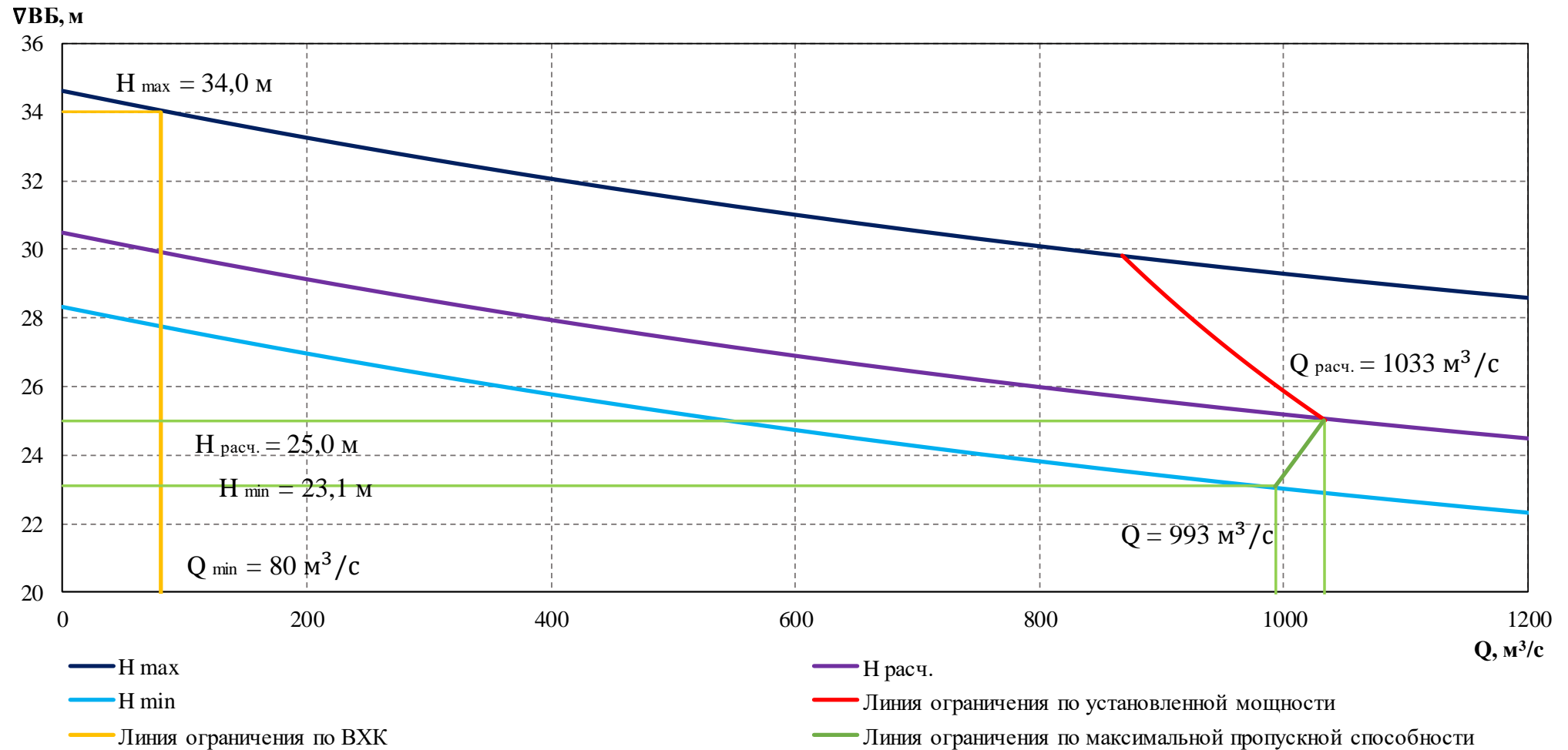
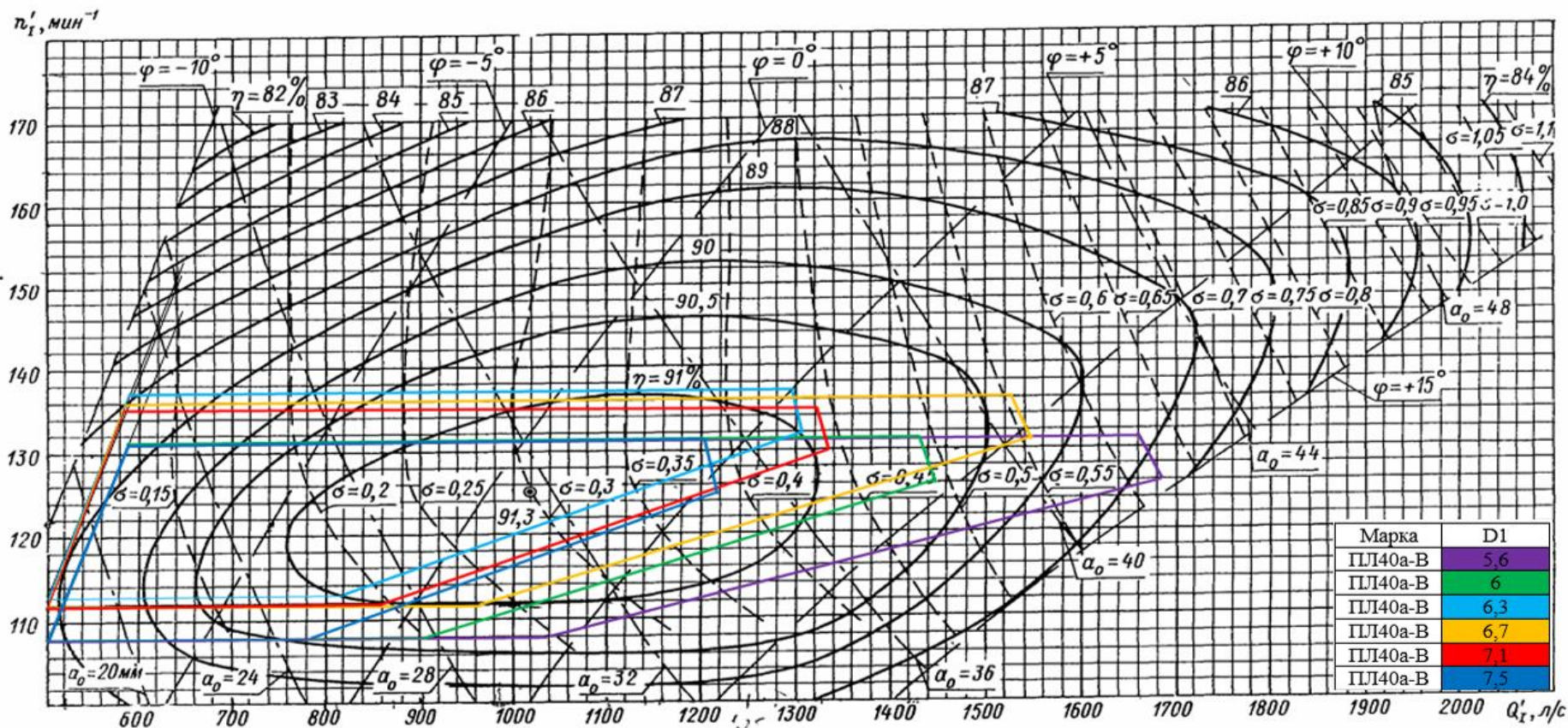


Рисунок Б.5 – Режимное поле с учётом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ 40/800-В-46
№ 2371 ЛМЗ



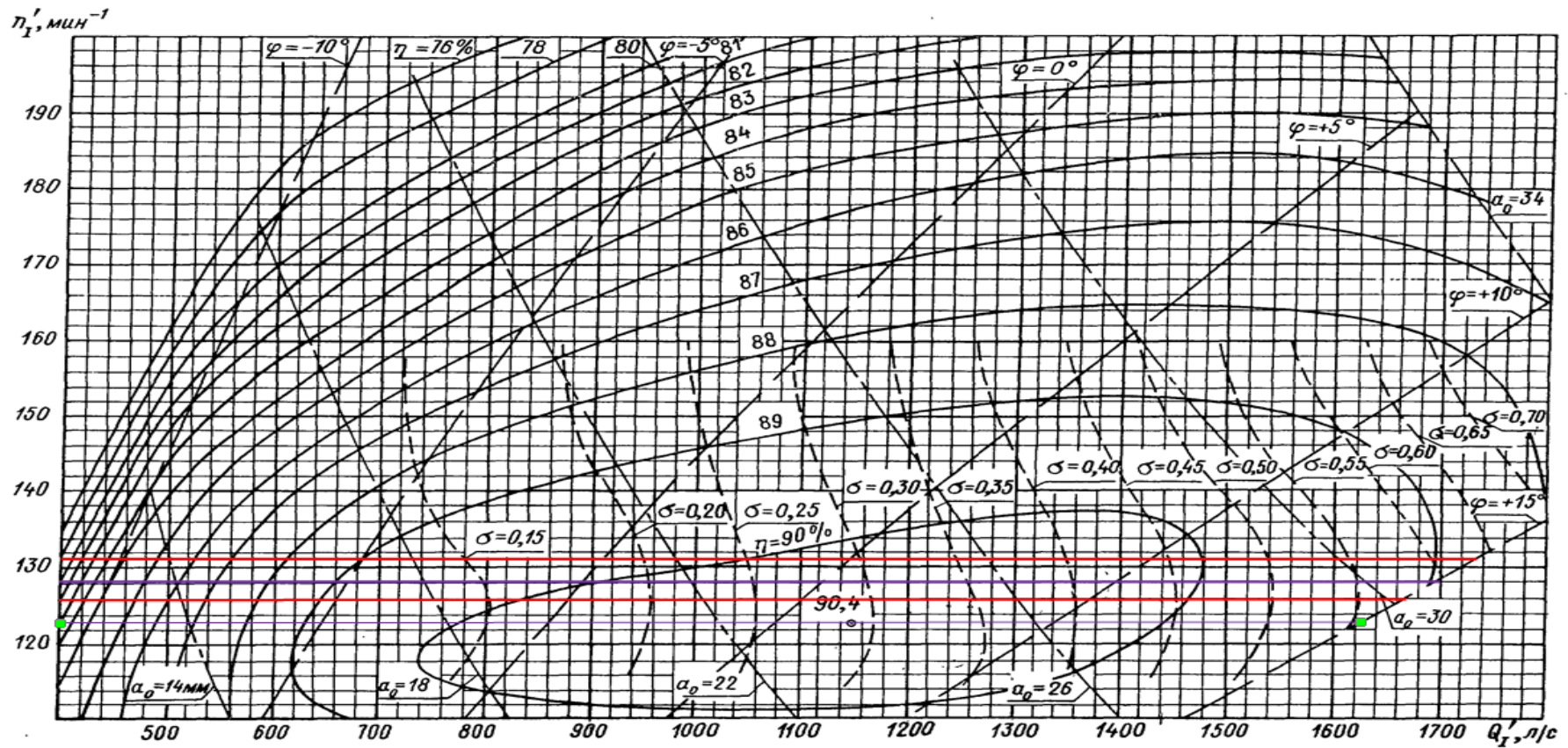
Испытания проведены при напоре гидротурбины 4 м и $t=10^\circ\text{C}$

Черт. 16

Рисунок В.1 – Рабочие зоны гидротурбины ПЛ40а-В

Продолжение приложения В

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ 40/587а-В-46
№ 2431 ЛМЗ

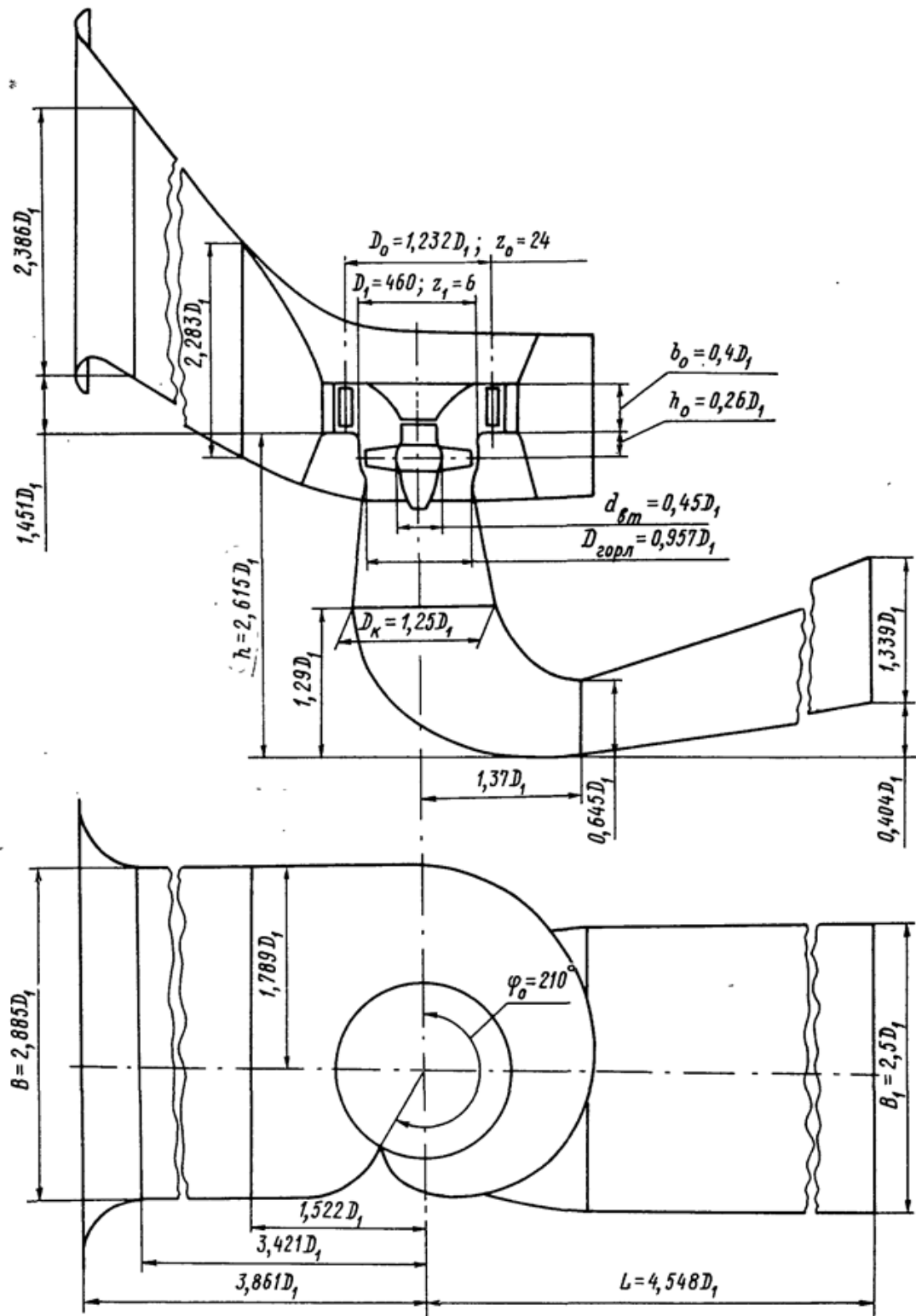


Испытания проведены при напоре гидротурбины 4 м и $t = 20^\circ\text{C}$
Черт. 13

Рисунок В.2 – Главная универсальная характеристика гидротурбины ПЛ40Б-В

Продолжение приложения В

Проточная часть модели гидротурбины ПЛ 40/800-В-46 (к универсальной характеристике № 2371 ЛМЗ)



Черт. 15

Рисунок В.3 - Проточная часть гидротурбины ПЛ40а-В

Окончание приложения В

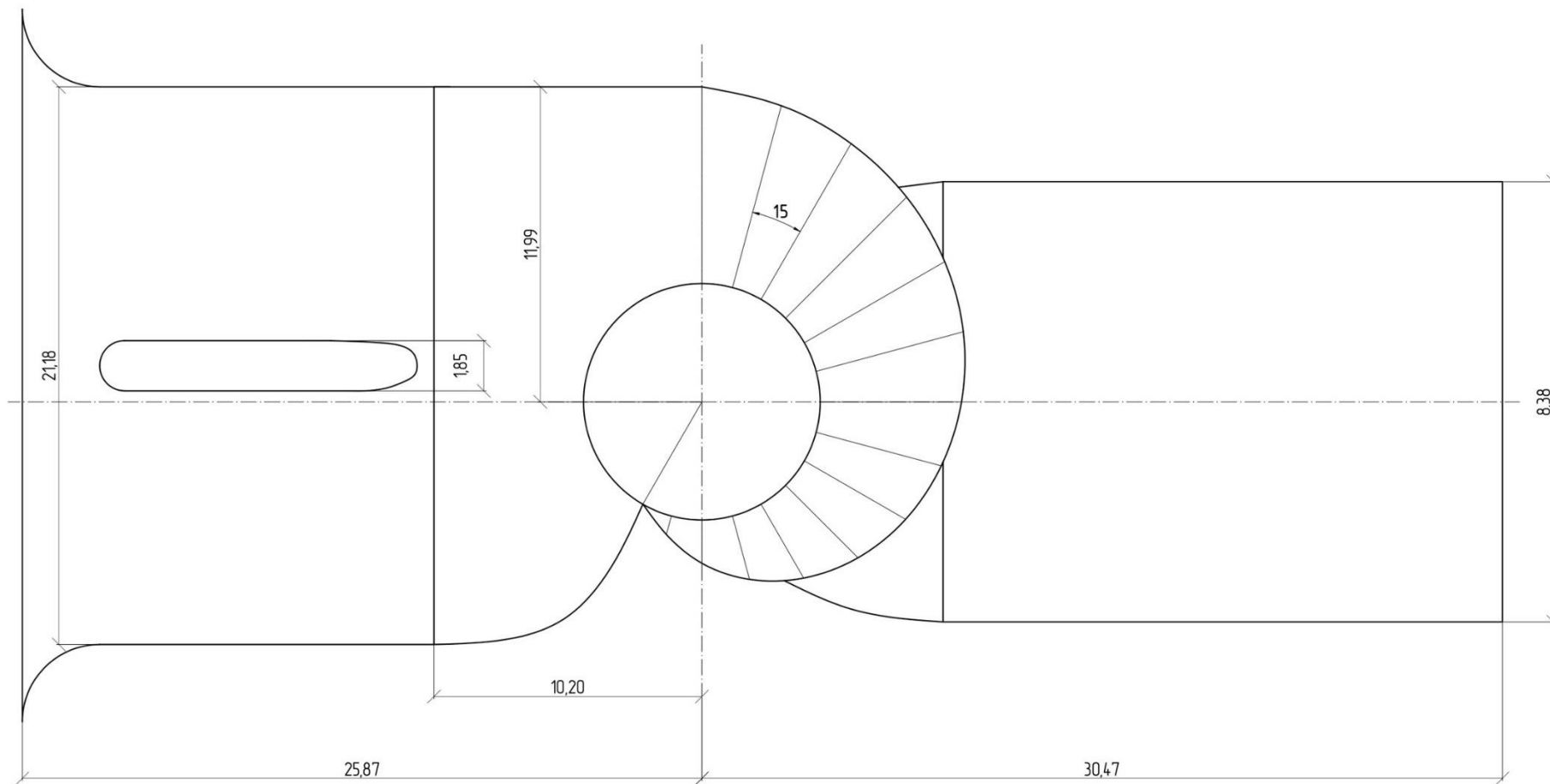


Рисунок В.4 - План спиральной камеры

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Компоновка и сооружения гидроузла

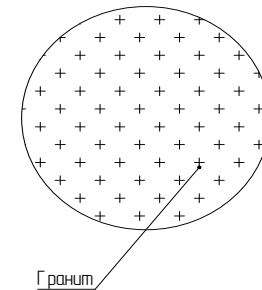
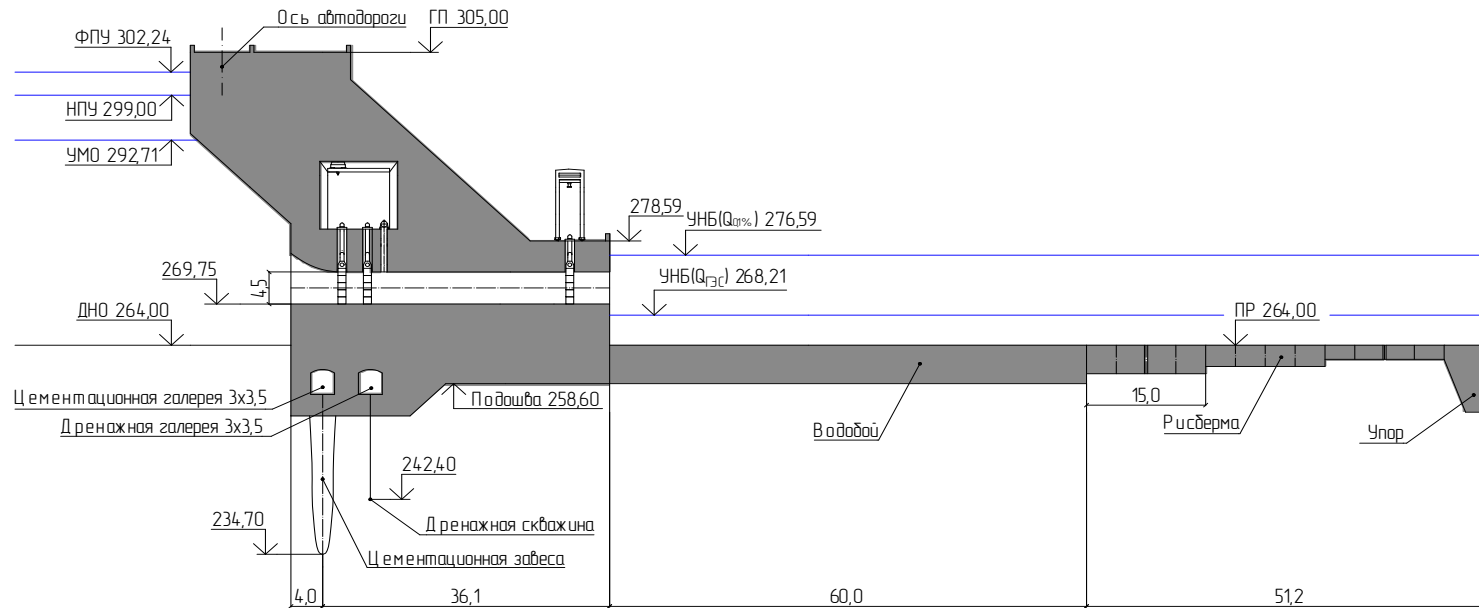


Рисунок Г.1 – Поперечный разрез по оси глубинного водосброса водосливной плотины

Продолжение приложения Г

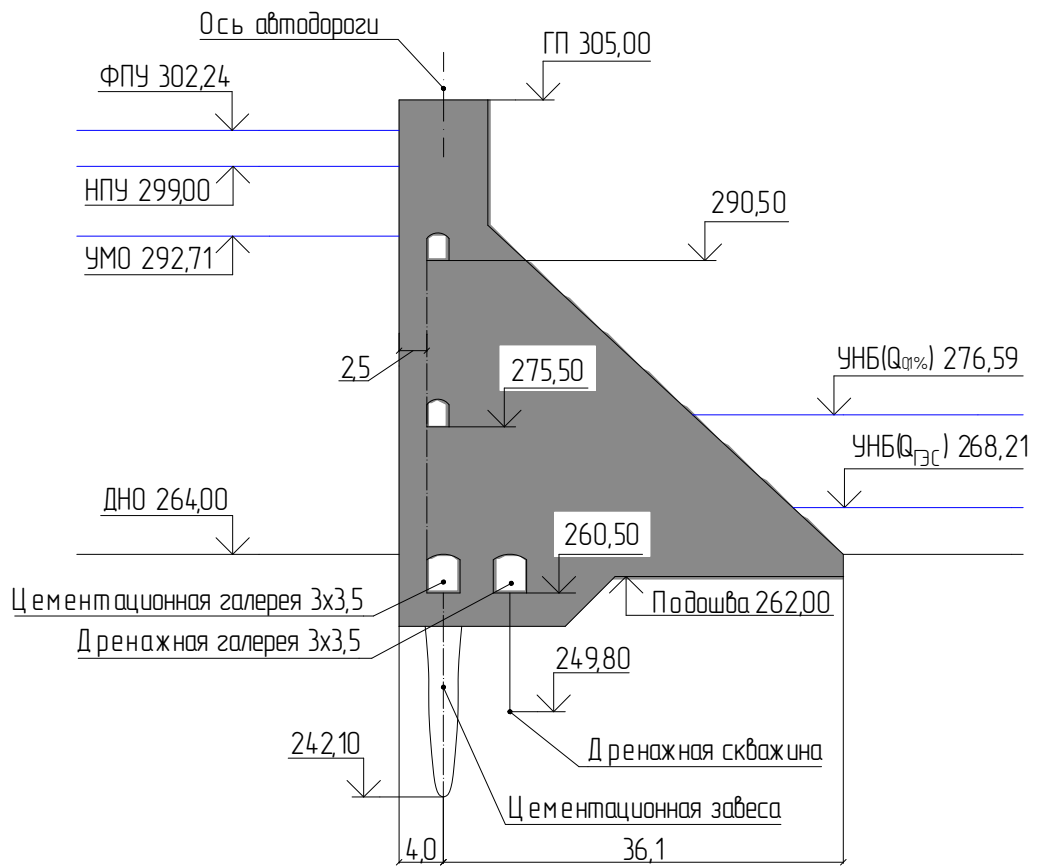


Рисунок Г.2 – Поперечный разрез глухой части плотины

Продолжение приложения Г

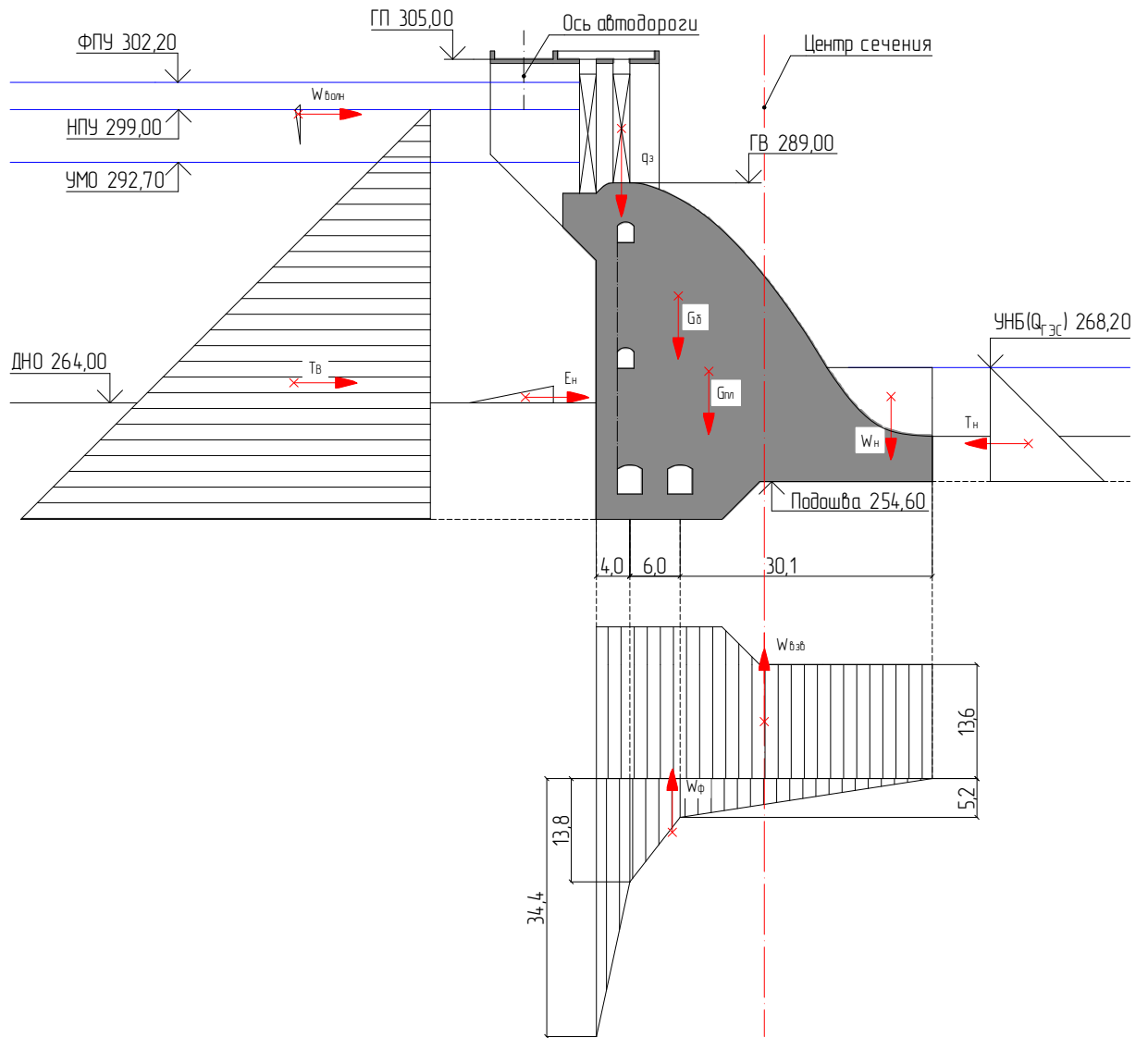


Рисунок Г.4 – Нагрузки, действующие на водосливную плотину

Продолжение приложения Г

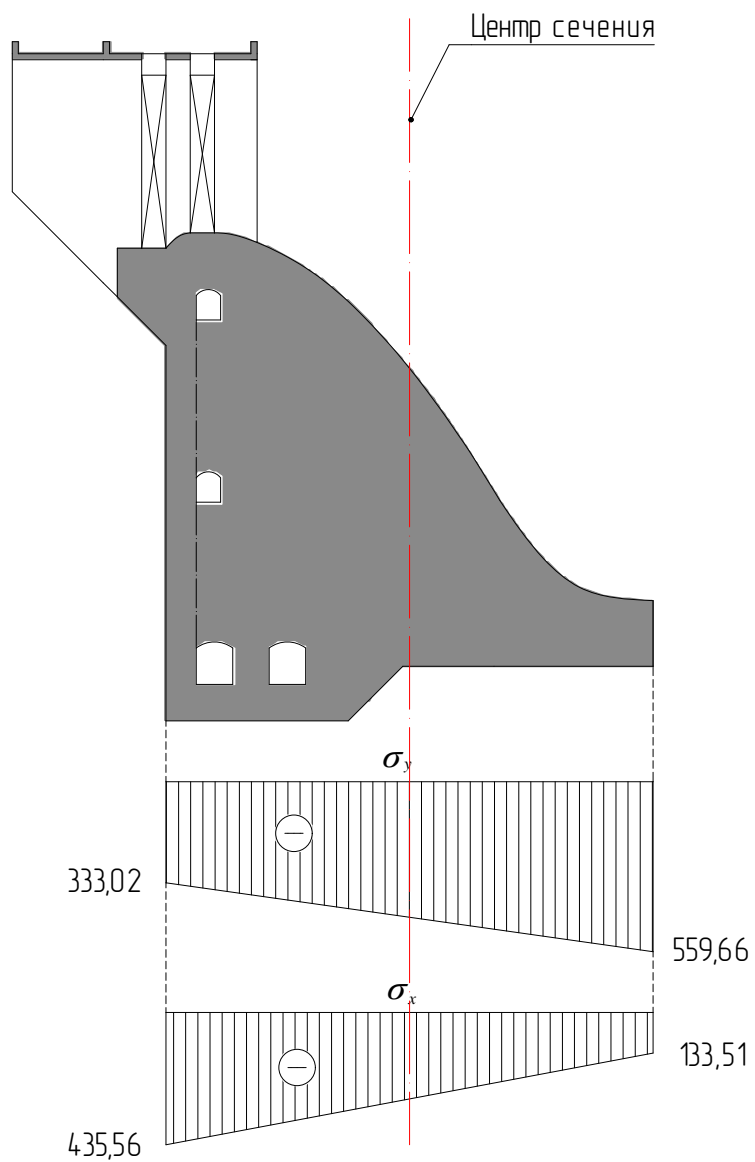


Рисунок Г.4 – Эпюры нормальных напряжений

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Устройства релейной защиты и автоматики

Таблица Д.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Продольная дифференциальная защита	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,33 \cdot I_H$	1,10 А
		Коэффициент торможения, K_T	0,5	–
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,7 \cdot I_H$	2,20 А
		Тормозной ток, B	$1,5 \cdot I_H$	4,92 А
		I_{OTC}	$6 \cdot I_H$	19,66 А
Защита от замыканий на землю обмотки статора	U_0	t_1	U_{01G}	5 В
		t_2	U_{0G}	10 В
		U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,5
Защита от повышения напряжения	$U >$	1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$ 120 В
		2 ступень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$ 140 В
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	Z_1	0,17 1,46 Ом
			Z_{CM1}	Z_1 1,46 Ом
		2 ступень	Z_2	0,8 6,96 Ом
Защита обратной последовательности от несимметричных КЗ и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$ 0,23 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$ 0,49 А
		ОТС I	$I_{2ОТС}$	$0,5 \cdot I_H$ 1,64 А
Защита от симметричных КЗ и перегрузок	I_1	СО	$I_{1СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$ 3,51 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$ 3,60 А
		ТО	$I_{1ТО}$	$1,22 \cdot I_H$ 4,00 А
Защита ротора от перегрузки	I_P	СО	$I_{P СИГН}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$ 0,97 А
		ПО	$I_{P ПУСК}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$ 1,00 А

Продолжение приложения Д

Окончание таблицы Д.1

Наименование			Обозначение		
Наименование	Обозначение		Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
		ОТС	$I_{P,ПУСК}$	$2,47 \cdot I_{НОМ,Р}$	2,25 А
Защита ТВ	I>>ТВ	ТО	$I_{ТО}$	$25,68 \cdot I_{НОМ,Р}$	23,38 А
	I>ТВ	МТЗ	$I_{МТЗ}$	$5,71 \cdot I_{НОМ,Р}$	5,20 А

Окончание приложения Д

Таблица Д.2 – Матрица уставок


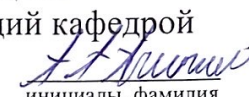
Защиты		Действие							
Наименование	Обозначение	Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Отключение ШСВ	Предупредительный сигнал	
Продольная дифференциальная защита	$I\Delta G$	+	+	+	+				
Защита от замыканий на землю обмотки статора	U_{02}							+	
	U_{06}	+	+	+					
	$U_{03} <$	+	+	+					
Защита от повышения напряжения	$U >$	1 ступень	+	+					
		2 ступень	+	+					
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	t_1				+		
			t_2	+	+	+			
		2 ступень	t_1					+	
			t_2					+	
	t_3	+	+						
Защита от несимметричных КЗ и перегрузок	I_2	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС	t_1					+	
			t_2					+	
	t_3	+	+						
Защита от симметричных КЗ и перегрузок	I_1	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС	t_1					+	
			t_2					+	
	t_3	+	+						
Защита ротора от перегрузок	I_p	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС		+	+				
Защита ТВ	$I >$ $> TB$	ТО	+	+					
	$I >$ $> TB$	МТЗ	+	+					

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«**СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**»
Саяно-Шушенский филиал
институт

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 
подпись инициалы, фамилия

«15.» Июни 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТОММОТСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ АЛДАН. ЛОКАЛЬНЫЕ
СИСТЕМЫ ОПОВЕЩЕНИЯ
тема

Руководитель


 15.06.2023
подпись, дата

Доцент кафедры ГГЭЭС
Саяно-Шушенский филиал
СФУ

В.И. Татарников
инициалы, фамилия

должность

Выпускник

 15.06.2023
подпись, дата

А.И. Павлова
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2023

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Томмотской ГЭС на реке Алдан. Локальные системы оповещения»

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР

А.А. Акимов
подпись, дата инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

З.И. Зайцев 21.03.23 З.И. Зайцев
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

А.В. Мещеряков 08.06.23 А.В. Мещеряков
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

А.А. Акимов 27.09.23 А.А. Акимов
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

М.С. Бармакин 22.04.23 М.С. Бармакин
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

С.А. Ренетников 01.07.23 С.А. Ренетников
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

В.И. Ткачев 10.04.23 В.И. Ткачев
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

В.А. Карачев 10.04.23 В.А. Карачев
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

В.В. Лавров 14.04.23 В.В. Лавров
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

А.Е. Террик 21.06.23 А.Е. Террик
подпись, дата инициалы, фамилия